

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Өндірістік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

доцент, т.ғ.к. Бакенов К.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« _____ » _____ 2014 ж.

(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: 110/110/110 кВ 2х63 МВА №108 қосалқы
стансаның делелік қорғанысы

5В071800 – Электр энергетикасы

мамандығы бойынша

Орындаған Дарменова Гүлнәз РЗМАК-10-2
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Нурмаханов
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша:

аға оқытушы Түлегенова С.К.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

С.К. « 26 » 05 20 14 ж.

(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

аға оқытушы Муташева Г.С.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

Г.С. « 20 » 05 20 14 ж.

(қолы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

аға оқытушы Арыстанов Н.Н.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

Н.Н. « _____ » _____ 20 14 ж.

(қолы)

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

« _____ » _____ 20 _____ ж.

(қолы)

Мөлшер бақылаушы:

аға оқытушы Асанова К.М.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

К.М. « 14 » 06 20 14 ж.

(қолы)

Пікір жазушы : №1 ТЭЦ-тегі электр цехын пайдалану б-ші
бастық орынбасары Аймуратов Д.Б.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

« _____ » _____ 20 14 ж.

(қолы)

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

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

жұмысты орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Дарменова Гульназ Кушқынбаевна
(аты - жөні)

Жұмыс тақырыбы 110/10/10 кВ 2х63 МВА №108
қосалқы стансаның релейлік қорғанысы
ректордың «24» қыркүйек №115 бұйрығы бойынша бекітілген.

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

Жұмысқа бастапқы деректер (талап етілетін жұмыс нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

№ 8 қосалқы стансада қуаты 63 МВА екі
орамады тармақталған 110/10/10 кВ екі трансформатор
орналасқан. 110 кВ шинада 2 желі келеді, ал 10 кВ-ға
24 фидер орналасқан. Релейлік қорғаныс 419 желіге
жасалады. Оның ұзындығы 23 км, меншікті кедергісі
0,4 Ом/км

Диплом жұмысындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жұмысының қысқаша мазмұны:

1. 110/10/10 қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау
2. Қосалқы стансадағы трансформатордың релейлік қорғанысы
3. Желі қорғанысы
4. Арналы бөлім
5. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі
6. Экономикалық бөлім

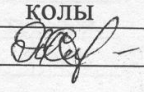
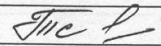
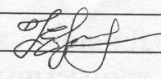

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Электр жүйесінің бас электрлік, тұрақ, кері нөл ретті алмастыру сұлбалары.
2. Қосалқы стансаның принциптік электр сұлбасы
3. Трансформатордың қорғанысы
4. Желі қорғанысы
5. ДҚ және НРТҚ селективтілік картасы, дистанциялық қорғаныстың полноталды сыпаттамасы.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Глобацкий В.Г., Пономарев И.А. Современные средства релейной защиты и автоматизации электросетей 3-е электронная версия, 2003 г.
2. Хожин Г.К. Электр станциялары мен қосалқы станциялары (оқулық). Алматы: «Ғылым» Ғ.О. 2002 ж.
3. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан, Астана 2012 г.

Жұмыс бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	КОЛЫ
Өміртіршілік қауіпсіздігі	Муташева Г.С.	1.11.13- 20.05.14ж.	
Экономикалық бөлім	Тулегенова С.К.	1.11.13- 26.05.14ж.	
Жетекші	Нурмаханов		
ЕТҚ	Арыстанов Н.Н.		

ДИПЛОМ ЖҰМЫСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	110/10/10 кВ қосалқы стансаның 3А бөлігін жасау ж/е жабдықтар мен коммутациялық аппараттар таңдау		
2.	Қосалқы стансадағы трансформатордың қорғанысы ж/е АВВ фирмасының терминаторын параметрлеу		
3.	Желі қорғанысы, АҚ ж/е НРТҚ-сын есептеу және параметрлеу		
4.	Өміртіршілік қауіпсіздігіне жасанды жарықтандыру және шуды есептеу		
5.	Экономикалық бөлім		

Тапсырманың берілген уақыты «01» қазан 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ (Бақенов К.А.)
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жұмыс жетекшісі _____ Нурмаханов
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Дарменова Г.К.
 (қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмысымда «110/10/10 кВ 2х63 МВА қосалқы стансаның релелік қорғанысы». Осы жұмыста қосалқы стансаның принципіалдық сұлбасы, күштік қондырғылар және жалғаулық аппараттар таңдалынған, қосалқы стансаның элементтеріне релелік қорғаныс қойылымдары есептелінген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электр зарядының адамға әсерін және одан қорғану шараларын қарастырдым, сонымен қатар жасанды жарықтандыруды есептеп таптым.

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

Аннотация

Дипломная работа выполнена на тему “Релейная защита подстанции 110/10/10 кВ 2х63 МВА”. В работе произведен выбор принципиальной схемы подстанции, силового оборудования и коммутационной аппаратуры, произведен расчет уставки элементов релейной защиты подстанции.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассчитаны и приведены меры безопасности от электрического заряда и сделан расчет искусственного освещения.

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

Annotation

The degree work is executed on the subject "Relay Protection of Substation of 110/10/10 KV 2x63 MVA". In the work 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 have been calculated artificial lighting.

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

Мазмұны

Кіріспе	7
1 110/10 кВ қосалқы стансаның электрлік бөлігін жасау	8
1.1 Қысқа тұйықталу тоқтары	9
1.2 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау	14
1.2.1 110 кВ кернеу жағына коммутациялық аппараттарды таңдау	17
1.2.2 10 кВ кернеу жағына ажыратқыштарды таңдау	20
1.3 Тоқ трансформаторларын таңдау	23
1.4 Кернеу трансформаторларын таңдау	24
1.5 Шиналарды таңдау	25
1.6 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау	27
2 Трансформатордың қорғаныс негізі	27
2.1 Трансформатордың негізгі дифференциалды қорғанысы	28
2.2 Трансформатордың резервті қорғанысы	34
2.3 Трансформаторлардың газдық қорғанысы	38
3 Желі қорғанысы	42
3.1 REL 670 дистанциялық қорғанысының сипаттамалары	42
3.2 Дистанциялық қорғаныстың есептелуі	45
3.3 Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу	51
4 Тіршілік қауіпсіздік бөлімі	60
5 Экономикалық бөлім	69
Қорытынды	77
Әдебиеттер тізімі	78
Қосымша А	79
Қосымша В	83
Қосымша С	88

Кіріспе

Энергетика саланың материалды-техникалық базасы және энергетикалық кәсіпорындардың негізгі фондтарының жоғары дәрежеде тозуы қазіргі заманғы талаптарға және энерготұтынудың өсу темпіне сай келмейді. Осы тұста «Біздің күш-қуатымыз – жаңа энергетикалық саясатта!» - деп, елбасымыз Н.Ә. Назарбаев айтқандай, энергетика саласын дамыту еліміздің болашағына деген сенімін айқындап, бүгінгі күннің күш-жігерін шындайтыны сөзсіз. 2017 жылы Астана қаласында өтетін ЕХРО-2017 халықаралық көрмесі осыған дәлел болмақ. Еліміздің энергетикасының дамуына теңізге тамған тамшыдай ғана болса да үлесі тиеді деген үмітпен мен осы бітіру жұмысымда 110/10/10 кВ кернеулі, қуаты 63 МВ болатын қосалқы стансасын қарастырдым.

Ғылыми-техникалық прогрестің салдарынан жоғарғы тиімділіктегі өнімдердің жаңа түрлері мен үлгілері - энергетикалық жабдықтар мен құрылғыларды, прогрессивті конструктивті және электротехникалық материалдарды, қазіргі заманғы релелік қорғаныстардың, автоматиканың, басқару және байланыстың микропроцессорлы кешендерін меңгеру жүргізілді.

Қазақстан рыногына алдыңғы қатарлы әлемдік өндірушілердің жаңа заманғы коммутациялық жабдықтары ене бастады. Осыған орай, мен қосалқы станцияда жаңа заман талаптарына, отандық стандарттарға және республикадағы қажетті сертификацияға сай келетін, көбірек жетілдірілген импорттық жабдықтар және электротехникалық материалдар таңдап алынды.

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 зақымдалу мен қалыпсыз режимдерге жылдам әрекет етіп отырады.

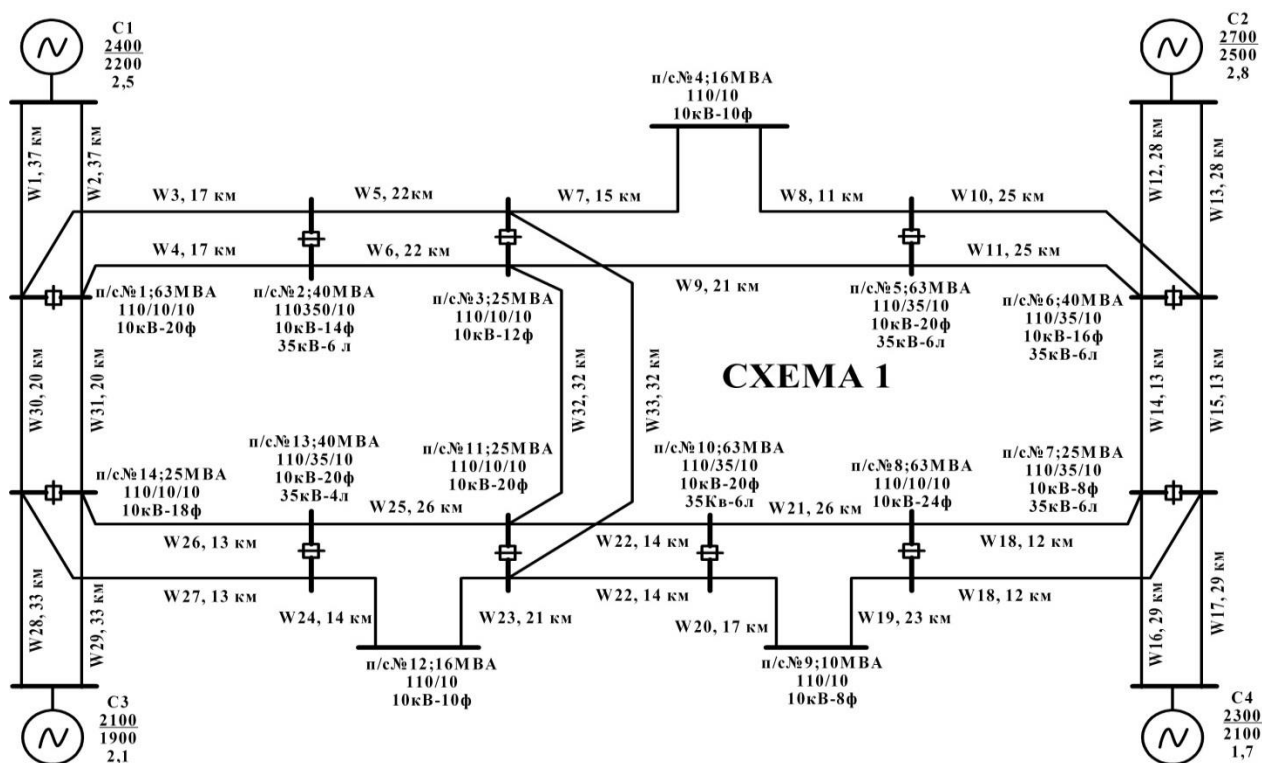
Бас электрлік сұлбада (сурет 1.1) жалпы энергожүйе көрсетілген. Соның ішінде №8 қосалқы стансаның релелік қорғанысын жасадым. Менде екі орамды тармақталған 110/10/10 қуаты 63 МВА екі трансформатор орналасқан. Жаңа қосалқы стансада заманауи комплектілі басқару жүйесімен, автоматика және сигнал беру цифрлық құрылғыларымен жабдықталған. Мен өзімнің есептеулеріме байланысты ажыратқыш пен айырғыштарды швейцариялық АВВ компаниясының өнімдерінен таңдадым. Және осы өнімдерін автоматтандыру барысында RET670, REL670 және REF615 терминалдарын алып, соларды параметрледім. Сонымен қатар нөмері 19, ұзындығы 23 км, меншікті кедергісі 0,4 Ом/км тең желінің қорғанысын жасау керек.

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

1.1 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу

Бастапқы берілгендері

Бітіру жұмысының бастапқы берілгендері мен стансаның бас сұлбасы 1.1 суретте көрсетілген. Бекітілген тақырып бойынша менің жұмысымда осы стансадағы №8 қосалқы стансасы қорғалады.



1.1 сурет– Стансаның бас электрлік сұлбасы

С-1 қорек жүйесі: $S_{кз\max} = 2400\text{ МВА}$; $S_{кз\min} = 2200\text{ МВА}$; $U_6 = 115\text{ кВ}$.

С-2 қорек жүйесі: $S_{кз\max} = 2700\text{ МВА}$; $S_{кз\min} = 2500\text{ МВА}$.

С-3 қорек жүйесі: $S_{кз\max} = 2100\text{ МВА}$; $S_{кз\min} = 1900\text{ МВА}$.

С-4 қорек жүйесі: $S_{кз\max} = 2300\text{ МВА}$; $S_{кз\min} = 2100\text{ МВА}$.

Трансформаторлардың параметрлері:

Екі орамды трансформатор (Т1): ТРДН-63000/110/10/10.

$S_{\text{НОМ}}=63\text{ МВА}$; $U_{\text{ЖК}}=115\text{ кВ}$; $U_{\text{ТК}}=10,5\text{ кВ}$; $u_{\text{к(+РПН)}}=10,84\%$; $u_{\text{к}}=10,5\%$; $u_{\text{к(-РПН)}}=11,9\%$.

Үш орамды трансформатор (Т2, Т13): ТДТН-40000/110/35/10

Параметрлері 1.1 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

$S_{\text{НОМ}}=40\text{ МВА}$; $U_{\text{ЖК}}=115\text{ кВ}$; $U_{\text{ОК}}=38,5\text{ кВ}$; $U_{\text{ТК}}=11\text{ кВ}$.

1.1 кесте– Трансформатор параметрлері

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

Екі орамды трансформатор (Т3, Т11, Т14): ТРДН-25000/110/10/10.

$S_{НОМ}=25$ МВА; $U_{жк}=115$ кВ; $U_{тк}=10,5$ кВ; $u_{к(+РПН)}=9,84\%$; $u_{к}=10,5\%$;

$u_{к(-РПН)}=11,72\%$.

Үш орамды трансформатор (Т5): ТДТН-63000/110/35/10. Параметрлері

1.2 кестеде көрсетілген. [Ә10, 295 б.]

$S_{НОМ}=63$ МВА; $U_{жк}=115$ кВ; $U_{ок}=38,5$ кВ; $U_{тк}=11$ кВ;

Кесте 1.2 – ТДТН-63000/110/35/10 трансформаторының паспорттық мәліметтері

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

Жүйе элементтерінің кедергілерін анықтау

Желілердің кедергілері $X_{л}$, Ом келесі формуламен анықталады:

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

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

L – желінің ұзындығы, км;

U_{δ} – базистік кернеу, кВ;

$U_{орт}$ – орташа кернеу, кВ.

Желілердің параметрлері мен (1.1) формула бойынша есептелген кедергі мәндері 1.3 кестеде көрсетілген.

1.3 кесте–Желілердің параметрлері мен кедергілері

Желі №	Желі ұзындығы, км	Желі кедергісі, Ом
1	2	3
1	37	14,8
2	37	14,8
3	17	6,8
4	17	6,8
5	22	8,8
6	22	8,8
7	15	6

1.3 кестенің жалғасы

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Есептелінген мәндер 1.4 және 1.5 кестелеріне енгізілген.

Кесте 1.4 – Екі орамды трансформаторлардың кедергілері

Тр-р №	Типі	$X_T(+РПН)$, Ом	X_T , Ом	$X_T(-РПН)$, Ом
T1	ТРДЦН-63000/110/10/10	22,76	22,042	24,981
T3, T11, T14	ТРДН-25000/110/10/10	52,05	55,545	62

Кесте 1.5 – Үш орамды трансформаторлардың кедергілері

Тр-р №	Типі	$X_{втр}$			$X_{нтр}$		
		+РПН	0	-РПН	+РПН	0	-РПН
T2, T13	ТДТН-40000/110/35/10	33,16	35,54	40,25	23,18	22,32	23,52
T5	ТДТН-63000/110/35/10	21,24	22,042	24,25	14,74	14,7	16,06

Жүйе кедергілері X_c , Ом келесідей анықталады:

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

$$E_{эс} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}}; \quad (1.9)$$

$$E_{эж} = \frac{E_{*(НО.М)} U_б}{\sqrt{3}} . \quad (1.10)$$

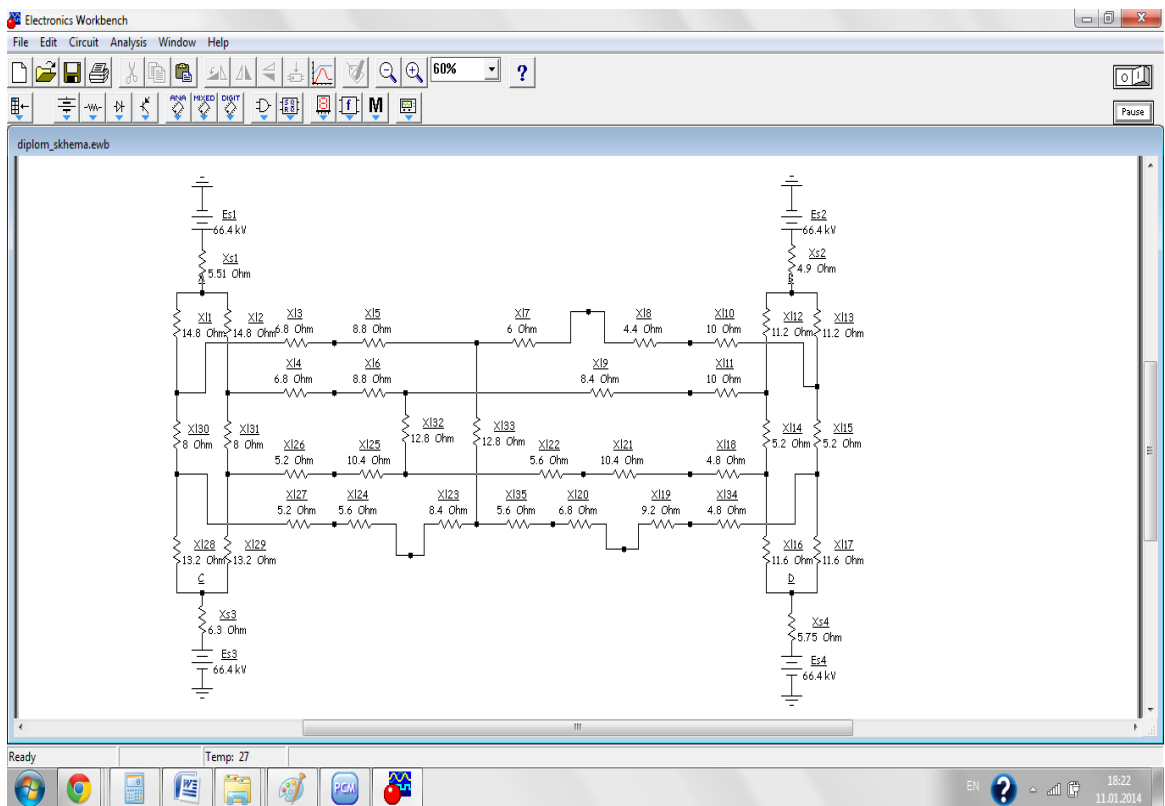
Есептелінген мәндер 1.6 кестеде көрсетілді.

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

Жүйе №	$U_{орт} = U_б$, кВ	$S_{КТmax}$, МВА	$S_{КТmin}$, МВА	$E_{ж}$, кВ	$X_{жmax}$, Ом	$X_{жmin}$, Ом
1	115	2400	2200	66,4	5,51	6,01
2	115	2700	2500	66,4	4,9	5,29
3	115	2100	1900	66,4	6,3	6,96
4	115	2300	2100	66,4	5,75	6,3

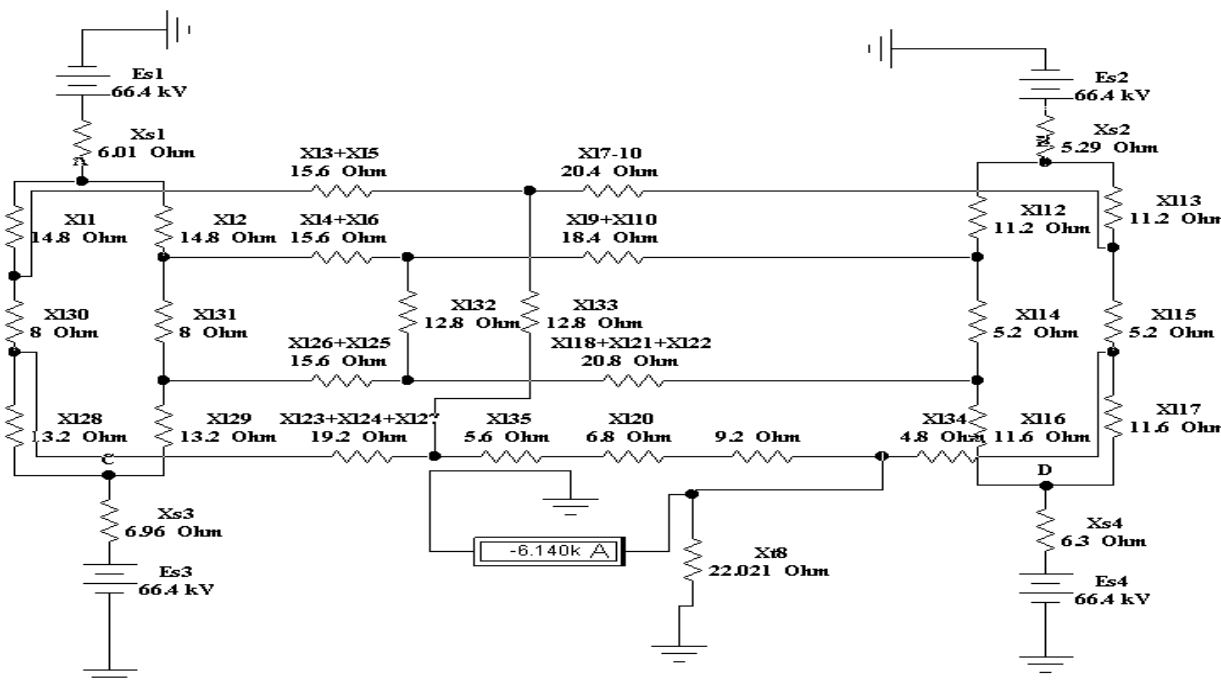
Қысқа тұйықталу тоқтарының мәндері

Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбасын құрастырамыз және "ELECTRONICS WORKBENCH" компьютерлік программасының көмегімен қысқа тұйықталу тоқтарды анықтаймын. Бірінші компьютерлік программада энергожүйенің орынбасу сұлбасын жинаймыз (1.2 сурет).

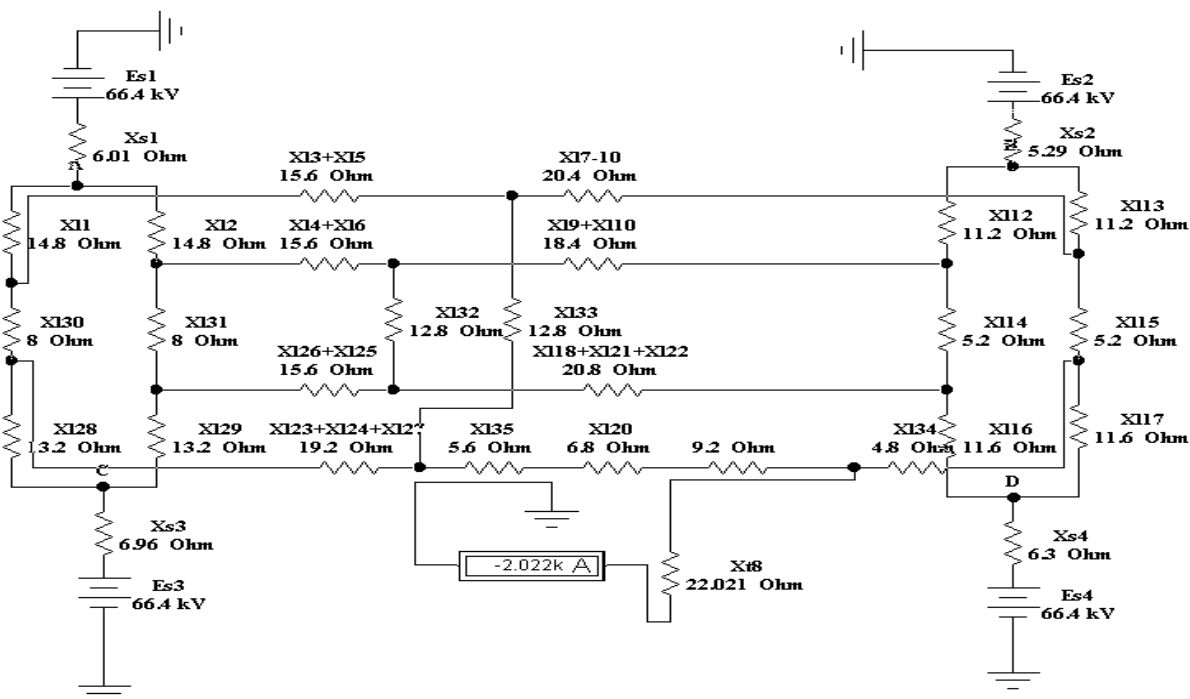


Сурет 1.2 – Electronics Workbench компьютерлік программасында энергожүйенің орынбасу сұлбасы

Энергожүйенің максимал режиміндегі 110 кВ және 10 кВ-тағы қысқа тұйықталу тоқтары сәйкесінше 1.3 пен 1.4 суреттерде көрсетілген.



1.3 сурет – Электр сұлбаның орташа режиміндегі 110 кВ-тағы ҚТ тоғы



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

1.2 Жабдықтар мен коммутациялық аппараттарды таңдау негіздері

Менің жабдықтар таңдағанда үш шетелдік компанияның өнімдері бар. Олар АВВ Siemens, АВВ және Mitsubishi Electric. Солардың ішінен АВВ компаниясының өнімін таңдадым. Өйткені, ол компания ажыратқыштарында үлкен артықшылық бар. Осы электржетегі конструкциядағы жалғыз қозғалмалы бөлік, яғни конструкцияда неғұрлым қозғалмалы бөлшек аз болса, соғұрлым конструкция берікті болады. Электржетек кішкентай және тұрақты қуат тұтынады. Сол себепті электржетек сенімді, әрі ұзақ жұмыс жасайды. Жұмыс жасау дыбысы өте төмен және ол жеңіл монтаждалады. Осы артықшылығына байланысты мен АВВ компаниясының өнімін таңдадым және болашақта басқа да электржабдықтарды осы компанияның өнімдерінен таңдайтын боламын. Себебі бір жерден өндірілген электржабдықтар бір-бірімен үйлесімді болып жасалады. Сондықтан олар сенімді әрі ұзақ іске асатын болады.

Ажыратқыштарды таңдау шарттары:

$$U_{ном} \geq U_{сети.ном};$$

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч};$$

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

Осыдан кейін ажыратқыштың өшіру қабілеті мына шарт бойынша тексеріледі.

$$I_{вкл} \geq I_{П.О};$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд}.$$

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot I_{П.О} \cdot \sqrt{2}, \quad (1.11)$$

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

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

Содан соң өшірілудің симметриялық тоғы тексеріледі:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П.т}.$$

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

$$i_{а.ном} \geq i_{а.т};$$

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

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

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

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

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

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

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 әсерету уақыты:

$$t_{откл} := t_{пз} + t_{с.в.откл}. \quad (1.13)$$

Ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығы ҚТ-ң шектік өтпе тоғымен тексеріледі:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п.0};$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{y\theta}.$$

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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k,$$

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

$t_{мер}$ – термиялық тұрақтылығының нормаланған тоғының шектеулірұқсат етілетін уақыты;

B_k – есептеу бойынша ҚТ тоғының жылулық импульсі.

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

Айырғыштармына шарттар бойынша таңдалады:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сетя}.$$

Келесі шарттар бойынша ток трансформаторларын таңдаймыз:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч};$$

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

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

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч},$$

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 щитті 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:

$$I_{2ном}^2 = 5A;$$

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

ТТ есептемелік жүктемесі $Z_{2расч}$ түйіспелер мен сымдардағы қуат шығынынан және 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 қосалқы стансаның екіншілік тізбегінде мыс кабель қолданылады ($\rho=0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$). Сымның қимасын өлшеу дәлдік талаптарына сәйкес таңдайды.

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

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

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

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пров}}, \quad (1.14)$$

мұндағы ρ – сымның материалының меншікті кедергісі;

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

Кернеу трансформаторларды келесі шарттар бойынша таңдалады:

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

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

Шиналардың қимасы қызу бойынша (рұқсат етілетін ток бойынша) таңдалынады. Бұл кезде тек қалыпты ғана емес, сонымен қатар апаттан кейінгі режимдер де ескеріледі және де жөндеу уақытындағы режим және шиналар секциялары арасында токтардың бірқалыпсыз таралу мүмкіндігі.

Таңдау шарты:

$$I_{max} \leq I_{доп},$$

мұндағы $I_{доп}$ – ($\theta_{0.ном}=25^0\text{C}$) кестелерде қабылданған ауа температураларын ескеріп таңдалынған қималы шинадағы рұқсат етілетін ток.

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_0}{\theta_{доп} - \theta_{0.ном}}}. \quad (1.15)$$

Боялған шиналар үшін $\theta_{0.доп}=70^0\text{C}$; $\theta_{0.ном}=25^0\text{C}$ болса, онда:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{70 - 25}{45}} = I_{доп.ном},$$

мұндағы $I_{доп.ном}$ – ауа температурасы $\theta_{0.ном}=25^0\text{C}$ болғандағы рұқсат етілетін ток;

θ_0 – ауаның нақты температурасы;

$\theta_{доп}$ – жалғасымды режимнің рұқсат етілетін қызу температурасы (ЭҚКЕ бойынша шиналар үшін $+70^0\text{C}$).

1.2.1 110 кВ кернеу жағына коммутациялық аппараттарды таңдау

110 кВ кернеу жағына ажыратқыштарды таңдау

Трансформатордың 110кВ жағындағы ток:

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.15)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 661,4 \text{ A}.$$

Осы мәнге қарап үш фирманың ажыратқыштарын таңдауға болады. Олар: “Siemens” 3AP1FG-145/EK, “Mitsubishi Electric” 100-SFMT-40E, “ABB” 121PM40-20B.

Осылардың ішінен “ABB” маркасының 121PM40-20B типті элегазды ажыратқыштарын таңдаймын. Себебі өндірушілер бұл ажыратқышқа 5 жылдық кепілдік, сосын бұл ажыратқыш менің ауа райыма өте қолайлы. Өйткені қоршаған ортаның жоғарғы мен төменгі температурасы +40 пен -45. Тағыда қосып кететін болсақ жұмыс істеу мерзімі 40 жыл. Менің ҚС-ма ол өте тиімді. Тағы бір артықшылығы, оның номиналды мәні менің есептік мәндерімнен 2 есе үлкен. Бұл айырмашылық маған болашақта керек. Себебі, менің ҚС-да болашақта қуат екі есе өседі, сол кезде маған жаңа ажыратқыш таңдау қажет болмайды.

Сөндірудің есептік уақыты:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в.откл} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ c};$$

$$t_{откл} = \tau.$$

ҚТ соққы тоғы:

$$I_{кз} = 6,140 \text{ кА} - \text{ЖК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,140 = 19,66 \text{ кА};$$

$$I_{n0вн} = 6,140 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,06 \text{ c};$$

$$i_{aт.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{n0вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}};$$

$$i_{aт.вн} = \sqrt{2} \cdot 5,419 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,06}} = 5,159 \text{ кА}.$$

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

$$I_{п.т.вн} = I_{п0вн} ;$$

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{п.т.вн} = 6,14 \text{ кА} ;$$

$$i_{а,ном} \geq i_{а,т} ;$$

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

$t_{откл} = 0,04 \text{ с} , t_{тер} = 3 \text{ с}$ болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$T_a = 0,06 \text{ с} ; t_{откл} = 0,04 \text{ с} ; I_{п0вн} = 6,14 \text{ кА} ; I_{тер} = 40 \text{ кА} ;$$

$$B_k = I_{п.о.вн}^2 [t_{откл} + T_a] ; \quad (1.16)$$

$$B_k = 6,14^2 \cdot [0,04 + 0,06] = 6,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Осы мәндерге қарап ажыратқышты таңдаймын. Ажыратқыштың параметрлері мен есептелген мәндері 1.7 кестеде көрсетілген.

1.7 кесте – 121PM40-20В типті элегазды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	123	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном}, \text{А}$	2000	$I_{раб.макс}, \text{кА}$	661,4
$I_{дин}, \text{кА}$	40	$I_{п,0}, \text{кА}$	5,419
$I_{отк}, \text{кА}$	40	$I_{п,т}, \text{кА}$	5,419
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	6,37
$i_{дин}, \text{кА}$	121	$i_{уд}, \text{кА}$	13,75

Таңдалынған ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

110 кВ жағындағы секциялық ажыратқышты таңдау
Желімен ағатын ток:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} ; \quad (1.17)$$

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ A.}$$

Апаттық режимдегі ток:

$$I_a = 2 \cdot I_p; \quad (1.18)$$

$$I_a = 2 \cdot 330,7 = 661,4 \text{ A.}$$

Осы мәндерге қарап 121PM40-20В типті секциялық ажыратқышты таңдаймын. Оның параметрлері 1.8 кестеде берілген.

1.8 кесте – 121PM40-20В типті секциялық ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	123	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{ном}}$, А	2000	I_a , А	661,4
$i_{\text{дин}}$, кА	121	$i_{\text{уд}}$, кА	19,66
$I_{\text{дин}}$, кА	40	$I_{\text{п.0}}$, кА	6,14
$I_{\text{отк}}$, кА	40	$I_{\text{п.т}}$, кА	6,14
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	4800	B , кА ² ·с	6,26

Айырғыштарды таңдау

110 кВ жоғарғы кернеуге SGF-123 АВВ типті айырғышты таңдадым. Оның параметрлері 1.9 кестеде.

Кесте 1.9 – 110 кВ жоғарғы кернеуге SGF-123 АВВ типті айырғыш

Айырғыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{ном}}$, кВ	123	$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110
$I_{\text{ном}}$, А	1600	$I_{\text{раб.мах}}$, А	446,45
$i_{\text{дин}}$, кА	100	$i_{\text{уд}}$, кА	19,66
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	40	B , кА ² ·с	6,26

1.2.2. 10 кВ кернеу жағына коммутациялық аппараттарды таңдау

Трансформатордың 10 кВ жағындағы ток:

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

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,31 \text{ A.}$$

Осы мәндерге қарап VD4.1240-258 типті вакуумды ажыратқышты таңдаймын.

$I_{кз} = 2,02 \text{ кА}$ – ТК жағындағы үшфазалы ҚТ тоғы.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,02 = 3,39 \text{ кА};$$

$$\tau = 0,01 + t_{C.E.откл} = 0,08 \text{ с};$$

$$t_{откл} = \tau.$$

τ кезіндегі ҚТ тоғының апериодты құраушысы:

$$i_{a\tau.nn} = \sqrt{2} \cdot 2,02 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,06}} = 0,5 \text{ кА}.$$

$I_{откл.ном} > I_{п.т.nn}, i_{a.ном} > i_{a.т.nn}$ болғандықтан, ажыратқышты сөндіру қабілетіне тексеру ҚТ толық тоғы бойынша жүзеге асады. Сөндірудің толық тоғы: $I_{откл.ном} = 63 \text{ кА} > I_{п.т.nn} = 2,02 \text{ кА}$;

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20\% \cdot 63}{100} = 17,819 \text{ кА}.$$

$t_{откл} = 0,04 \text{ с}$, $t_{rep} = 3 \text{ с}$ болғандықтан, жылулық тұрақтылыққа тексеру мына шартпен орындалады:

$$B_k = 2,02^2 \cdot [0,08 + 0,06] = 0,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$63^2 \cdot 3 = 15786 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 0,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Осы мәндерге қарап АВВ” фирмасының VD4.1240-258 типті вакуумды ажыратқышты таңдаймын. Оның параметрлері төмендегі 1.9 кестеде.

1.9 кесте – VD4.1240-258 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	12	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	3637,31
$i_{дин}, \text{кА}$	25	$i_{уд}, \text{кА}$	3,39
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	63	$I_{нт}, \text{кА}$	2,02
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	15876	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,25
$i_{a.ном}, \text{кА}$	17,819	$i_{a,t}, \text{кА}$	0,5

Ажыратқыш барлық қойған шарттарды қанағаттандырады.

10 кВ жағындағы секциялық ажыратқышты таңдау
Желімен ағатын ток:

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

$$I_p = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,31 \text{ A.}$$

Аппаттық режимдегі ток:

$$I_a = 3637,31.$$

Есептелінген мәндерді пайдалана отырып, АВВ фирмасының VD4.1240-258 типті вакуумдық ажыратқышын таңдадым, оның параметрлері 1.10 кестеде көрсетілген.

1.10 кесте – VD4.1240-258 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

Ажыратқыштың параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{ном}, \text{кВ}$	12	$U_{уст.ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	4000	$I_{раб.мах}, \text{А}$	3637,31
$i_{дин}, \text{кА}$	25	$i_{уд}, \text{кА}$	3,39
$I_{ном.отк}, \text{кА}$	63	$I_{пт}, \text{кА}$	2,02
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	15876	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,25
$i_{а.ном}, \text{кА}$	17,819	$i_{а.т}, \text{кА}$	0,5

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.
Фидерлер мен таралатын желілерге ажыратқышты таңдау
Нормальда тоқтарын есептеу үшін келесі шартты қанағаттандыру керек:

$$S_{фид.10кВ} = \frac{S_{ТР}}{24} = \frac{126}{24} = 5,25 \text{ МВА}.$$

10кВ жағындағы фидерлерге ажыратқыштарды таңдау:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ А};$$

$$I_{мах} = I_{норм} = 363,73 \text{ А}.$$

Есептелген мәндерге сүйене отырып “АВВ” фирмасының VD4 12.06.16 типті ажыратқышты таңдаймын, параметрлері 1.11 кестеде.

1.11 кесте – VD4 12.06.16 типті вакуумды ажыратқыштың параметрлері

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

$U_{НОМ}, \text{кВ}$	10	$U_{уст.НОМ}, \text{кВ}$	10
$I_{НОМ}, \text{кА}$	630	$I_{раб.мах}, \text{А}$	363,73
$i_{дин}, \text{кА}$	16	$i_{уд}, \text{кА}$	3,39
$i_{вкл}, \text{кА}$	40	$i_{уд}, \text{кА}$	3,39
$I_{НОМ.отк}, \text{кА}$	16	$I_{пт}, \text{кА}$	2,02
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1024	$B, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,25
$i_{а,НОМ}, \text{кА}$	17,819	$i_{а,t}, \text{кА}$	0,5

Ажыратқыш барлық шарттарды қанағаттандырады.

1.3 Ток трансформаторларын таңдау

110 кВ жағында ТТ-н таңдау

110 кВ жағында бақылау амперметрі және Электростиль санағышы жалғанған. Бұл есептегіш құралдар жүктемелерінің мәндері 1.12 кестеде берілген.

1.12 кесте – Есептегіш құралдар

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

0,2 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі $R_{2ном.} = 1,2 \text{ Ом}$ құрайды. Түйіспелердің кедергісін $R_{конт.} = 0,05 \text{ Ом}$ деп қабылдап, онда сымның кедергісі:

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

$$R_{пров.} = R_{2ном.} - R_{приб.} - R_{конт.}; \quad (1.20)$$

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

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

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}}; \quad (1.21)$$

$$S = \frac{0,028 \cdot 90}{1,126} = 2,24 \text{ мм}^2.$$

2,5 мм² қимасымен КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймын. Осы мәндерге қарап JUK 123а АВВ типті ТТ таңдаймын. ТТ параметрлері 1.13 кестеде көрсетілген.

1.13 кесте – JUK 123а АВВ типті ТТ параметрлері

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
U _{НОМ} , кВ	123	U _{НОМ} , кВ	110
I _{НОМ} , А	400	I _{НОМ} , А	330,7
I _{СКВ} , кА	125	I _{СКВ} , кА	19,66
I _{Тер} ² · I _{Тер} , кА ² · с	50	I _{Тер} ² · I _{Тер} , кА ² · с	6,26

10 кВ жағында ТТ-н таңдау

10 кВ жағында бақылау амперметрі мен ЭлектроСтиль санағышы орналасқан. Тоқ өлшегіш құралдардың жүктемелері 1.14 кестеде.

1.14 кесте – Тоқ өлшегіш құралдардағы жүктеме

Құрал	Құрал түрі	Тоқ өлшегіш құралдардағы жүктеме, В·А, фаза бойынша		
		А	В	С
Амперметр көрсеткіші	Э-665	0,5	0,5	0,5
Санағыш ЭлектроСтиль	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:

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

$$R_{приб} = 0,104 \text{ Ом}.$$

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

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

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

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

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

Табылған қима бойынша $2,5 \text{ мм}^2$ қималы КРВГ маркалы бақылау кабелін таңдаймыз. Осы мәндерге қарап АВВ маркалы ВВ103 ТТ таңдадым,оның параметрлері 1.15 кестеде.

1.15 кесте – ВВ103 АВВ параметрлері

ТТ параметрлері		Есептелген мәндері	
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10
$I_{\text{НОМ}}$, А	4000	$I_{\text{НОМ}}$, А	3637,31
$I_{\text{СКВ}}$, кА	100	$I_{\text{СКВ}}$, кА	3,39
$I_{\text{Тер}}^2 \cdot I_{\text{Тер}}$, кА ² ·с	3675	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot I_{\text{Тер}}$, кА ² ·с	0,25

1.4 Кернеу трансформаторларын таңдау

110кВ шинада КТ таңдау

Кернеу трансформаторына бақылау вольтметрі және ЭлектроСтиль санағышы жалғанған. Есептегіш құралдардың параметрлері 1.16 кестеде көрсетілген.

1.16 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	$P_{\text{общ}}$, Вт	Q_{Σ} , вар	S , ВА
Вольтметр көрсеткіші	Ц-301/1	3	3	4,24
Санағыш ЭлектроСтиль	ЦЭ6803В	-	-	5·6
Барлығы		-	-	34,24

Есептік екіншілік жүктеме:

$$S_{2p} = \sqrt{3^2 + 3^2} = 4,24 \text{ ВА}.$$

Берілген мәндерге сүйене отырып, НКФ-110-58 типті КТ таңдаймын.

0,2 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 400 В·А құрайды, ол есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

10 кВ шинада КТ таңдау

Кернеу трансформаторына есептік вольтметр мен санағыш жалғанған, параметрлері 1.17 кестеде.

1.17 кесте – Есептегіш құралдар

Құрал	Құрал түрі	Р _{общ.} Вт	Q _{Σ.} вар	S, ВА
Вольтметр көрсеткіші	Ц-301/1	3	3	4,24
Санағыш ЭлектроСтиль	ЦЭ6803В	-	-	8·6
Барлығы		-	-	44,24

TDC4 АВВ типті КТ таңдаймын. 0,2 класс дәлдігінде номиналды екіншілік жүктемесі 100 В·А, есептік жүктемеден неғұрлым жоғары.

1.5 Шиналарды таңдау

110 кВ кернеудегі шинаны таңдау

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.22)$$

$$I_{ном.тр} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 A;$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном.тр}; \quad (1.23)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 330,7 = 446,45 A.$$

Бір жолақты мысты шинаны таңдаймын 30x4 мм²; I_{доп}=475 А.

10 кВ кернеудегі шинаны таңдау

$$I_{.ном.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{.ном.тр} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,31 A;$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 3637,31 = 4910,37 A.$$

Үш жолақты мысты шинаны таңдаймын $120 \times 10 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}}=5200/6250\text{А}$.

1.6 Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

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

Номиналдық кернеу бойынша:

- Жоғарғы жағында EXLIM R-110;
- Төменгі жағында EXLIM P-10.

2. Трансформатордың қорғаныстарының негізі

Менің қосалқы стансамда қуаты 63 МВА тең, кернеуі 110/10/10 кВ болатын тармақталған екі орамды ТРДЦН маркалы трансформаторының біріншіден дифференциалдық қорғанысын, сосын резервтік қорғанысын есептеу керек.

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

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

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

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

Негізгі қорғаныс ретінде:

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

Қосымша қорғаныс ретінде:

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

Негізгі дифференциалды қорғаныс ретінде RET 670, ал қосымша үшін REF 615 қорғанысы пайдаланылады.

2.1 Трансформатордың негізгі дифференциалды қорғанысы

RET 670 дифференциалды қорғаныстардың сипаттамалары Қолданылуы

Кернеудің барлық деңгейлерінің трансформаторларындағы қысқа тұйықталулардан қорғайтын жылдам және селективті қорғаныстарға жауап беретін RET670 сандық дифференциалды қорғанысы болып табылады. RET670 сандық 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 есептеледі.

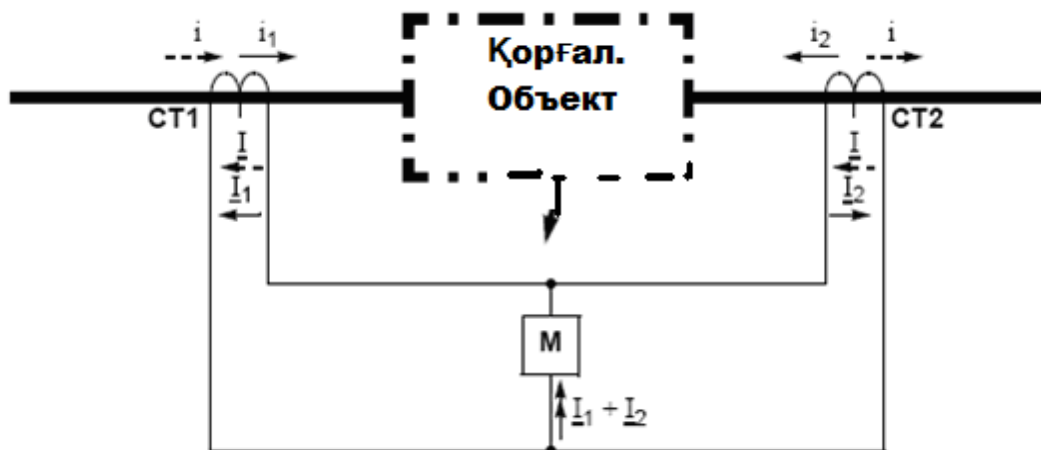
Бейтарапбы жерге тұйықталған талабы бойынша бейімделеді, олар есептеулер алгоритмінде автоматты түрде есепке алынады. Бейтарап сымы жерге тұйықталған трансформаторды қорғаған кезде бейтарап пен жер арасында ағатын тоқ өзгертіліп, жерге тұйықталудан қорғайтын жоғары жиілікті қорғаныста қолданыла алады. Қосымша тоқ бойынша жоғары сезімталдығы кіріс жағына орнатылған. Мысалы трансформатор немесе реактор бөлігінен кішкентай тоқтарды үлкен кедергілер мәніндегі зақымдалулар кезіндегі жағдайлардың өзінде де анықтау үшін пайдаланылады.

Қорғалынатын объектілерінің барлық типтері үшін уақыт ұстанымы бар максималды тоқ қорғанысы функцияналды құрылғылары бар. Бұл функциялар жан-жақты қолданылады. Асқын жүктеме кезінде жылулық қорғау кез-келген машина түрін қорғау үшін тиімді. Ол май температурасын өлшеуге, сыртқы температуралық датчиктерді қолдану барысында қайнау нүктесі және ескіру жылдамдығын бағалауға арналған функциямен толықтырылады.

Балансталмаған жүктеме қорғанысы симметриялы емес тоқтарды анықтай алады. Соның көмегімен фазааралық зақымдалулар мен кері реттік тоқтарды табуға болады. Ажыратқыштың істен шығатын болса қорғаныс оған ажырату командасы берілгеннен кейінгі, әрекетін тексереді. Ол қорғалатын объектінің кез-келген жағына қосуға болады.

Дифференциалды қорғаныстың негізгі жағдайлары

Трансформаторды қорғауға негізінен дифференциалдық қорғаныс арқылы қорғалынады. Дифференциалдық қорғаныстың жұмыс істеу принципіне тоқталып кетейік. Трансформатордың жоғарғы және төменгі жақтарына тоқ трансформаторы қойылады. Екіншілік тоқтарды салыстыру барысында жұмыс істейді. Негізінен екі жағдай орын алады: трансформатордың сырт жағында, сосын трансформатордың ішіндегі қысқа тұйықталу. Егер трансформатордың сырт жағында (төменгі жағында) қ.т. болатын болса, онда реледен ағатын тоқ I_1 мен I_2 екеуінің қосындысына тең болады. I_1 мен I_2 бағыттары қарама қарсы болғандықтан реледен ағатын тоқ 0-ге тең.



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

Ал қ.т. трансформатордың ішінде болса, онда I_2 (төменгі жақтағы тоқ) нөлге тең болады. Реледен ағатын тоқ I_1 -ге тең болып реле өзінің жұмысын атқарады.

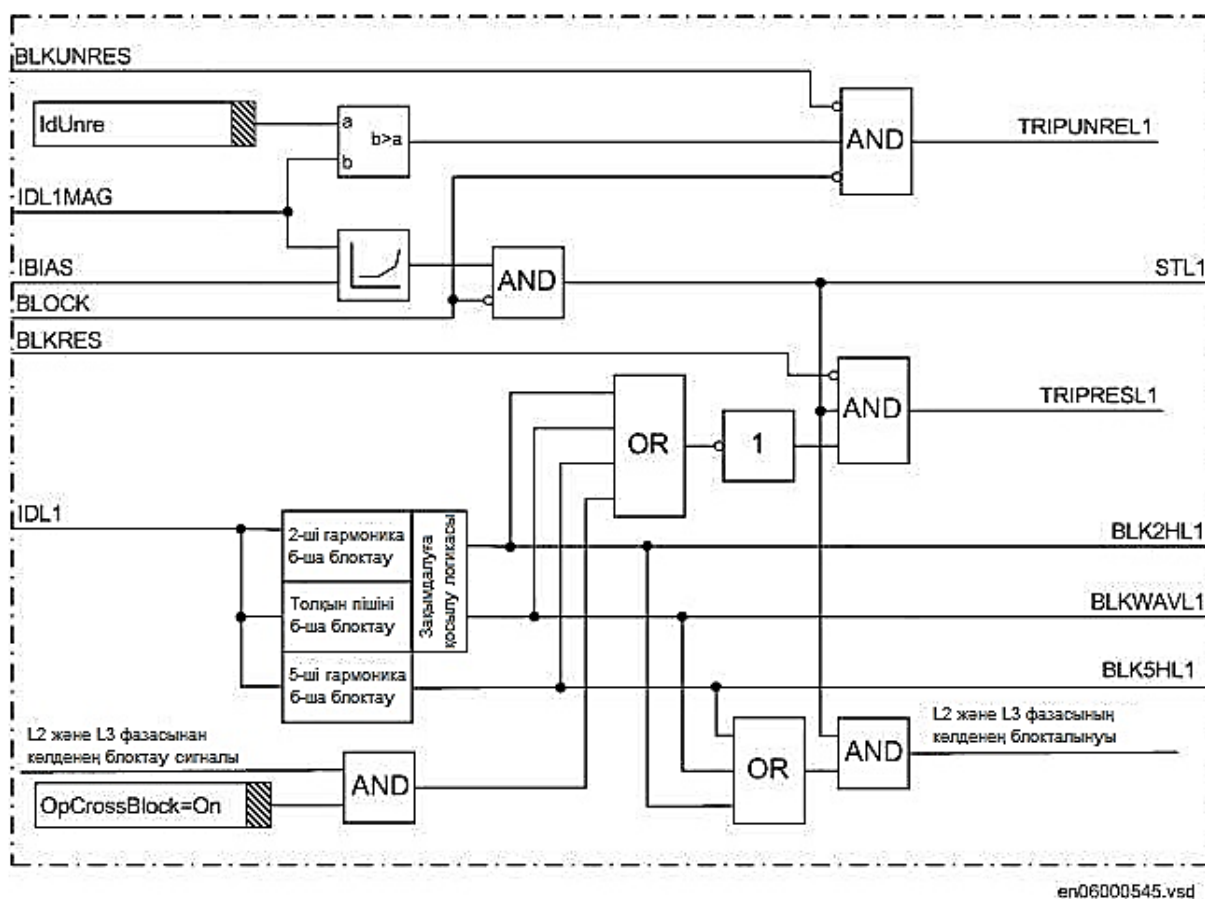
RET670 дифференциалды қорғанысы

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) тоқтарды есептеу жүреді. RET670 терминалының жадына қорғаныс трансформаторының негізгі техникалық параметрлері енгізілу керек: номиналды кернеу және орамдардың номиналды тоқтары, сонымен қатар орамдардың қосылу схемалары (толығырақ «Ұставка» 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.

Гармоникті тежеу

Жүктелген трансформаторларда және шунтталған реакторлардың шинаға қосқан кезде үлкен магниттелу тоғы пайда болады (тоқ секіруі). Бұл тоқ секірулері 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 қ.т. кезінде болмайтын екіншілік гармониктің құраушыларымен сипатталады. Егерекінші гармониктің құраушысы таңдалынған шеттік шамадан артық болса, онда дифференциалды сатысы өзінің жұмысын істемейді. Тиым салуды іске асыру үшін екінші гармониктен басқа гармониктер таңдалынуы мүмкін, мысалы бесінші немесе жетінші трансформатордың темірінің артық қоздырылуы тақ гармониктердің болуымен сипатталады.



2.2 сурет – Трансформатордың L1 фазасының дифференциалды қорғанысының ықшамдалған логикалық сұлбасы

Дифференциалды қорғаныс гармоникті құраушылар орнатылғаннан кейін анықталады. Сүзбеде көрсетілгендей алгоритмдері динамикалық

шарттарда тұрақтандыру үшін қосымша өлшеулер керек болмайтындай етіп орындалған. Гармоникалық тежеу фаза бойынша орындалса да, қорғаныс толық үш фазаға бірдей әрекет етеді, сондықтан секіру тоғы тек бір фазада болуы мүмкін.

Ықшамдалған функционалды сұлба (2.2 сурет) дифференциалды үзіндіні (IdUnre) және тежеуіші бар сезімтал мүшені іске 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 арттырады.

Тежелу сипаттамасы (2.3 сурет) негізгі гармоникалар және дифференциалдық токтары базасында құрылады. Ол салыстырмалы бірліктерде беріліп және түзу сызықтық үш кесіндіден тұрады.

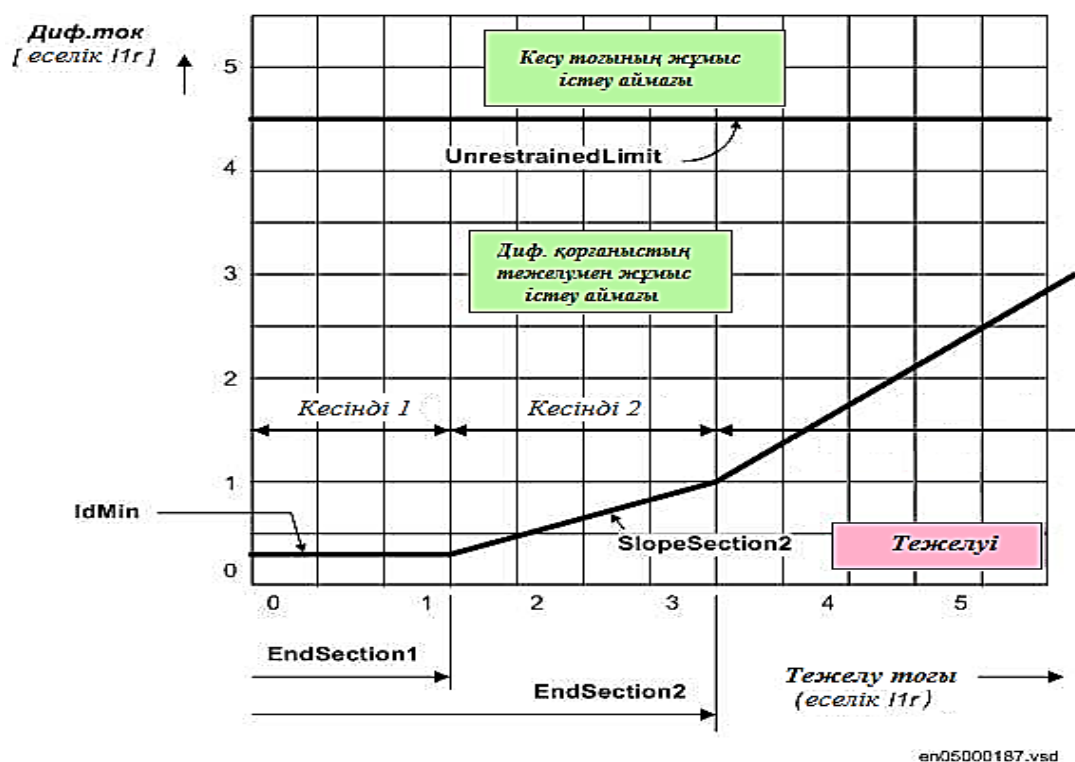
-біріншісі (көлденең) - EndSection1 тежелу тоғына дейін;

-екіншісі (қисық) - EndSection2 тежелу тоғына дейін.

Тежеуішті тоқ барлық үш фаза үшін де бірдей болады.

Тежеуішті ток ретінде барлық жағынан және барлық дифференциалды қорғаныс фазалар жағынан келтірілген токты есепке алады.

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



2.3 сурет – Тежелу сипаттамасы

Трансформатордың дифференциалдық қорғанысының есептелуі
Трансформатордың параметрлері ТРДН-63000/110/10/10.

$S=63000$ кВА; $U_{НОМ ВН}=110$ кВ; $U_{НОМ НН}=10$ кВ; РПН: $\pm 8 \times 2\%$.

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

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

Құрылғының іске қосылу сипаттамасы үш бөліктен тұрады.

Бірінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{CP} \geq k_n \cdot I_{НОМ}, \quad (2.1)$$

мұндағы $k_n=0,2$.

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

$$I_{НОМ} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331,05 \text{ А};$$

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

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

Екінші бөліктің параметрлерін таңдау

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

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

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

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

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

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

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

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

Жуықтап алатын болсақ $m1=0,23$.

Үшінші бөліктің параметрлерін таңдау

$$I_{кз.макс} = 4833 \text{ А.}$$

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

$$I_{нб.расч.2} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4833 + 0,16 \cdot 4873 = 1256,58 \text{ А};$$

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

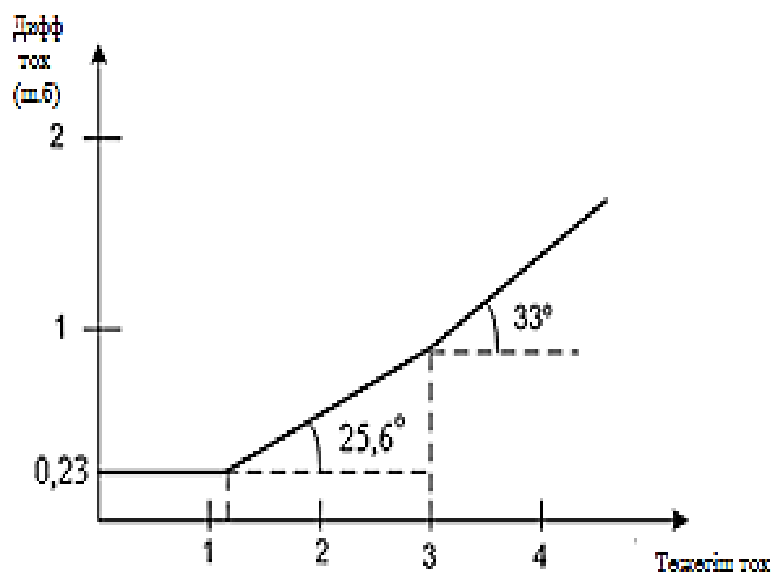
$$I_{торм.макс2} = 0,5 \cdot (4833 + 4833) = 4833 \text{ А};$$

$$m2 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч2} - I_{ср.} \cdot (1 - 0,5 \cdot m1) - I_{торм.макс1} \cdot m1}{I_{торм.макс2} - I_{торм.макс1}}; \quad (2.7)$$

$$m2 = \frac{1,5 \cdot 1256,58 - 70 \cdot (1 - 0,5 \cdot 0,23) - 662,1 \cdot 0,23}{4833 - 662,1} = 0,4.$$

Жуықтап алатын болсақ $m2=0,4$.

Дифференциалдық қорғаныстың тежелу сипаттамасының графигі 2.4 суретте көрсетілген.

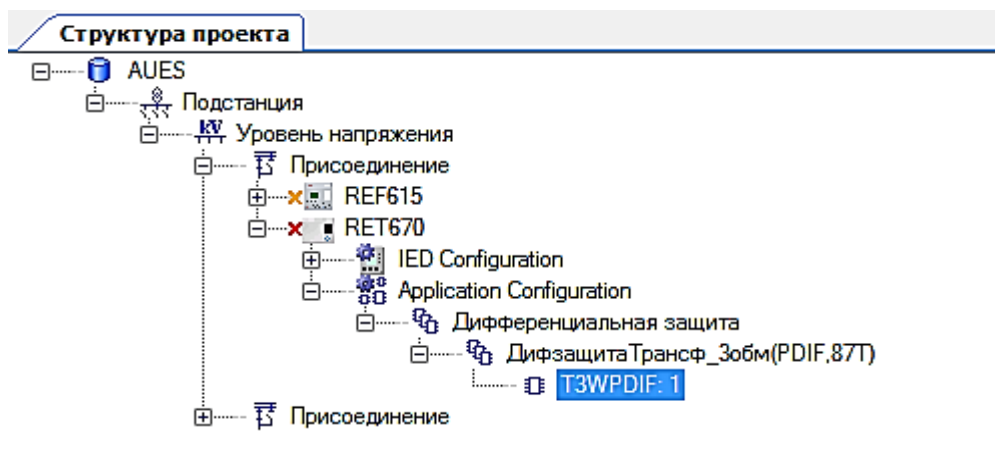


2.4 сурет – Тежелу сипаттамасы

ABB фирмасы RET 670 типінің параметрге жіктелуі

Параметрге жіктелу арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады. RET 670 проектінің құрамы 2.5 суретте көрсетілген.

RET 670 типінің ішінде ТЗWPDIF блогы параметрлерге жіктеледі. Ол А қосымшасының А1 кестесінде көрсетілген.



2.5 сурет – Проекттің құрамы

2.2 Трансформаторлардың резервті қорғанысы

REF 615 қорғанысы

REF615-қорғанысқа арналған көпфункционалды интеллектуалды электронды құрылғы (ИЭҚ), басқару және ортаңғы кернеудегі фидерлердің автоматикасын, яғни қорғанысқа арналған, басқару, өлшеу және қосалқы стансадағы энергообъекттерді және өнеркәсіптік энергожүйелерді бақылау, сонымен қатар радиальды, сақиналы және тұйықталған тарату тораптарын қорғайға арналған терминал. REF615 құрылғысы АВВ компаниясының Relion атты сериялық өнімдерінің құрамына кіреді. 615 сериясының ерекше ететін сипаттамасы олардың шағын және алынмалы модульді болып келеді. Өнімнің толықтай қайта қаралған конструкциясы МЭК 61850 стандартының байланыс және басқа құрылғылармен арақатынасын автоматтандыру талаптарфна толықтай жауап бере алады. ИЭҚ ауалық желінің және тарату тораптарындағы кабелдік фидерлердің негізгі қорғанысын қамтамасыз етеді. Сонымен қоса резервтік қорғанысқа жауап береді.

Құрылғы бағытталған және бағытталмаған максималды тоқ қорғанысын және асқын жүктемеден қорғауды, бағытталған және бағытталмаған жерге тұйықталу қорғанысын қамтамасыз етеді. Трансформатордың резервті қорғанысы ретінде алғашқы 2 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.

Н 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.

Максимал тоқ қорғанысыны (МТҚ)

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

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} K_{C3}}{K_{BO3}} I_{PAB.MAKC}, \quad (2.8)$$

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

Трансформатордағы максимал жұмыс тоғын келесідей табамыз:

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

$$I_{PAB.MAKC} = I_{НОМ.ТР} = 331,05 \text{ А};$$

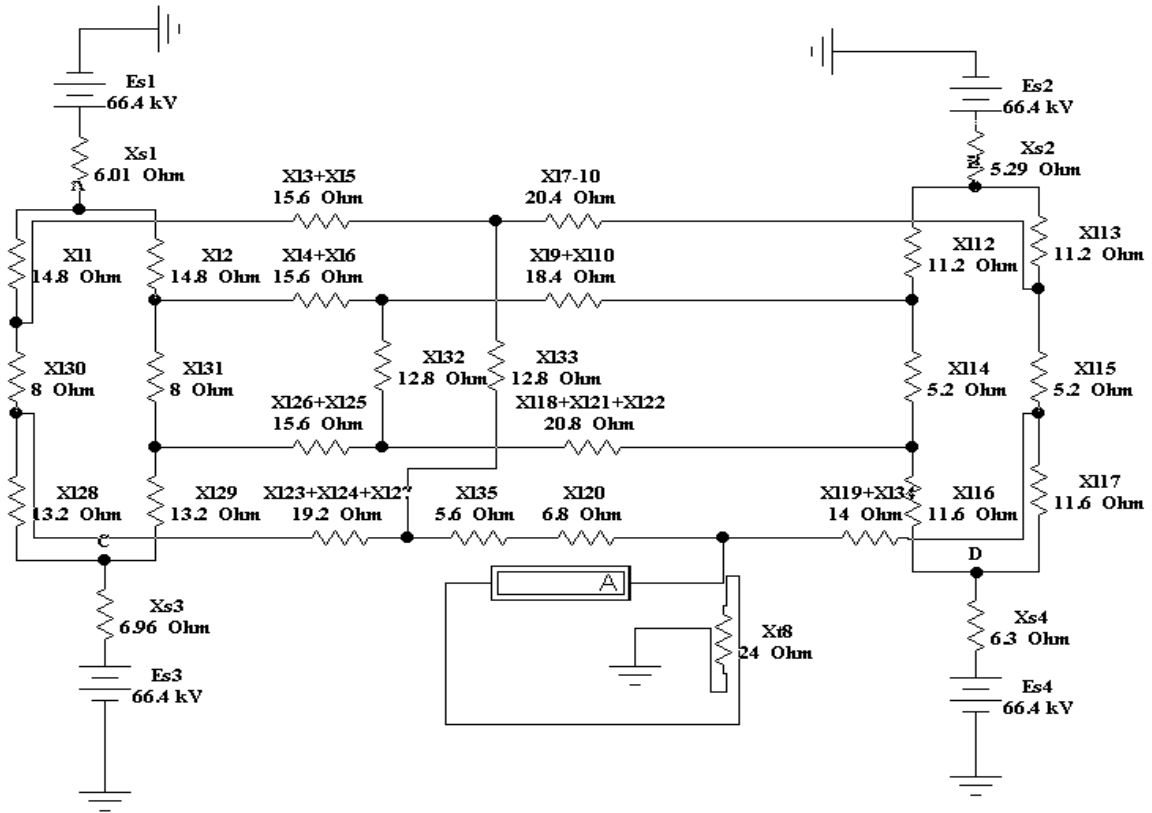
$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 331,05 = 958,302 \text{ А}.$$

Минимал режимдегі трансформатордың қысқа тұйықталу тоғы төменде 2.6 суретте көрсетілген.

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{958,302}{80} \cdot 1 = 11,98 \text{ А},$$

мұндағы K_T – тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T = 60$;
 $K_{CX} = 1$ – сұлба коэффициенті.



2.6 сурет – Минимал режимдегі Т6 трансформаторындағы ҚТ тоғы

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

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{К..МИН}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot 1753}{958,302} = 1,59 > 1,5.$$

Сезімталдық шарты орындалады.

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

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

Асқын жүктемеден қорғау

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

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC}}{K_{BO3}} I_{НОМ.ТР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 31,05 = 365,89 \text{ A,}$$

мұндағы $K_{OTC}=1,05$ - цифрлық терминалдар үшін;
 $K_{BO3}=0,95$ -реленің қайту коэффициенті(цифрлық терминалдар үшін).

Реленің іске қосылу тоғы:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T} K_{CX} = \frac{365,89}{80} \cdot 1 = 4,57 \text{ A,}$$

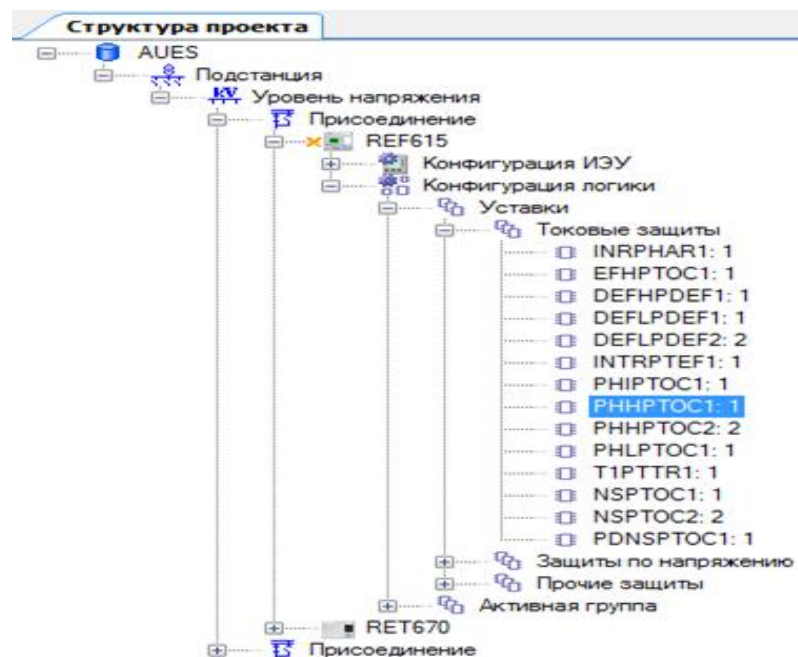
мұндағы K_T – тоқ трансформаторының трансформация коэффициенті
 110кВ кернеудегі трансформатордың трансформация коэффициенті $K_T=80$;
 $K_{CX}=1$ – сұлба коэффициенті.

Әдетте асқын жуктемеден қорғаныстың уақыт ұстанымы басқа қорғаныстардан улкен болады,ол сигналға әсеретеді.

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

ABB фирмасы REF 615 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асырылады. Проектінің құрамы төменде 2.7 суретте көрсетілген.



2.7 сурет – Проектің құрамы

Осының ішінде РННРТОС1 блогының параметрлерге жіктелуі Қосымша А, кесте А2 көрсетілген.

2.3 Трансформаторлардың газдық қорғанысы

Газдық қорғаныстың жұмыс істеу принципі

Елімізде адам санының артуына байланысты, электр энергияны тұтыну артуда. Соған байланысты елімізде энергетика жоғарғы қарқынмен дамуда. Ғылыми техникалық прогреске байланысты техникалар бір орында тұрған жоқ. Электр желілері арқылы байланысқан электр стансалары мен қосалқы стансалардан құралған энергетикалық жүйе. Жақын арада еліміз оқшауланған энергетикалық жүйелер жұмыс істейді.

Энергетикалық жүйенің басты мақсаты болып – тұтынушылар үздіксіз электр энергиясымен қамтамасыз ету және сенімді жұмыспен қамтамасыз ету болып табылады.

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

Көптеген трансформаторлардың орамы маймен толтырылған бакта орналасқан, олар орамдарды оқшаулау үшін, сондай-ақ оларды салқындату үшін де қолданылады. Егер бак ішінде Қ.Т-н электрлік доға пайда болса, сонымен қатар май орамдарының қызуы жайылса, ол газ шығумен шығумен тасымалданады. Міне бұл құбылыс газдық қорғаныс орнату үшін арналған.

Қорғаныс РГЧЭ – 66 типті газдық реле көмегімен жасалады, ол трансформатор багін кеңейткішпен байланыстыратын құбырда орналасқан. Газдық реле сыртқаптан және сынап түйіспемен қамтылған, өзгерген жағдайда тұйықталу болатын ішінде орналасқан екі балқымадан тұрады. Оның біреуі жоғарғы бөлікте, ал екіншісі – орталықта орналасқан. Нашар газ айналған кезде (газ реленің сыртқабының жоғарғы жағына жиналады), сонымен қатар оның түйіспелерінің тұйықталуына әкелетін жоғарғы жүзгіштегі майдың деңгейінің төмендігінде жіберіледі. Қарқынды газ айналу болғанда майлар кеңейткішке ұмтылады, ол екі жүзгіштің де түйіспелерінің тұйықталуына алып келеді. Жоғарғы жүзгіштің түйіспесін сигналды, ал төменгі газдық реленің негізгі түйіспесі деген атауға ие.

Трансформатордың багінің ішінде болған Қ.Т майдың газдық реле арқылы қозғалуы әдетте түтркі тәріздес болып келеді. Сондықтан негізгі түйіспелердің тұйықталуы сенімді болуы мүмкін, трансформатордың газдық қорғаныс тәсімін орындағанда ескеріледі.

Себебі газдық қорғаныс лақап жасап кетуі мүмкін, мысалы, трансформатор багіне жаңа май құйғанда ауаның шығуы кезінде.

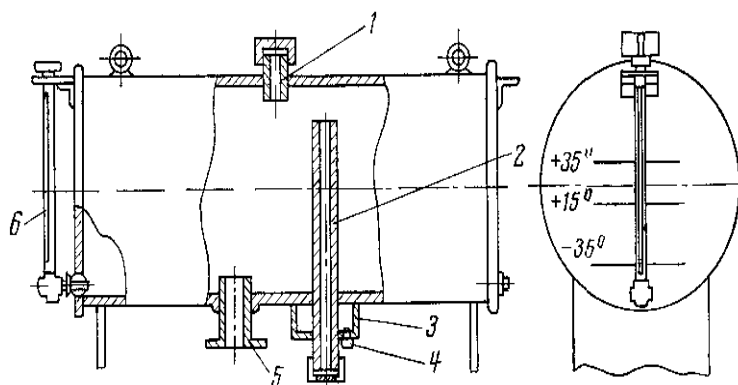
Газдық қорғаныстың жетістігі: бак ішіндегі зақымданудың барлық түрлеріне жоғары сезімталдығы пен ықпалы; салыстырмалы көп емес іске қосылу; орындалудың қарапайымдылығы, сондай-ақ қандай себеп болмасын жеткіліксіз май деңгейінің төмендігінде трансформаторды қорғау қабілеттілігі

Трансформатордың май жүйесінің құрылғысы

Трансформатордың ішкі бөлігінде трансформатордың майымен толтырылған бак бар. Ол трансформатордың орамалары мен болат өзекшесін салқындату қызметін атқарады, сонымен қатар орамаларға қосымша оқшаулағыш ретінде жұмыс істейді. Ұлғайтқыштың көмегімен бактағы майдың деңгейін қадағалып отырамыз. Бактағы май көлемінің ұлғаюы жүктеме көбейдінемесе ауа райының температурасы көтерілуіне байланысты, ал көлемі азайғанда ұлғайтқыштағы май деңгейінің төмендегені білдіреді.

Ұлғайтқыштағы ауаның маймен жанасады да, майдың ылғалдану мен тотығу деңгейін төмендетеді, яғни ол да трансформатордың сенімді жұмыс істеуі үшін қажет. Ұлғайтқыш көлемі 2.7 суретте көрсетілгендей болу қажет, 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 бақылауға металды шыны түтікше бейнесінде көрсетілеп, ұлғайтқыштың торцпен бірлескен, 6 май көрсеткіш әйнегі қызмет етеді.



2.7 сурет – Трансформатордың ұлғайтқышы

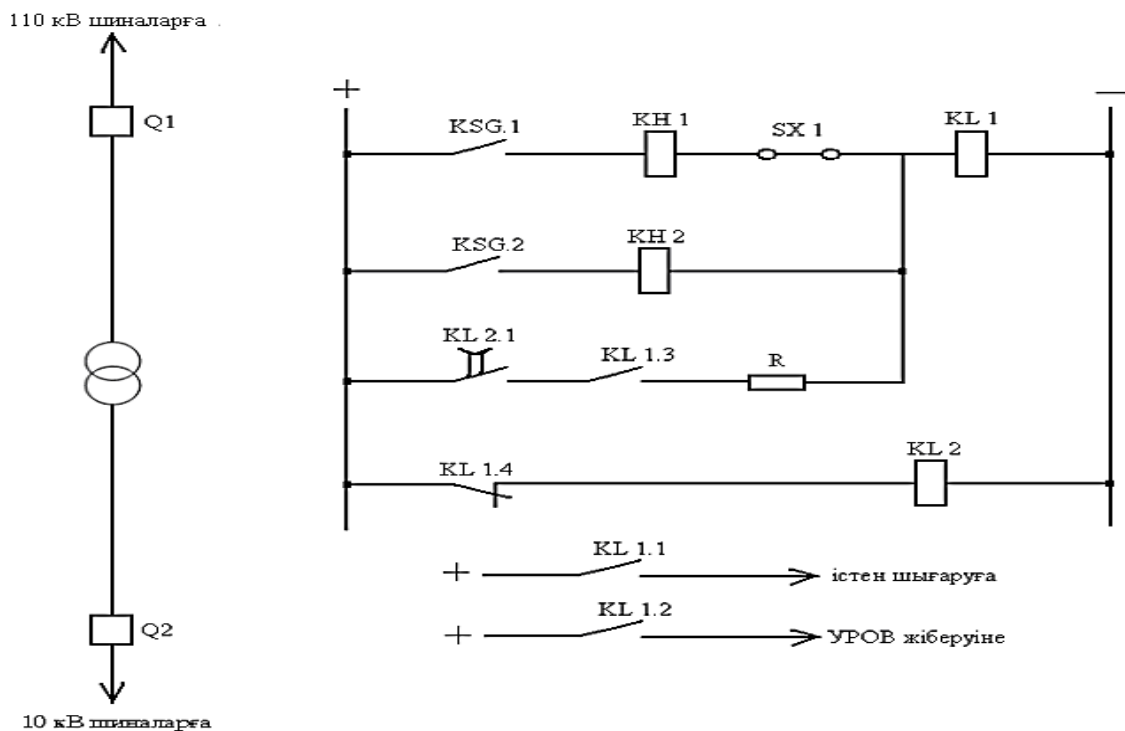
МЕСТ 11677-65[14] бойынша берілген трансформаторларда шынының май көрсеткіші жанындағы ұлғайтқыштың торцтық бөлігіне бояумен көрсетілген, үш бақылау сызықтары белгіленеді. Олар майдың температурасымен сәйкес -45°C , $+15^{\circ}\text{C}$ және $+40^{\circ}\text{C}$ (ескі МЕМСТ 401-41[15] бойынша пайдаланылған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

Құбырды бекіндіру үшін реле мен ұлғайтқыш арасында кран (вентиль) мен трансформатордағы ұлғайтқыш пен бакты қосатын түтікше сымдарында газдық реле орналасқан. Құбырды бекіндіру жөндеу жұмыстары кезінде бакты

ұлғайтқыштан бөлу үшін қажет болады. Ұлғайтқыштың жоғары бөлігі маймен толтырылмаған, сондықтан түтікше 2 көмегі арқылы қоршаған ортамен байланыста болып, жабық металдық тор арқылы ұлғайтқышқа ауа кіреді. Түтікшені басқаша “тыныс алушы” деп те атайды. Ұлғайтқыштың жоғарғы бөлігінде май құю үшін 1 саңылау бар. Ұлғайтқыштың түбінде грязевикорналасады. Ол қожбен бірге ылғал мен лас май жиналатын саңылау . Тығынды 4 бұрап шығарғаннан кейін грязевиктің тесігі арқылы ылғал мен лас май сыртқа шығады. Ұлғайтқышқа атмосфера арқылы ластанған ылғал мен май трансформатордағы ұлғайтқышқа түспес үшін 5 құбырдың соңы ұлғайтқыш пен трансформатор бағын қосатын ұлғайтқыштың түбінен жоғарырақ орналасады, өйткені ол таза май қабатында орналасқан.

Газдық қорғаныстың принципіалды сұлбасы

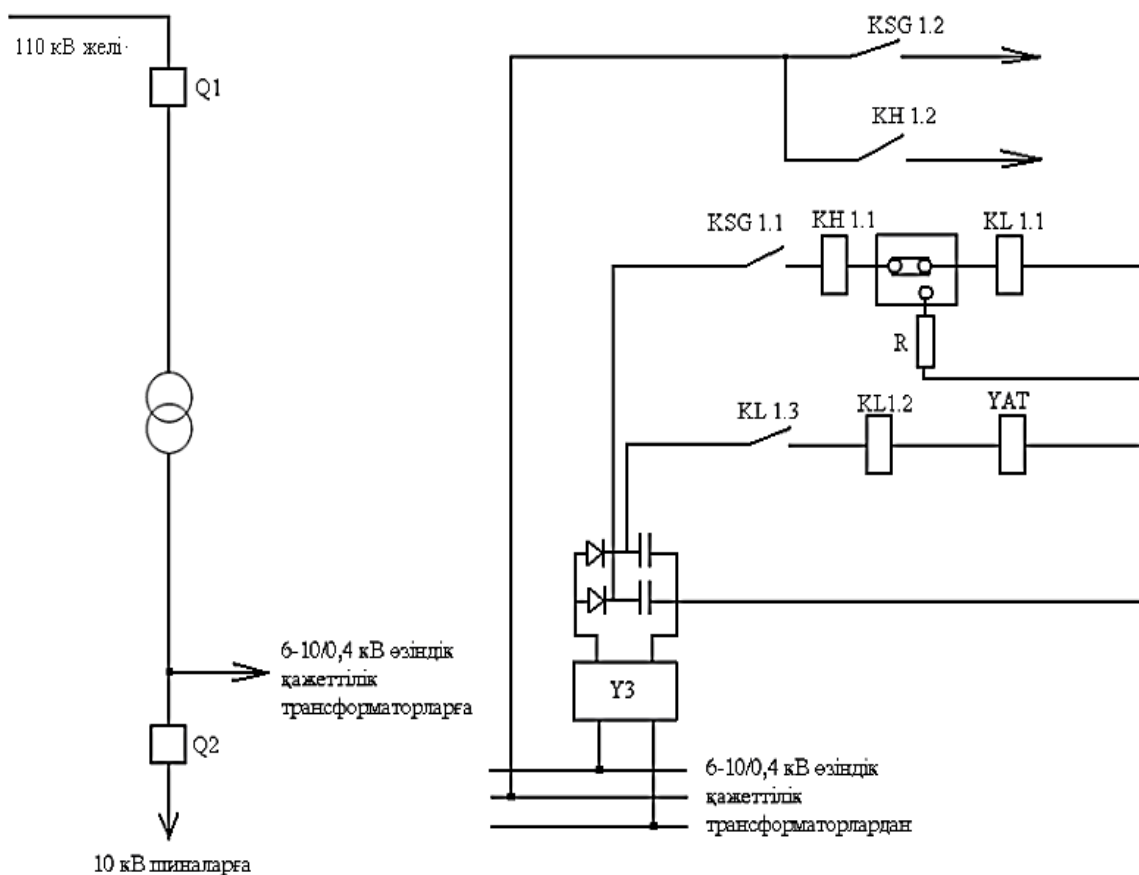
Трансформатордың газдық қорғанысы 2.8 суретте оперативті тұрақты тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы келтірілген. Газдық реленің РГ сәндіруші түйіспесі май ағының немесе газбен араласқан май қоспасының әсерінен дірілдеуі мүмкін. Сондықтан, ереже бойынша тізбектелген орамдары бар өзін өзі ұстап тұратын аралық релеРП қолданылады. Өзін өзі ұстап тұру В1 және В2 ажыратқыштарының өшірілуінен кейін автоматты түрде алынып тасталынады. Трансформатордың қорек көзі жағынан В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы газдық қорғаныстың оперативті тоқ тізбектері өшіру әрекетімен беріледі. В1 ажыратқышының сақтандырғышы арқылы қоректенген аралық релеРП түйіспелері В1 және В2 ажыратқыштарының өшіру тізбегіне бөлінген.



2.8 сурет – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті тұрақты тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы

Реленің РГ белгі беруші түйіспелері бөлек сақтандырғышпен қоректенеді; олар В1 ажыратқышынан В2 сигнал беру үшін қосылған күйде тәуелсіз жұмыс істеді де, бактағы ағыстың пайда болуы немесе басқа себеппен реледен РГ майдың кетуі мүмкін. Бір фазалы трансформаторда үш топтық қорғаныс кезінде әр қайсысына газдық реле қойылып, олардың шығыстары қосылып, оған аралық реле арқылы трансформаторда топтап өшіреді.

2.9 суретте тупіктіқосалқы стансасындағы трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде орындалаған принципіалды сұлбасы көрсетілген; оперативті тоқ көзі ретінде әдетте өлшеуіш кернеу трансформаторлары немесе қорек көзінен зарядталушы құрылғы Y3 қосылған конденсатор батареялар қолданылады. Газдық қорғаныс қысқа тұйықтауыштың қосылуына әкеліп, одан кейін бас учаскеде желі қорғанысы ажыратылады. Желі қосылғанда бірнеше тармақталған қосалқы стансалардың соңғылары бөліктеуіш арқылы қайтадын желілерге қосылады.



2.9 сурет – Трансформатордың газдық қорғанысының оперативті айнымалы тоқ көзінде (тупіктіқосалқы станса) орындалаған принципіалды сұлбасы

3 Желі қорғанысы

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

— ажыратқыш арқылы 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 дистанциалық және нөлдік бағытталған ток қорғанысын аламыз, бұлар сезімталдық шарты бойынша тиімді.

Мениң қосалқы станса номері 8, және мен Л19 желісін қорғауым қажет. Желінің ұзындығы 23 км және меншікті кедергісі 0,4 Ом/м

Негізгі дистанциалық қорғаныс ретінде REL670 терминалын қолданамыз.

3.1 REL 670 терминалының дистанциалық қорғанысының қолдану аймағы

REL670 интеллектуалды электронды құрылғы (ИЭҚ) мониторингісі, қолдану оңай, функционалды, ауалық және кабельдік линияны максималды сенімді қорғайды. Электронды құрылғы жоғары өнімділігі екісымдық, параллельдік және тізбектелген компенсеруші линияларды дистанциалық қорғаныспен қамтамасыз етеді. Бұл құрылғы функционалдылығымен әрбір қорғанысқа өзінділік ерекше талаптар бойынша жауап береді. Электронды құрылғы желі қорғанысы үшін қажетті қызметтерді іске асырады. Сондықтан жан жақты қолданысқа ие.

Дистанциалық қорғаныс REL670 сандық микропроцессорлық құрылғы шкаф құрамында берілген өзгерістермен немесе арнайы бір іске өзгертіледі. Құрылғы берілген энергожүйеге байланысты оңай бейімделеді. Ол жоғары сезімталдық пен желі соңындағы байланысқа қойылатын талаптары аз. Алты группалық бес аймағын өлшеу және қондыру бір-бірінен тәуелсіз орындалып барлық желілерде сенімділігін арттырады. Тораптық нейтралы жермен қосылуы, оқшаулануы немесе өтемделуі мүмкін.

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

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

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

Дистанциалық қорғаныс:

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

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

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

— іске қосылудың полигональды сипаттамасы арқасында торап шарттарына оптималды бейімделуі;

— энергожүйеде тербелістерді анықтау және оларды блоктау;

— логикалық түрде зақымдалған фазаны анықтау;

— әр фаза бойынша істен шығаруы мүмкін;

— тербелісті анықтаудың бапталынатын бағдарламасы бар;

— тораптағы тербеліс кезінде дистанциалық қорғаныстан берілетін команда бойынша қажетсіз істен шығарулардың алдын алу;

— асинхронды режим кезінде істен шығаруға параметрлерді қосымша баптау.

T-образдық фидерлердің қосылысын жоғарыимпеданстық дифференциалдық қорғаныс.

Токтық қорғаныстар:

- Жылдам әрекет етуші фаздық максималды ток қорғанысы (МТЗ) және нөлдік тізбектегі МТЗ;
- Төрт сатылы бағытталған фаздық МТЗ және нөлдік тізбектегі МТЗ тәуелсіз және керібайланысты іске асу характеристикасымен;
- Төрт сатылы бағытталған фаздық кері тізбектелген МТЗ;
- Логикалық схема байланысымен бағытталған нөлдік тізбектелген МТЗ;
- Жерден қысқа тұйықталудан сезімталды бағытталған қорғаныс;
- Фаза үзілуінен қорғаныс;
- Жылулық асқын кернеуден қорғаныс.
- Басқару функциялары:
- 8 немесе 15 аппараттарды басқару;
- Бірнешерезервтілік нұсқалар;
- Автоматты қайта қосу;
- Селекторлы қозғалтқыш 32 өзгерісімен.

Дистанциалық қорғаныс

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

Көп бұрышты іске қосылу сипаттамасы бар дистанциалық қорғаныс.

Функцияның түсіндірмесі жұмыстық көпбұрыш.

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

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

Дистанциалық қорғаныста келесі сатылар (аймақтар) бар:

Тәуелсіз сатылар:

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

— Екінші саты (резервті) $R(Z2)$ $X(Z2)$ $Z2$, уақыт бойынша ұстанымы бар T2POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T2MENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде);

— Үшінші саты (резервті) $R(Z3)$, $X(Z3)$ $Z3$, уақыт бойынша ұстанымы бар T3;

— Төртінші саты (резервті) $R(Z4)$, $X(Z4)$ $Z4$, уақыт бойынша ұстанымы бар T4;

— Тәуелді саты (басқарылатын):

— $R(Z1B)$, $X(Z1B)$ $Z1B$ аралық саты, уақыт бойынша ұстанымы бар T1B1POL (бір фазалы ҚТ кезінде) немесе T1BMENRPOL (көп фазалы ҚТ кезінде).

3.2 Дистанциалық қорғанысты есептеу

Бірінші сатыны есептеу

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

Бірінші сатының кедергісі қарама-қарсы жатқан қосалқы стансаның шинасындағы 3-фазалық ҚТ-дан реттеу(қайтару) арқылы таңдалады, біздің жағдайда ҚТ есептелмей-ақ Л19 желісінің кедергісі алынады.

$$Z_{19} = \frac{Z_{Л19}}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л8} = 0,85 \cdot 9,2 = 7,82 \text{ Ом}.$$

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) Л17 желісінің дистанциалық қорғаныстың бірінші сатысы;
- 2) 9-қосалқы стансасының трансформаторының релелік қорғанысы.

Бірінші шарт бойынша Л17 желісінің бірінші сатысын есептеу қажет

$$Z_{Л17}^I = \frac{Z_{Л17}}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л17} = 0,85 \cdot 11,6 = 9,86 \text{ Ом}.$$

Л19 желісінің екінші сатысы:

$$Z_{Л19}^{II} = \frac{\left(Z_{Л19} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{Л17}^I}{K_{Т.17}} \right)}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot Z_{Л19} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л17}^I}{K_{Т.17}}, \quad (3.1)$$

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

$K_{Т.17}$ - токтаралу коэффициент.

$K_{Т.17}$ токтаралу коэффициенті көршілес Л17 желісіндегі ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{Т.17} = \frac{I_9}{I_6}, \quad (3.2)$$

мұндағы I_9 және I_6 - Л19 және Л17 желілерінің қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ токтары, ҚТ Л17 желісінің соңында максималды режимде. I_9 және I_6 токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л19 және Л17 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз. Дистанциалық қорғаныста Л17 желісіндегі қысқа тұйықталу тоғын есептеу сұлбасы 3.1 суретте крсетілген.

$$K_{Т.17} = \frac{2,025}{2,025} = 1.$$

$$Z_{Л19}^{II} = 0,85 \cdot Z_{Л19} + 0,66 \cdot \frac{Z_{Л17}^I}{K_{Т.17}} = 0,85 \cdot 9,2 + 0,66 \cdot \frac{6,8}{1} = 12,31 \text{ Ом}.$$

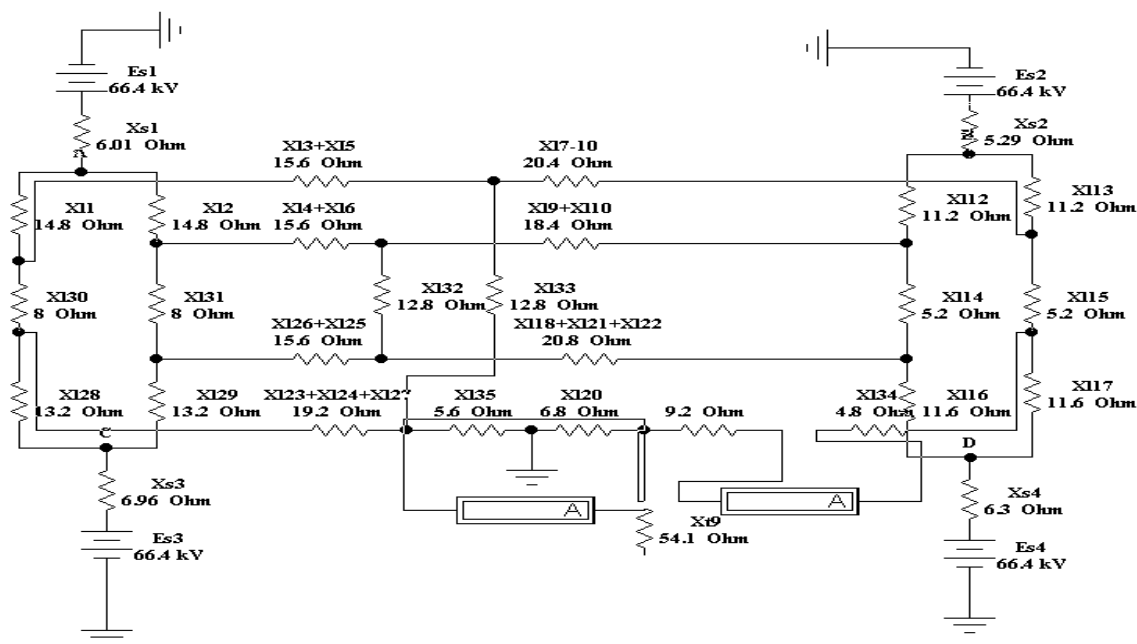
Екінші шарт бойынша Л19 желісінің қорғанысының екінші сатысы Т9 трансформаторының соңында 10кВ-тық шинадағы ҚТ-дан реттейміз:

$$Z_{Л19}^{II} = \frac{\left(Z_{Л19} + \frac{Z_{Т9}^I}{K_{Т.Т9}} \right)}{(1 + \beta + \delta)} = 0,85 \cdot \left(Z_{Л19} + \frac{Z_{Т9}^I}{K_{Т.Т9}} \right), \quad (3.3)$$

мұндағы $K_{T,TP9}$ – токтаралу коэффициенті көршілес қосалқы стансадағы трансформаторының соңындағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T,TP9} = \frac{I_{19}}{I_{TP9}}, \quad (3.4)$$

мұндағы I_{19} және I_{TP9} - Л19 және TP9 трансформаторының қорғаныс комплекттерінен өтетін ҚТ тоқтары, ҚТ TP9 трансформаторының соңында максималды режимде.



3.1 сурет – Дистанциалық қорғаныста Л17 желісіндегі ҚТ

I_{19} және I_{TP9} тоқтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л19 және TP9 трансформаторының қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз.

Дистанциалық қорғаныста TP9 трансформаторындағы қысқа тұйықталу тоғын анықтайтын сұлба Қосымша А, сурет А22 көрсетілген.

$$K_{T,TP9} = \frac{527,2}{930} = 0,57 ;$$

$$Z_{Л19}^{II} = 0,85 \cdot \left(Z_{Л19} + \frac{Z_{TP9}}{K_{T,TP9}} \right) = 0,85 \cdot \left(9,2 + \frac{57,53}{0,57} \right) = 93,61 \text{ Ом} .$$

Екі шарттан ең кішісін таңдаймыз: $Z_{Л8}^{II} = 12,31 \text{ Ом} .$

Л19 желісінің қорғанысының екінші сатысының сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л18}^{II}}{Z_{Л18}} = \frac{12,31}{9,2} = 1,33 > 1,25$$

Сезімталдылық шарты қанағаттандырылды.

Екінші сатының уақыт ұстанымын селективтілік сатысына тең деп қабылдаймыз, яғни $t_{зЛ19}^{II} = \Delta t; \Delta t = 0,5$ 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:

$$Z_{Л19}^{III} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} K_H K_3 K_B I_{раб.макс} \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{раб})}, \quad (3.5)$$

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

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

$$Z_{Л19}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 662,1 \cdot \cos(75^0 - 36,8^0)} = 55,54 \text{ Ом.}$$

Үшінші сатының сезімталдық коэффициентін тексеру.

Дистанциалық 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

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л19}^{III}}{Z_{Л19}} = \frac{55,54}{9,2} = 6,03 > 1,25.$$

Үшінші сатының мәні бірінші шарттың талаптарына сәйкес келеді.

Екінші шарт бойынша сезімталдылық коэффициенті Л17 желісінің соңындағы ҚТ арқылы есептеледі.

$$K_{\psi} = \frac{Z_{Л19}^{III}}{Z_{защ.мак.}} \geq 1,2, \quad (3.6)$$

мұндағы $Z_{защ.мак.}$ - ең ұзын желі Л17 соңындағы ҚТ кезіндегі үшінші саты релесіне жалғанатын максималды мән.

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

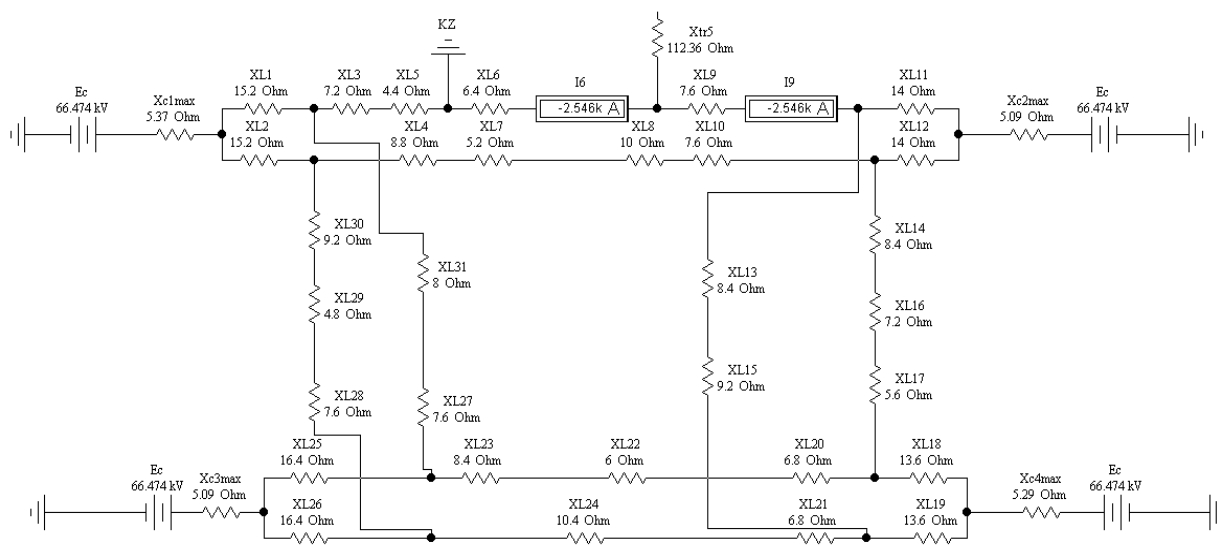
$$Z_{защ.мак.} = Z_{Л19} + \frac{Z_{Л17}}{K_{T.MIN}}, \quad (3.7)$$

мұндағы $K_{T.MIN}$ токтаралу коэффициенті көршілес желі Л6-дағы ҚТ кезіндегі мүмкін болатын қоректенуді ескереді.

$$K_{T.MIN} = \frac{I_{19MIN}}{I_{17MIN}}, \quad (3.8)$$

мұндағы I_{19MIN} және I_{17MIN} - Л19 және Л17 желілері қорғаныс комплектінен ағып өтетін ҚТ тогы, энергожүйенің минималды режим кезіндегі ҚТ нүктесі Л17 желісінің соңында.

I_{19MIN} және I_{17MIN} токтарын табу үшін керекті сұлбаны симулятор программасында құрастырамыз, Л19 және Л17 желілерінің қорғаныс орындарына амперметрді орнатамыз. Л17 желісіндегі амперметр көрстекіштері 3.2 суретте көрсетілген.



Сурет 3.2 – Дистанциалық қорғаныста Л17 желісіндегі ҚТ

$$K_{T.MIN} = \frac{2,546}{2,546} = 1;$$

$$Z_{защ.мак.} = 9,2 + \frac{11,6}{1} = 20,8 \text{ Ом};$$

$$K_{\psi} = \frac{55,14}{20,8} = 2,65 \geq 1,2.$$

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. Л19 төртінші сатысы келесі формула арқылы анықталады:

$$Z_{Л19}^IV = \frac{Z_{Л18}^I}{\kappa_H} = \frac{0,85 \cdot 4,8}{1,2} = 3,4 \text{ Ом},$$

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

— Л17-нің үшінші сатысының уақыт ұстанымы

$$t_{Л17}^{III} = t_{Л5}^{III} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$$

— Л19-дың үшінші сатысының уақыт ұстанымы

$$t_{Л19}^{III} = t_{Л17}^{III} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}.$$

Реленің іске қосылу кедергісі келесі формуламен анықталады

$$Z_{cp} = Z_{сз} \cdot n_T / n_H. \quad (3.9)$$

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

Барлық сатылар үшін $n_T = 300/5 = 60$, $n_H = 110000/100 = 1100$ деп қабылдап, Z_{cp} есептейміз:

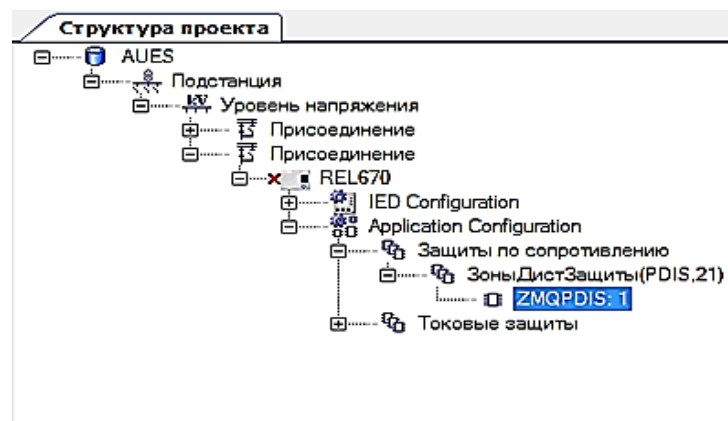
$$z^I = 7,82 \cdot \frac{80}{1100} = 0,569 \text{ Ом};$$

$$z^{II} = 12,31 \cdot \frac{80}{1100} = 0,895 \text{ Ом};$$

$$z^{III} = 55,54 \cdot \frac{80}{1100} = 4,038 \text{ Ом}.$$

ДҚ-тың селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбада көрсетілген.
ABB фирмасы REL 670 типінің параметрленуі

Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады.
 Проект құрамы 3.3 суретте көрсетілген.



3.3 сурет – Проект құрамы

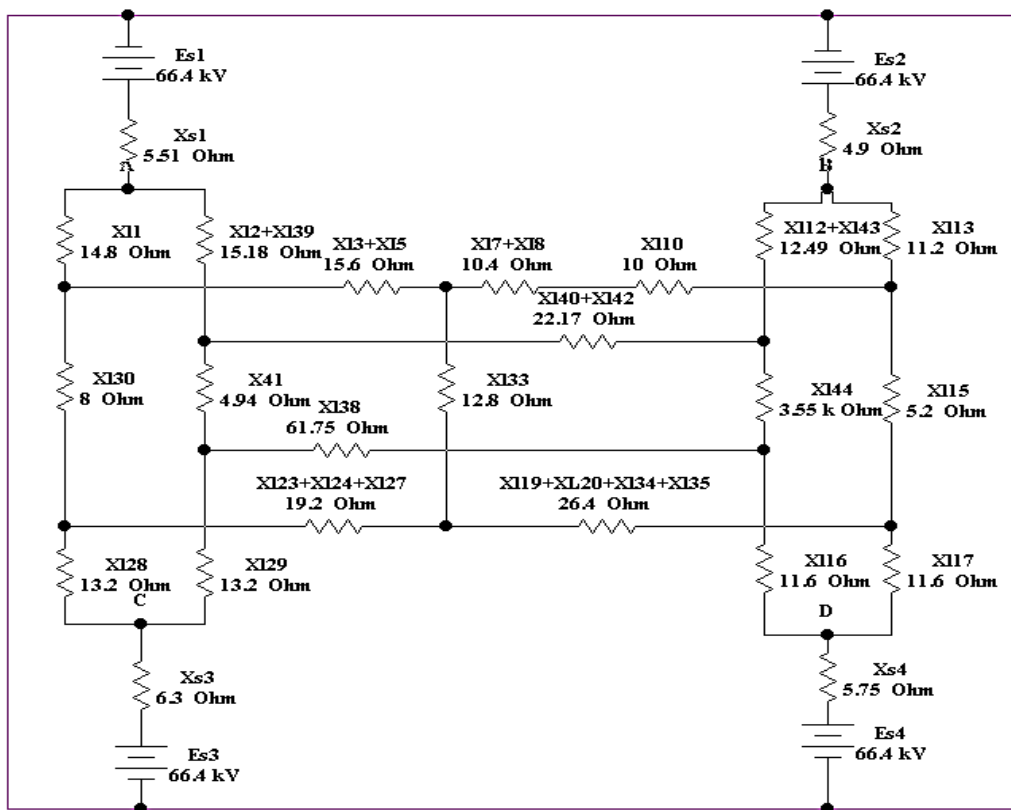
REL 670 ZMQPDIS:1 типінің параметрлері Қосымша В, кесте В1 көрсетілген.

3.3 Сатылы нөл реттік тоқ қорғанысын (НРТҚ) есептеу

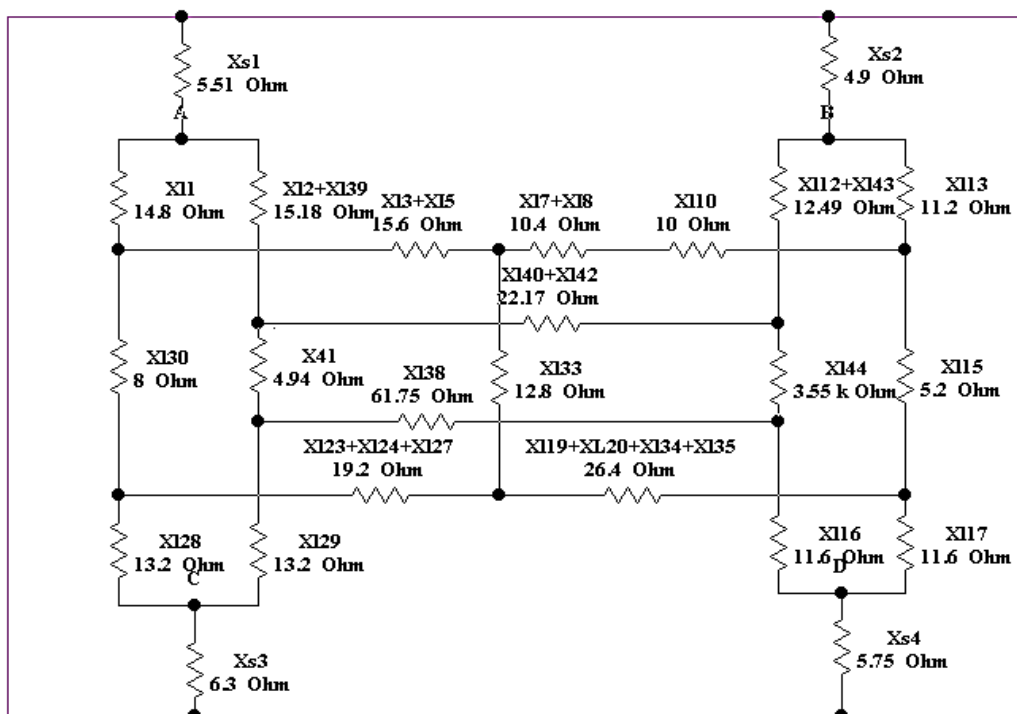
НРТҚ $3I_0$ тогы бойынша есептелінеді, ал нөл реттілік токтарды есептеу үшін бір фазалы және екі фазалы жерге ҚТ комплексті сұлбаларын пайдалану керек. Комплекстік сұлбалар тура, кері және нөлдік реттіліктердің орынбасу сұлбаларын қамтиды және "ELECTRONICSWORKBENCH" бағдарламасының көмегімен токтарды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

Тура реттік орынбасу сұлбасы

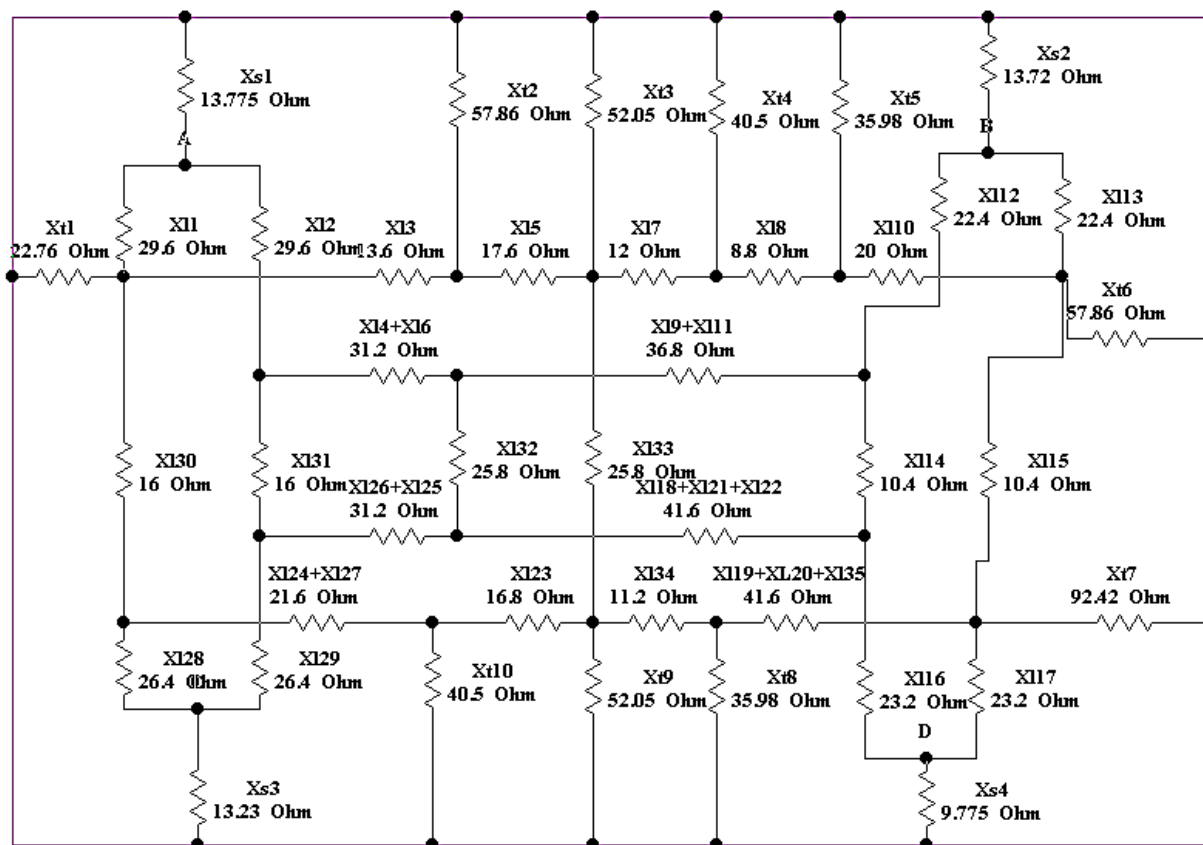
ҚТ токтарын есептеу үшін тура ретті, кері ретті, нөл ретті орынбасу сұлбасын құрастырамыз, және "ELECTRONICSWORKBENCH" бағдарламасының көмегімен токтарды анықтаймыз. Аталған сұлбалар сәйкесінше 3.4 - 3.6 суреттерде көрсетілген.



3.4 сурет - Максимал режимдегі тура ретті орынбасу сұлбасы



3.5 сурет - Максимал режимдегі кері ретті орынбасу сұлбасы



3.6 сурет - Максималды режимдегі нөл ретті орынбасу сұлбасы

НРТҚ бірінші сатысын есептеу

Үақыт ұстанымы жоқ қорғаныстың бірінші сатысының іске қосылу тоғы, энергия жүйесінің максималдырежиміндегі қарсы қосалқы станция шиналарында жерге қысқа тұйықталу (ҚТ) кезіндегі қорғаныс орнатылған жерден өтетін $3I_0$ тоғынан ауытқу шарттары бойынша таңдалады.

$$I_{Л19}^I = K_{сЕН} \cdot 3 \cdot I_0, \quad (3.10)$$

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

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

$$I_{Л19}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)};$$

$$I_{Л19}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1.1)}.$$

Нөлдік тоқтарды анықтау үшін бағдарлама-симуляторды пайдалану арқылы тура модельдеу әдісін қолданамыз. Тура, кері және ноль реттілік орын басу сұлбаларынан тұратын кешенді сұлбалар құрастыру керек.

Амперметр ноль реттілік сұлбасының қорғанысының орнатылған жеріне орналастырылады.

Кешенді сұлбаларды құрастыруда көңіл аударыңыз:

а) реттіліктің орын басу сұлбаларының басы генерацияланған бейтараптарды біріктіретін ортақ нүктесі болып табылады, ал ноль реттілік сұлбасында оларға дәл осылай трансформаторлардың кедергісі Δ жақтан қосылады;

ә) орын басу сұлбасының соңы қысқа тұйықталу (ҚТ) нүктесі болып табылады.

Есептелу оңай болу үшін келесідей амалдар қолданылады:

$$X_{Л3-5} = X_{Л3} + X_{Л5} = 6,8 + 8,8 = 15,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л9-11} = X_{Л9} + X_{Л11} = 8,4 + 10 = 18,4 \text{ Ом};$$

$$X_{Л23-27} = X_{Л23} + X_{Л24} + X_{Л27} = 8,4 + 5,6 + 5,2 = 19,2 \text{ Ом};$$

$$X_{Л19-35} = X_{Л19} + X_{Л20} + X_{Л34} + X_{Л35} = 9,2 + 6,8 + 4,8 + 5,6 = 26,4 \text{ Ом};$$

$$X_{Л18-22} = X_{Л18} + X_{Л21} + X_{Л22} = 4,8 + 10,4 + 5,6 = 20,8 \text{ Ом};$$

$$X_{Л25-26} = X_{Л25} + X_{Л26} = 10,4 + 5,2 = 15,6 \text{ Ом};$$

$$X_{Л7-10} = X_{Л7} + X_{Л8} + X_{Л10} = 6 + 4,4 + 10 = 20,4 \text{ Ом}.$$

19 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С1 көрсетілген.

19 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С2 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -841,5 \text{ А};$$

$$I_0^{(1,1)} = 842,2 \text{ А}.$$

Егерде теріс сан шығатын болса оның модулі алынады. Екі шарттан ең үлкен I_0 ток алынады және бұл мән үшін іске қосылу тогы есептелінеді

$$I_{Л8}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 842,2 = 3285,75 \text{ А};$$

$$t_{Л8}^I = 0 \text{ с}.$$

Екінші сатыны есептеу

Екінші саты жапсарлас қосулардың тез әрекет ететін қорғаныстарын есепке алуы керек, демек екі шарт пайда болады:

1) L17 желісінің ноль реттілік тоқ қорғанысының (НРТҚ) бірінші сатысын есепке алуы,

T5 трансформаторының релелік қорғанысы есепке алынбайды, өйткені Υ^*/Δ сұлбалы трансформатордың Υ^* жағынан ноль реттілік тоқ қорғанысы (НРТҚ) болмайды, ал трансформатордың ар жағынан жерге қысқа тұйықталу (ҚТ) болуы мүмкін емес (Δ жағынан оқшауланған бейтарап торап) және тоқ I_0 ақпайды.

Бірінші шарт бойынша L17 желісінің бірінші сатысының I_{L17}^I іске қосылу тоғын есептеу керек, содан соң I_{L17}^I тоғының іске қосылу аймағының соңын табу керек, осы нүктеде жерге қысқа тұйықталуды (ҚТ) модельдеу керек және L9 желісінің қорғаныс комплектісі арқылы ағатын I_0 тоғының мәнін анықтау керек, бұл мән бойынша L19 желісінің екінші сатысының іске қосылу тоғы есептеу керек

$$I_{L19}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0,$$

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

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

I_{L17}^I тура I_{L19}^I сияқты анықталады, программа-симулятордағы комплексті сұлбаны суреттерде көрсетеміз.

17 желісінің соңындағы бір фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С3 көрсетілген.

17 желісінің соңындағы екі фазалы қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С4 көрсетілген.

Модельдеу нәтижелері:

$$I_0^{(1)} = -713,1 A;$$



$$I_0^{(1.1)} = 688 A;$$

$$I_{L10}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 713,1 = 2781,09 A.$$

$$\text{Бөлгендегі мәні: } I_{10}^I = \frac{2781,09}{3} = 927,3 A.$$

L17 желісінің қорғанысы орнатылған жерінен ағатын $3I_0$ тоғын L19 желісінің қорғанысының бірінші сатысының соңындағы қысқа тұйықталу (ҚТ) кезінде модельдеу көмегімен анықтауға болады.

Ол үшін бағдарлама - симуляторда кешенді сұлба жасалады.

L17 желісінің кедергісі ретінде  резисторының орнына  қолданылады.

Потенциометрдің орташа нүктесі қысқа тұйықталудың (ҚТ) жылжымалы нүктесі сияқты қолданылады. L17 желісінің басынан бірінші саты аймағының ақырына дейінгі учаскенің кедергісі таңдап алынады. Потенциометрдің кедергісін өзгерту арқылы L17 желісінің басында қойылған амперметрдің көрсеткіштері бақыланады. Потенциометрдің орташа нүктесі L17 желісінің бірінші қорғаныс аймағының соңында тұрса, амперметр $I_{L10}^I / 3$ тең тоқты көрсетуі керек. Осыдан кейін L19 желісінің басында қойылған амперметрдің көрсеткіштерін жазып алуға болады және бұл ізделіп отырған ток I_0 болады, бұдан әрі I_{L19}^{II} тоғы есептелінеді..

L17 желісінің соңындағы бір фазалы потенциалді қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С5.

L17 желісінің соңындағы екі фазалы потенциалді қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С6.

Модельдеу нәтижелері: $I_0^{(1)} = -543,9 A$; $I_0^{(1.1)} = 544,9 A$;

$$I_{L9}^{II} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 = 1,2 \cdot 3 \cdot 544,9 = 1961,64 A.$$

Екінші сатының сезімталдығын тексереміз.

Ноль реттілік ток қорғанысының (НРТҚ) екінші сатысының сезгіштігі энергия жүйесінің минималды режиміндегі қорғалатын желінің соңындағы бір фазалық қысқа тұйықталу (ҚТ) бойынша тексеріледі.

Сезімталдық коэффициенті

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{L19}^{II}} \geq 1,2 \tag{3.11}$$

$3 \cdot I_0^{(1)}$ -L19 желісінің соңында ҚТ кезінде L9 желісінің қорғаныс комплектінен өтетін ток.

L19 желісінің соңындағы бір фазалы минималды режимдегі қысқа тұйықталу тоғының сұлбасы Қосымша С, сурет С7.

Бұл ток модельдеу арқылы комплекстік сұлбадан табылады. Өлшеулер нәтижесі $I_{0L8}^{(1)} = 833,5 A$,

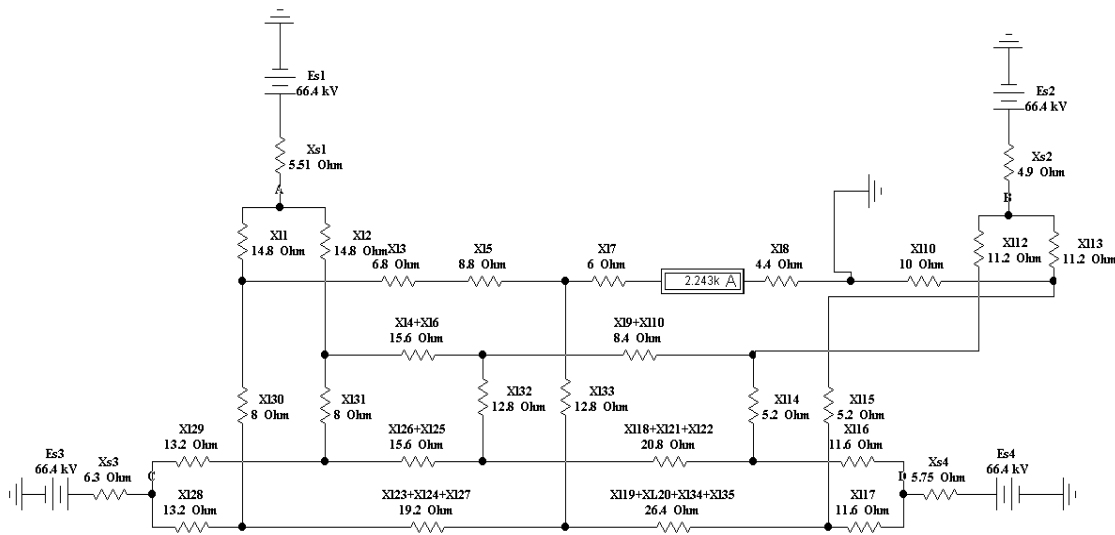
$$K_q = \frac{3 \cdot 833,5}{1961,64} = 1,28 < 1,2 .$$

Сезімталдық шарты қанағаттанбады

$$t_{Л8}^{II} = \Delta t = 0,3c .$$

Үшінші сатыны есептеу

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



3.7 сурет – Трансформатордың Т5 төменгі жағындағы үш фазалы қ.т. анықтау сұлбасы

$$I_{HB} = K_H \cdot K_{ОДН} \cdot \xi \cdot I_{К.МАКС}^{(3)} , \quad (3.12)$$

мұндағы $K_H = 1,2$ - реледегі қателікті және қажетті қорды ескеретін ретеве 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 тоғы;

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

Трансформатордың төменгі жағындағы үш фазалы қысқа тұйықталу тоғын анықтау сұлбасы жоғарыда 3.7 суретте көрсетілген.

$$I_{HB} = 1 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 2243 = 112,15 \text{ A};$$

$$I_{Л19}^{III} = K_H \cdot I_{HB} = 1,25 \cdot 112,15 = 140,19 \text{ A}.$$

Сезімталдық коэффициентін анықтаймыз:

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

Негізгі қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентін табамыз

$$K_q^{III} = \frac{3I_{0Л.МИН}^I}{I_{Л19}^{III}}, \quad (3.13)$$

мұндағы $I_{Л19}^{III}$ - резервтелетін соңында бір фазалық ҚТ кезіндегі қорғаныс комплектінен ағатын ток.

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

$$K_q^{III} = \frac{3 \cdot 833,5}{140,19} = 17,83 > 1,5.$$

Сезімталдық шартты қанағаттандырады.

Резервті қорғаныс желісінің сезімталдық коэффициентінтабамыз

$$K_q^{III} = \frac{3I_{0Л.МИН.РЕЗ}^I}{I_{Л8}^{IV}}, \quad (3.14)$$

мұндағы $I_{0Л.МИН.РЕЗ}$ – ҚосымшаА, А18 суретте көрсетілген үш фазалы қысқа тұйықталу тоғы.

$$K_q^{IV} = \frac{3 \cdot 895,6}{140,19} = 117,86 > 1,5.$$

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.

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

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

— Л17-нің резервті сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{Л10}^P = t_{Л5}^P + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8$ с;

— Л19дың 4-ші сатысының уақыт ұстанымы
 $t_{Л8}^{III} = t_{Л10}^P + \Delta t = 1,8 + 0,5 = 2,3$ с.

НРТҚ сатылары үшін реленің іске қосылу тоқтарын есептеу
 НРТҚ желіге тоқ трансформаторларынан құрастырылған $3I_0$ фильтр
 арқылы қосылады.

$$i_{CP}^I = I_{Л19}^I / n_{ТА} , \quad (3.15)$$

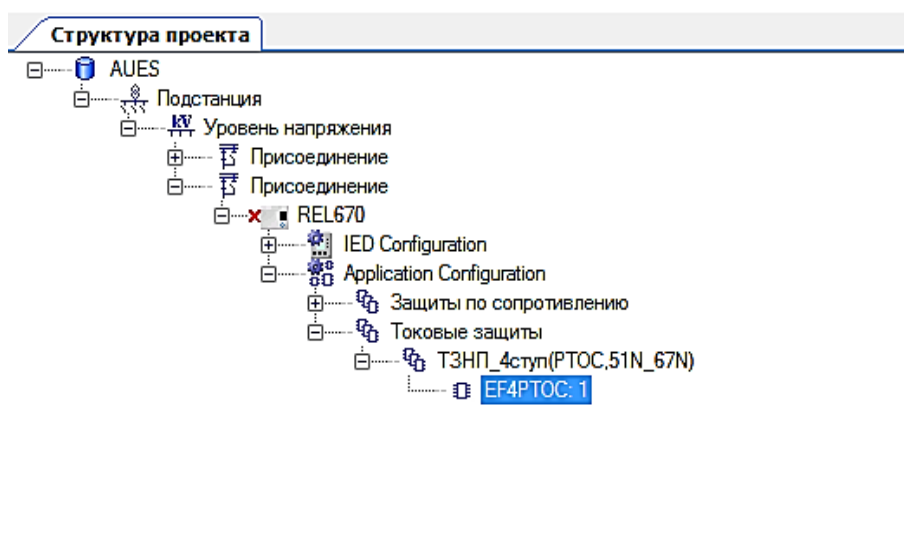
мұндағы $n_{ТА}$ - ток трансформаторларының трансформациялау
 коэффициенті $n_{ТА}=300/5 = 60$.

$$i_{CP}^I = I_{Л19}^I / n_{ТА} = 3285,75 / 60 = 54,76 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{II} = I_{Л19}^{II} / n_{ТА} = 1961,64 / 60 = 32,69 \text{ А};$$

$$i_{CP}^{III} = I_{Л19}^{III} / n_{ТА} = 140,19 / 60 = 0,31 \text{ А}.$$

НРТҚ-ның селективтілік картасы А1 форматтағы 5-ші сызбасында.
 АВВ фирмасы REL 670 типінің параметрленуі
 Параметрлену арнайы РСМ 600 программасы арқылы жүзеге асады.
 Проект құрамы 3.8 суретінде көрсетілген.



3.8 сурет – Проект құрамы

REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері Қосымша В, кесте В2
 көрсетілген.

4 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

4.1 Еңбек шарттарын талдау

110/10/10 қосалқы станциясының еңбек шарттарын талдау.

Бұл дипломдық жұмысымыздағы №8-қосалқы стансасы Республикамыздың батыс бөлігінде орналасқан. Қосалқы станса қаланың сырт жағында, яғни жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Қосалқы стансада үш фазалық ТРДЦН-63000/110/10/10 екі орамды тармақталған трансформатор орнатылған. Өзіндік қажеттілікке қорек ететін 10/0,4 кВ-ты трансформатор бар.

Еңбекті қорғау – бұл еңбек процесінде адамның денсаулығын сақтау мен жұмысқа қабілетіне қауіпсіздікті қамтамасыз ететін заң актілерінің, әлеуметтік-экономикалық, ұйымдастыру, техникалық, гигиеналық емдеу профилактикалық шаралар мен амалдардың жүйесі. Еңбекті қорғаудың міндеті көп өндірістік еңбекте бір уақытта жақсы жағдай жасай отырып, жұмысшылардың аз көлемде қатер немесе ауруына ықпал жасау. Жұмыс шартының жақсаруы мен оның қауіпсіздігі өндірістік зақымның кәсіпті қауірларының азаюына алып келеді, ол жұмысшылардың денсаулығын қалыпта ұстайды және бір уақытта сәйкес жеңілдіктер мен жайсыз жағдайларда жұмысшыларға компенсация төлеуге шығындарды төмендетеді.

Еңбекті қорғау бөлімінде теорияның негіздерге сәйкес, толықтылықпен электр қауіпсіздігі бойынша еңбекті қорғаудың ұйымдастыру сұрақтары қарастырылады. Еңбек шартын талдау қосалқы стансадағы факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды. Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәндерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен айтылады. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір балл санымен бағаланады. Осы қосалқы станцияда 6 қызметкер жұмыс істейді. Олар: қосалқы стансадағы басшы, аға электрмеханик, электромеханик және электромонтерлер. Біздің қосалқы станса заманауи электр қондырғыларымен жабдықталғандықтан, ол көп адам санын қажет етпейді және ондағы жұмыс ауырлығы жеңіл болып саналады. Жұмысшылар сменмен 12 сағат жұмыс жасайтын болады. Қызметкерлерге қойылатын талаптар:

1. Жұмыс жасап жатқандардың оқу реті мен білімдерін тексеру «Электр кәсіпорындар мен құрылымдардағы қызметкерлермен жұмыстарды ұйымдастыру бойынша басқару көрсетімдеріне» сәйкес болу қажет.
2. Зиянды және қауіпті жерлерде еңбек ететін жұмысшылар мен инженерлік-техникалық жұмысшылар ретімен және уақытында, заңда көрсетілгендей медициналық тексеруден өту керек.

3. Электр қондырғыларды қамтамасыз ететін жұмысшылар айналысып отырған қызметі немесе мамандығы бойынша орнатылған ережелерді білу қажет немесе 2 қосымшаға сәйкес электр қауіпсіздігі бойынша топ алу керек. Ережелер туралы білімін тексеруден өткен жұмысшыға орнатылған формадағы куәлік беріледі, ол оны жұмыс уақытында өзімен бірге алу қажет.
4. Қауіпсіздік(арнайы жұмыстар) бойынша қосымша талап қойылатын, жұмысты жүргізуге құқығы бар жұмысшыларда куәлігінде білімін тексергені жөнінде жазуы болуы керек.

Арнайы жұмыстардың тізімі жергілікті жағдайды ескерген кәсіпорын басшыларының нұсқауымен толықтырылады. Ережені бұзған жұмысшылар орнатылған заңға сәйкес жауапкершілік (тәртіп, әкімшілік және қылмыстық) алады. Бұл жұмысшыларға кәсіпорын басшыларымен электр қауіпсіздігі бойынша тобы төмендеуі мүмкін.

Микроклимат

Микроклимат көрсеткіштері адамның сыртқы ортамен жылулық баланысын және организмнің үйлесімді немесе ықтимал (жіберілімді мәндегі) жылулық күйін сақтауды қамтамасыз ету.

Өндірістік ғимараттың микроклиматты сипаттаушы көрсеткіштері болып табылады:

- ауа температурасы;
- технологиялық жабдықтардың құрылымдары;
- ауа ылғалдылығы;
- ауа қозғалысының жылдамдығы;
- жылулық сәулелендіру.

Қосалқы станса еліміздің батыс бөлігінде орналасқан. Дәлірек айтар болсақ, Ақтөбе облысында Новый қалашығында орналасқан.

Климаттық жағдайлар:

Мұздақ бойынша III аудан (мұздақ дуалының қалыңдығы 10 мм дейін)

Жел бойынша III аудан (желдің жылдамдықтық арыны 50 Н/м² дейін)

Найзағайдың орташа ұзақтығы 40 – 50 сағ/жыл

Суглинок грунттың меншікті кедергісі $\rho = 83,6 \text{ Ом} \times \text{м}$;

Грунттың қатуының нормативті тереңдігі – 120 см.

Ауаның есептік температурасы: ең суық бескүндіктің орташасы (-36 °С);

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

Өрт қауіпсіздігімен қамту негізінде ПУЭ, ТПЕ мен ҚТЕ қаралатын нақты және қатты терең орындау шаралары жатыр.

Өртті сөндіру кезінде электр тоғымен соғу қаупі, электр қондырғыларды сөндіруде дұрыс ұйымдаспау, кернеу астында болуы мүмкін үзілген және ілінулі сымдарға абайсызда жақындау және басқа факторлар үлкен электр қауіптілік туады.

Кәсіпорынның электр шаруашылығының жағдайына жауап беретін адам (басты энергетик), міндетті:

- Ұжымды қамтамасыз ету және электр қондырғыларды, аппараттар мен электр жүйесін алдын-ала тексеру мен жоспарлы жөндеуді уақытында жүргізу, сонымен қатар өрт пен қызуға әкелуі мүмкін ТПЕ мен ҚТЕ уақытында алдын-алу;
- Өрттің тобына және мекенінің жарылуымен қоршаған ортаның шартына тәуелді кабельдер, электр өткізгіштер, қозғалтқыштар, шырақ шам мен басқа электр жабдықтарды таңдау мен қолданудың дұрыстығын тексеру;
- Қорғаныс аппараттарының қысқа тұйықталудан асқын жүктемеден, ішкі және сырқы асқын кернеуден, сондай-ақ басқа жұмыстардың апаттық режимдерін жүйелік бақылау;
- Электр қондырғыларда, кабельді бөлмелерде жану мен өртенуді жоюға арналған арнайы қондырғылар мен амалдардың түзетілуін тексеру;
- Электр қондырғыларды пайдалануда өрт қауіпсіздігі сұрақтары бойынша кезекші қызметкерлерді оқыту мен нұсқаулама жүйесін ұйымдастыру; Электр қондырғылардан өрт пен жану болғанда тексерісіне қатысу, оларды ескерту бойынша шараларды жасау және жүзеге асыру.

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.

4.2 Есептеулер

Шудың акустикалық есебін жүргізу

Шу – дыбыстардың күші және жиілігі бойынша бейберекет қосындысы. Ол адам ағзасына қолайсыз әсер етуге қабілетті. Шудың адамға ұзақ уақыт әсер етуі шаршауға соқтырады. Еңбек өнімділігін және еңбек сапасын төмендетеді. Сол себепті әрбір жұмыс орнында, әсіресе өндіріс орындарындағы шудың акустикалық есебін жүргізе отырып, одан қорғану шаралары жасалады.

Трансформатор – 2*63МВА

Шу көзі саны – 2

Цех көлемі – 440 м³

Шудың акустикалық есебін жүргізу және шудың адам организміне әсер етуінен қорғану шараларын жасау.

Шарт бойынша өндірістік орында шудың екі көзі бар. Олардың дыбыстық қуат деңгейі бірдей. Алынған нүкте үшін дыбыс қысымының октавалық деңгейін есептеу керек. Барлық шу көздері еденнің үстінде тұр деп есептейміз(Φ=1).

4.1 кесте - Тапсырманың берілгені

Қондырғы түрі	Трансформатор
Шу көзінің саны	2
Нүктенің шу көзінен орналасқан ара қашықтығы, м	R ₁ =3,5м; R ₂ =7м
Бөлме көлемі, м ³	440
V/S _{орг}	1,0
L _{max}	6

Шешуі

Алынған нүктедегі дыбыс қысымының октавалық деңгейін келесі формуламен есептейміз:

$$L = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} + \frac{4\varphi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta i \right), \quad (4.1)$$

$$\Delta i = 10^{0,1 \cdot L_{pi}}$$

мұндағы

L_{pi} – i-ші нүкте үшін дыбыс қысымының октавалық деңгейі;

m – нүктеге жақын орналасқан шу көзінің саны(ол үшін r_i<5 r_{imin} орындалу керек);

n – шу көзінің толық саны;

B-бөлме тұрақтысы, м².

1. Шу көзі мен нүктенің ара қашықтығын : R₁=3,5;R₂=7м.

2. Шу көзінің ең үлкен габаритін: l_{max}=6м.

3. Шу көзінің еденде орналасуын ескеріп, келесі формулалармен ауданды табамыз:

$$S_i = 2 \pi r_i^2 \quad (4.2)$$

$$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 2 \cdot \pi \cdot 3.5^2 = 76.93 \text{ м}^2$$

$$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_3^2 = 2 \cdot \pi \cdot 7^2 = 307,72 \text{ м}^2$$

Егер $\frac{r_1}{l_{\max}} = \frac{3.5}{6} = 0,58 \approx 0,6$, онда $\chi=3$; $\frac{r_2}{l_{\max}} = \frac{7}{6} = 1,167 \approx 1,2$, онда $\chi=1,6$.

Трансформаторға байланысты L_i - дыбыс қысымының деңгейлерін(дБ) ҚММЕ «Шудан қорғау» 1 кестесінен аламыз:

4.2 кесте – дыбыс қысымының деңгейі

Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_i	95	87	82	78	75	73	71	69

В және μ мәндерін анықтаймыз, ол үшін алдымен кесте арқылы B_{1000} мәнін табамыз:

$$B_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{440}{20} = 22 ; \quad (4.3)$$

B_{1000} -- ортагеометриялық 1000Гц жиіліктегі бөлме тұрақтысы, ол бөлме көлемі мен типіне сәйкес есептелінеді; $B_{1000} = \frac{V}{20}$ -- адам саны аз, жиһаздандырылмаған бөлмелер үшін.

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu ; \quad (4.4)$$

Шу көзі еденде орналасқандықтан $\Phi=1$.

ψ мәнін $B/S_{\text{отр}}$ байланысты графиктен таңдаймыз (СНиП 4-бет, 3-сурет), $\psi=0,52$.

Табылған мәндерді ескере отырып, есептеу жүргіземіз

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 0,65 = 14,3 \text{ м}^2 ;$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 0,62 = 13,64 \text{ м}^2 ;$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 0,64 = 14,08 \text{ м}^2 ;$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 0,75 = 16,5 \text{ м}^2 ;$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 1 = 22 \text{ м}^2 ;$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 1,5 = 33 \text{ м}^2 ;$$

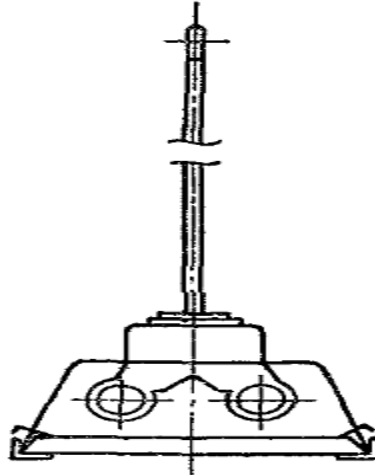
$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 2,4 = 52,8 \text{ м}^2$$

$$B_i = B_{1000} \cdot \mu = 22 * 4,2 = 92,4 \text{ м}^2 .$$

Жасанды жарықтандыруды есептеу

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

Жұмыс орнын жарықтандыру – қолайлы еңбек жағдайларын жасаудың маңызды факторы. Жасанды жарықтандыру өндірісте адамдардың моральды және физикалық жағдайына, еңбек өнімділігіне, өнім сапасына, еңбек қарқындылығына үлкен ықпалын тигізеді.



Сурет 4.1 – Люминесценттік лампа

$$H_{ec} = H - (h_{ш} + h_{ec}), \quad (4.5)$$

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

Менің таңдауым бойынша:

$$h_{шбер} = 0,6 \text{ м};$$

$$h_{ед} = 0 \text{ м}.$$

$$h_{ш} = h_{шбер} + h_{ед} = 0,6 + 0 = 0,6 \text{ м},$$

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

$h_{ед}$ – еденнен биіктік, м.

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

КСС тип Г 0,8÷1,1. Мен таңдаған ЛЛ үшін $\lambda_9 = 0,8$ (из справочной книги для проектирования электрического освещения под редакцией Г.М. Кнорринга.)

$$\lambda = L \div H_{ec} \rightarrow L = \lambda \cdot H_{ec} = 0,8 \cdot 2,6 = 2,08 \text{ м}.$$

Шамдардың қатарларын анықтаймыз:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1; \quad (4.6)$$

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

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1 = \frac{6,8 - 2 \cdot 0,624}{2,08} \approx 3 \text{ қатар};$$

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1 = \frac{12 - 2 \cdot 0,624}{2,08} \approx 5 \text{ дана};$$

$$N_{III} = N_R * R = 5 * 3 = 15 \text{ дана}.$$

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

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} = \frac{6,8 - 2 \cdot 0,624}{3 - 1} \approx 2,8 \text{ м};$$

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R - 1} = \frac{12 - 2 \cdot 0,624}{5 - 1} \approx 2,7 \text{ м}.$$

Тексеру:

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

$$\frac{L_A}{L_B} = \frac{2,8}{2,7} = 1,04.$$

Бөлменің ауданы төмендегідей болады:

$$S = A \cdot B = 12 * 6,8 = 81,6 \text{ м}^2.$$

Бөлме индексін анықтаймыз (определяемый соотношением размеров освещаемого помещения):

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{ec} (A + B)} = \frac{81,6}{2,6 \cdot (12 + 6,8)} = \frac{81,6}{2,6 \cdot 18,8} = \frac{81,6}{48,88} = 1,67,$$

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

N_{ec} - жұмыс кеңістігінен шамдалдың орналасуы, м.

Бөлменің жарықтану коэффициентіне сүйене отырып, пайдалану коэффициентін анықтаймыз:

$$\eta = 0.61 \text{ немесе } 61\%.$$

Қор коэффициенті – 0,8;

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

Шамның жарықтық ағымын анықтаймыз:

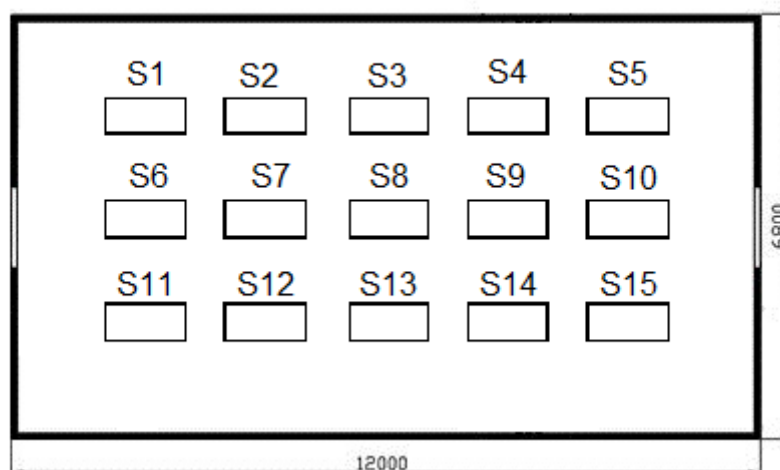
$$\Phi_{шам} = \frac{E_n \cdot K_{кор} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 0,8 \cdot 81,6 \cdot 1,1}{15 \cdot 0,61} = \frac{114048}{48,75} = 2354,36 \text{ лм}.$$

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:

$$\Delta\Phi = \frac{\sum \Phi_n - \Phi_{шам}}{\Phi_n} = \frac{2250 - 2354,36}{2250} \cdot 100\% = -4.64\% .$$

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



Сурет 4.2 – Бөлмеде люминесценттік лампалардың орналасуы

5. Экономикалық бөлім

110/10/10 кВ «Қосалқы станса № 8» салуды технико-экономикалық негіздеу

Жобаны жасаудың мақсаты

1. 110/10/10 кВ «Қосалқы станса № 8» салудың экономикалық жағынан заманауи техникалық базада құру тиімді екенін дәлелдеу;
2. Қосалқы станса Республикамыздың Оңтүстігінде орналасып, сол аймаққа сенімді әрі сапалы электр энергиясын жеткізу;
3. Қосалқы стансаның сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болуы тиіс.

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

Қосалқы стансаны модернизациялаудың арқасында келесідей мақсаттарға қол жеткізіледі:

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

Нарықты талдау

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

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

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

Электр энергиясының тарифі

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

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (5,61 теңге/кВт·сағ);

- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,68 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (4,576 теңге/кВт·сағ);
- «DG» АҚ жеке тарифі (0,5885 теңге/кВт·сағ).

Өндіріс жоспары

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

Ұйымдастыру жоспары

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

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

Заңдық жоспар

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

Қазақстанның "HSBC" банкінен 10 жылдық пайызы бар несие алынады.

Экологиялық ақпарат

Қосалқы станса экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

5.1 Инвестициялық жоспар

110/10/10 кВ 2х63 МВА №1 қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматты іске қосылу резерві қарастырылған. Бұл қосалқы станса төрт энергия жүйесінен қоректенеді және төменгі кернеу жағынан жергілікті тұтынушыларға 24 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. 2014 жылы 1 МВА энергия құны шамамен 35,5 млн.тенге құрайды. Сондықтан қуаты 126 МВА болатын қосалқы стансаның құны:

$$K = S \cdot C_{\text{мва}}, \text{ млн ш. б.}$$

мұндағы S – екі трансформатордың толық қуаты, МВА;

$C_{\text{МВА}} - 1 \text{ МВА энергия құны, ш.б.}$

$$K = 126 \cdot 35,5 = 4473 \text{ млн.тенге};$$

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

мұндағы K_0 -қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты ΣK -ның 53 %-ын құрайды;

K_c -құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 30 %-ын құрайды;

K_m -монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣK -ның 11 %-ын құрайды;

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

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$K_0 = (4473 \cdot 53) / 100 = 2370,69 \text{ млн.тг.}$$

Бұл мәнді (5.1) формулаға қойып есептесек:

$$\Sigma K = 2370,69 + 1341,9 + 492,03 + 268,38 = 4473 \text{ млн.тг.}$$

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

$$P = S \cdot \cos \varphi, \text{ МВт};$$

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

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

Максимумды қолдану уақыты $T_m = 5500$ сағат. Осыдан:

$$W = P \cdot T_m, \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ};$$

$$W = 100,8 \cdot 5500 = 554400 \text{ мың кВт} \cdot \text{сағ.}$$

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:

$$Z_{амр} = K \cdot \frac{h_0}{100}, \quad (5.2)$$

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

K – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h_0 – амортизациялық аударымдар нормасы, %.

Амортизациялық аударымдар нормасын 6% деп қабылдаймыз.

$$Z_{амр} = 2370,69 \cdot \frac{6}{100} = 142,2414 \text{ млн теңге.}$$

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

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі.

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

Өндірістің тиімділігі негізгі 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 52%-ын құрайды.

Шығынның қалған 48%-ын келесілер құрайды:

1. Құрылғыларды тексеру.

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

2. Өнімді өндіру үшін қажетті шикізат көзі мен материалдарды атып алуға кеткен қаражат мөлшері;

3. Кадрларды дайындау.

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

4. Еңбекақы төлеу.

Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

5. Байланыс қызметін көрсету.

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

6. Техникалық шығындардың орнын толтыруға қажет энергия.

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

7. Шаруашылыққа қажет энергия.

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

Шығынның қалған 48%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{дон} = Z_{амр} \cdot \frac{52}{48} = \frac{142,2414 \cdot 52}{48} = 154,1 \text{ млн тенге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{пол} = Z_{амр} + Z_{дон}, \text{ млн тенге;}$$

$$Z_{пол} = 142,2414 + 154,1 = 296,3414 \text{ млн тенге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

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

$$S = \frac{296,3414}{554,4} = 0,535 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}.$$

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

$$S = S \cdot 1,1 = 0,535 \cdot 1,1 = 0,5885 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{саг}}.$$

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

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

$$\sum \Pi_r = 554,4 \cdot 0,1 \cdot 0,5885 \cdot 0,8 = 26,1 \text{ млн теңге.}$$

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

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (5,61 теңге/кВт·сағ);
- КЕГОК ҰЭТ тарифі (1,68 теңге/кВт·сағ);
- «АЖК» тарифі (4,576 теңге/кВт·сағ);
- «DG» АҚ жеке тарифі (0,5885 теңге/кВт·сағ).

Электр энергияны тұтынушыларға 14,36 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, АҚ 1,9055 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum \Pi_{\text{кп}} = W_{\text{год}} \cdot 1,9055 \cdot 0,8 = 554,4 \cdot 1,9055 \cdot 0,8 = 845,13 \text{ млн теңге.}$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кп}} + \sum \Pi_r = 845,13 + 26,1 = 871,23 \text{ млн теңге.}$$

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.

$$PV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \quad (5.3)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойымы.

Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылынады. 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:

$$NPV = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.4)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

I_0 – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = \Pi_q + I_{ao}, \quad (5.5)$$

мұндағы Π_q - таза кіріс, млн.тенге;

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

$$CF = 871,23 \cdot 10^6 + 142,2414 \cdot 10^6 = 1013,4714 \text{ млн.тенге};$$

$$PV = 1013,4714 \cdot 0,91 = 922,26 \text{ млн.тенге};$$

$$NPV = -4473 + 922,26 = -3550,74 \text{ млн.тенге}.$$

К е с т е 5.1 – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	$1/(1+r)^n$	NPV, млн теңге
0	4473	1	-4473
1	1013,4714	0,91	-3550,74
2	1013,4714	0,83	-2709,56
3	1013,4714	0,75	-1949,46
4	1013,4714	0,68	-1260,3
5	1013,4714	0,62	-631,943
6	1013,4714	0,56	-64,3994
7	1013,4714	0,51	452,471

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 7 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

$$PV = 1013,4714 \cdot 0,91 + 1013,4714 \cdot 0,83 + 1013,4714 \cdot 0,75 + 1013,4714 \cdot 0,68 + \\ + 1013,4714 \cdot 0,62 + 1013,4714 \cdot 0,56 + 1013,4714 \cdot 0,51 = 4925,471 \text{ млн.тенге.}$$

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

- PI > 1, онда жобаны қабылдау керек;
- PI < 1, онда қабылдаудың қажеті жоқ;
- PI = 1, жоба пайда да және шығында әкелмейді.

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

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{4925,471/0,2}{4473} = 6.$$

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.

$$PP = \frac{I_0}{CF}; \quad (5.6)$$

$$PP = \frac{4473}{1013,4714} = 4 \text{ жыл.}$$

Қорытынды

Дипломдық жұмыстың алғашқы тарауында тұтынушылардың негізгі мәліметтері қарастырылған. Энергожүйенің орналастыру схемасы тұрғызылып, ҚТ тоқтары және олардың сандық мәндері анықталды. Осы мәліметтер негізінде қосалқы бекеттің күштік жабдықтары ажыратқыштар, айырғыштар, тоқ және кернеу трансформаторлары, шиналар таңдалынып алынды.

Релелік қорғаныс есептері орындалып, релелік қорғаныс түрлері таңдалды, трансформатордың максималды тоқтық қорғанысы, кесу және бойлық дифференциалды қорғанысының мәндері, сонымен қатар желінің дистанциалық және де НРТҚ қорғаныстары есептелініп, сызбалары тұрғызылды. Сонымен қатар осы жұмыс барысында трансформатор және желі қорғанысын есептей қоймай, оларды автоматтандыру кезінде қолданылатын терминалдармен (RET670, REL670, REF615) жұмыс жасауды, яғни есептелінген параметрлерді енгізуді толықтай үйрендім.

Төртінші тарау өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінен құралған, мұнда қоршаған ортаны қорғауға, трансформатордың тоқ жүретін бөліктерін жермен қосуға, трансформатордан шығатын шудың мөлшерін анықтап, шудың деңгейін төмендету шаралары қарастырылған. Сонымен қатар, қосалқы станса жасанды жарық көзімен қамтамасыздандырылды.

Бесінші бөлімде қосалқы стансаны техникo-экономикалық тұрғыдан талдау жасалынды. Есептеулер нәтижесі бойынша қосалқы стансаны салуға кеткен инвестиция мөлшерін 7 жыл уақыт ішінде ақтап шығады.

Дипломдық жұмысымда қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғыларын, шиналарды таңдадым. Қосалқы стансада орналасқан трансформатордың максималды ток қорғанысы, асқын жүктемеден қорғанысы, газдық қорғаныс есептелді.

Бұл жобамда келесі бағдарламаларды қолдандым:

1 ElektronicsWorkbench.

а) Қондырғы таңдау үшін қ. т. тоқтарын өлшеу үшін;

ә) Дифференциалды қорғаныстағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;

б) Нөл реттік тоқ қорғанысын есептеу барысындағы қ.т. тоқтарын өлшеу үшін;

2 Терминалдарды параметрлеу үшін РСМ600 компьютерлік программасын қолдандым. Сонымен қатар терминалдар сол программаға енгізу үшін қосымша Update manager программасын пайдаландым.

3 Графикалық жұмыстарды орындау үшін AutoCad бағдарламаланы қолдандым.

4 Стансаның электрлік сұлбасын салу үшін Paint бағдарламаларын қолдандым.

5 Есептеу жұмыстарын жүргізгенде Excel бағдарламасын қолдандым.

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 справочно-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 противоаварийной 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.rzua.org сайты

Қосымша А

А1 кесте – RET 670T3WPDIF типінің параметрлері

Тағайындама-ның аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
1	2	3	4	5
RatedVoltageW1	0,05	2000,00	110,00	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW2	0,05	2000,00	35,00	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedVoltageW3	0,05	2000,00	10,00	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды кернеу, кВ
RatedCurrentW1	1	99999	168,16	Трансформатордың жоғары жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW2	1	99999	1040	Трансформатордың ортаңғы жағындағы номиналды ток, А
RatedCurrentW3	1	99999	5419	Трансформатордың төменгі жағындағы номиналды ток, А
ConnectTypeW1	-	-	Жұлдызша (Y)	Жоғары жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW2	-	-	Жұлдызша (Y)	Ортаңғы жағындағы байланыс сұлбасы
ConnectTypeW3	-	-	Үшбұрыш (D)	Төменгі жағындағы байланыс сұлбасы
ClockNumberW2	0[0град]	11[+30 град]	0[0 град]	W2 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ClockNumberW3	0[0град]	11[+30 град]	11[+30град]	W3 мен W1 арасындағы фазалық ығысу
ZSCurrSubtrW1	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W1 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW2	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W2 жағы үшін нөл реттік тоқтың есептік кірісі/шығысы
ZSCurrSubtrW3	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	W3 жағы үшін НРТ есептік кірісі/шығысы

A1 кесте жалғасы

1	2	3	4	5
TconfligForW1	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W1 орамасы үшін тоқ трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW1	1	99999	300	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW1	1	99999	300	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW2	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W2 орамасы үшін тоқ трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
CT1RatingW2	1	99999	1250	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 1 иығы
CT2RatingW2	1	99999	1250	Тоқ трансформаторының бірінші реттік тоғы, А Т-тәріз. 2 иығы
TconfligForW3	Нет (жоқ)	Да (иа)	Да (иа)	W3 орамасы үшін тоқ трансформаторының 2 кірісі (Т-тәріздес конфигурация)
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
SOTFMode	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Зақымдалуға арналған қосылу функциясының жұмыс режимі
IDiffAlarm	0,05	1	0,21	Дифференциалдық тоқтың деңгейі (W1 орамасындағы номиналды тоқтың % бөлігі)
tAlarmDelay	0,00	60,00	10,00	Бүкіл 3 фазадағы дифференциалдық

A1 кестенің соңы

1	2	3	4	5
				тоқтың өсуін көрсететін сигналдың уақыт ұстанымы, сек
IdMin	0,05	0,60	0,23	Дифференциалдық тоқтың минималдыдеңгейі номиналды тоқтың % бөлігі) сипаттаманың бірінші бөлігінде
IdUnre	1,00	50,00	10,00	Орнатылған мән
CrossBlockEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фазаарасындағы кросс-логиканың активизациясы
NegSegDiffEn	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Кері тізбек бойынша диф қорғаныстың активизациясы

A2 кесте–REF615 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
Фаза саны	1	3	3	Фаза саны
Мин істеу уақыты	20	60000	1300	Минималды қосылу уақыты, мс
Қайта қалпына келу	0	60000	1000	Қайту үшін уақыт ұстанымы, мс
Өзгерту режимі	-	-	Фурье	Өлшеу режимін таңдау
Апараметрнің қисығы	0,0086	120,000 0	28,2000	Программалау қисығы үшін А параметрі, орнатылған мән
Впараметрнің қисығы	0,0000	0,7120	0,1217	Программалау қисығы үшін В параметрі, орнатылған мән
Спараметрнің қисығы	0,02	2,00	2,00	Программалау қисығы үшін С параметрі, орнатылған мән

A2 кесте жалғасы

1	2	3	4	5
D параметрнің қисығы	0,46	30,00	29,10	Программалау қисығы үшін D параметрі, орнатылған мән
E параметрнің қисығы	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
Көбейткіш уақыты	0,05	15,00	1,00	Ұақытша коэффициент, орнатылған мән
Істеу уақыты	40	200000	1600	Қосылу үшін кететін уақыт ұстанымы, мс
Тип кривой срабат.	-	-	МЭК независимая	Ұақыт ұстанымының қисығын таңдау типі
Тип кривой возврат	-	-	Мгновенная	Қайарудың қисығын таңдау типі

Қосымша В

В1 кесте – REL 670 ZMQPDIS: 1 типінің параметрлері

Тағайындаманың аты	Тағайындама диапазоны		Тағайындаманы таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
ZMQPDIS:1 1-ші сатының параметрленуі				
1	2	3	4	5
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	84,08	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 (I саты), Ом
R1	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (бірінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,00	Өшірудің уақыт ұстанымы, с
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 2-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Активизация
IBase	1	99999	84,08	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ

В1 кестесінің жалғасы

1	2	3	4	5
OperationDir	-	-	Обратное (кері)	Бағытталу режимі
X2	0,10	3000,00	10,34	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
R2	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (екінші саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур Активизациясы
Timer tPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фазаарлық қ.т. қорғаныс зонасының таймерінің активизациясы
tPP	0,00	60,00	0,50	Өшірудің уақыт ұстанымы
OperationPE	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Выкл (өшіру)	Фаза-жер контурының активизациясы
ZMQPDIS:1 3-ші сатының параметрленуі				
Operation	Выкл (қосу)	Вкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	168,16	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), кВ
OperationDir	-	-	Прямое (тура)	Бағытталу режимі
X3	0,10	3000,00	224,04	Реактивті кедергі бойынша қамту аймағы (үшінші саты), Ом
R3	0,01	1000,00	0,00	Активті кедергі бойынша қамту аймағы (3 саты), Ом
OperationPP	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Фаза-фаза контур активизациясы

В1 кестесінің соңы

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

В2 кесте – REL 670 EF4PTOC типінің параметрлері

Барлық сатыларға ортақ				
Тағайындама- ның аты	Тағайындама диапазоны		Тағайында- маны таңдау	Тағайындамаға түсініктеме
	min	max		
1	2	3	4	5
Operation	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Активизация
IBase	1	99999	168,16	Базистік ток (номиналды ток), А
UBase	0,05	2000,00	110,00	Базистік кернеу (номиналды кернеу), А
AngleRCA	-180	180	75	Реленің сипаттамалық бұрышы, deg(орнатылған мән)
polMethod	-	-	По напряжению	Поляризация типі (орнатылған мән)
IN>Dir	1	100	10	Бағытталуды анықтау үшін нөл реттік токтың минималды деңгейі, % (орнатылғын мән)
BlkParTransf	Выкл (өшіру)	Вкл (қосу)	Вкл (қосу)	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстық логиканың қосылуы
UseStartValue	IN>1	IN>4	IN>4	Трансформаторлардың параллель жұмыс істеу кезінде қоғаныстың ток бойынша орнатылған мәні

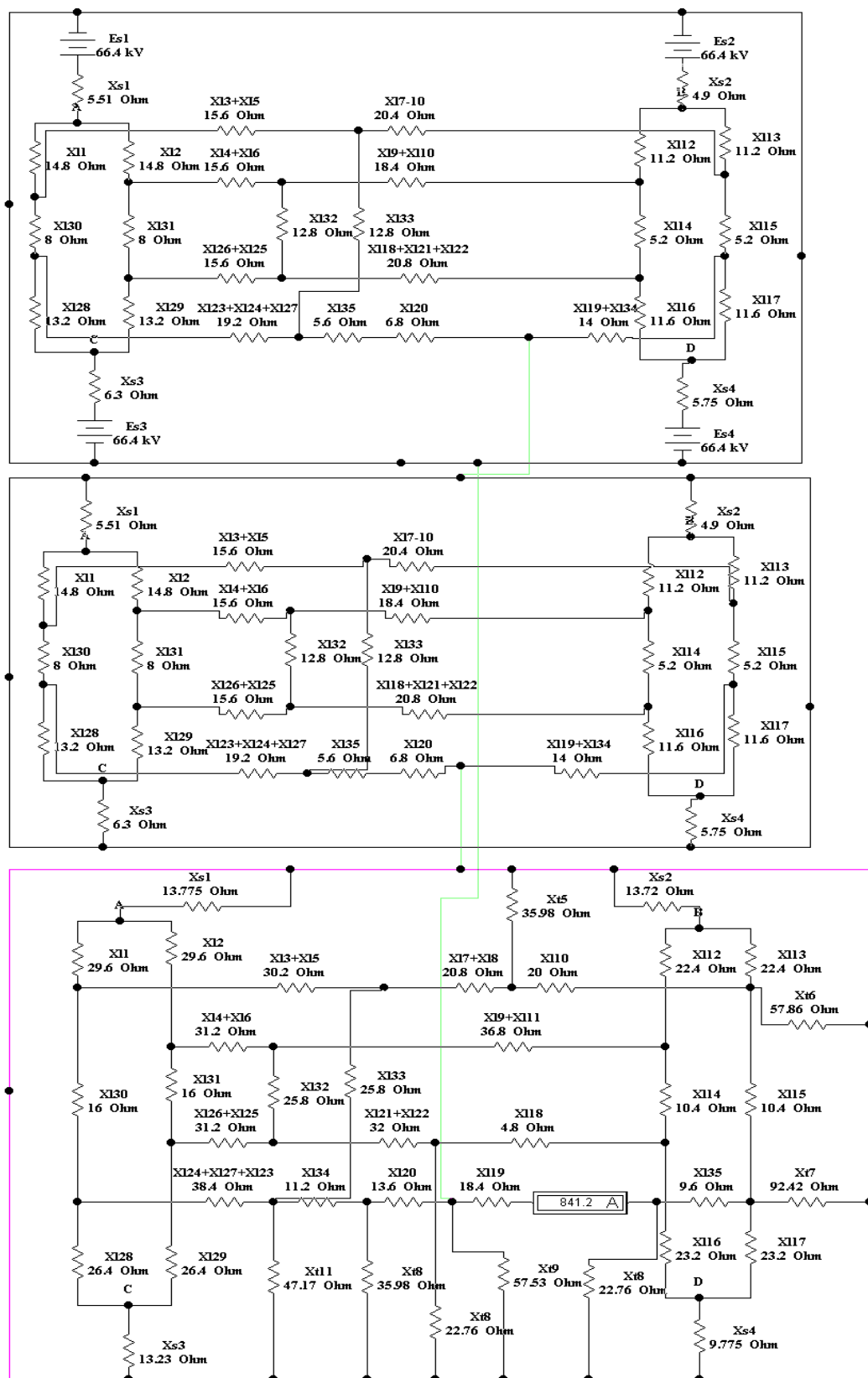
B2 кестесінің жалғасы

1	2	3	4	5
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	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN1>	1	2500	82,09	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t1	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k1	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin1	1,00	10000,00	6567,60	1-ші сатының минималды тоғы, %IB
t1Min	0,000	60,000	0,000	1-ші сатының инверстік сипаттамасының минималды қосылу уақыты, с
IN1Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv1	-	-	Лездік	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 тәуелсіз	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN2>	1	2500	57,42	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %IB
t2	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с

В2 кестесінің соңы

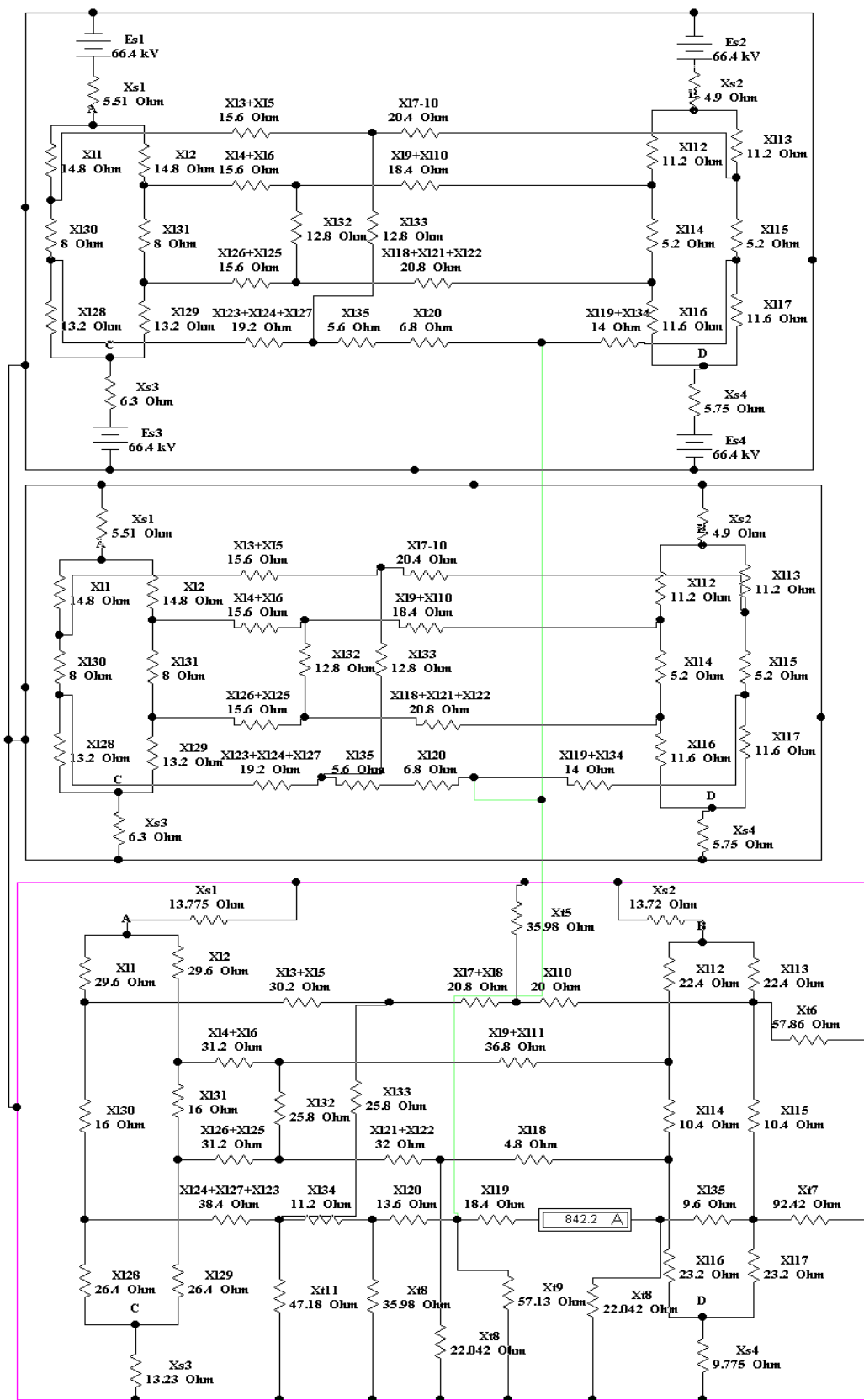
1	2	3	4	5
k2	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin2	1,00	10000,00	4593,60	2-ші сатының минималды тоғы, %ІВ
t2Min	0,000	60,000	0,300	2-ші сатының инверстік сипаттама-сының минималды қосылу уақыты, с
IN2Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv2	-	-	Мгновенны й	2-ші сатының қайту 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 независсим ая	Тоқ-уақыттық сипаттаманың типі
IN3>	1	2500	52,55	Нөл реттік тоқ бойынша қосылудың орнатылған мәні, %ІВ
t3	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының тәуелсіз уақыт ұстанымы, с
k3	0,05	999,00	0,05	Орнатылған мән
IMin3	1,00	10000,00	4204,20	3-ші сатының минималды тоғы, %ІВ
t3Min	0,000	60,000	0,600	3-ші сатының инверстік сипаттама-сының минималды қосылу уақыты, с
IN3Mult	1,0	10,0	2,0	Көбейту коэффициенті (орнатылған мән)
RestTypeCrv3	-	-	Лездік	3-ші сатының типі (орнатылған мағына)
tReset3	0,000	60,000	0,020	3-ші сатының қайту уақыт ұстанымы, с

Қосымша С



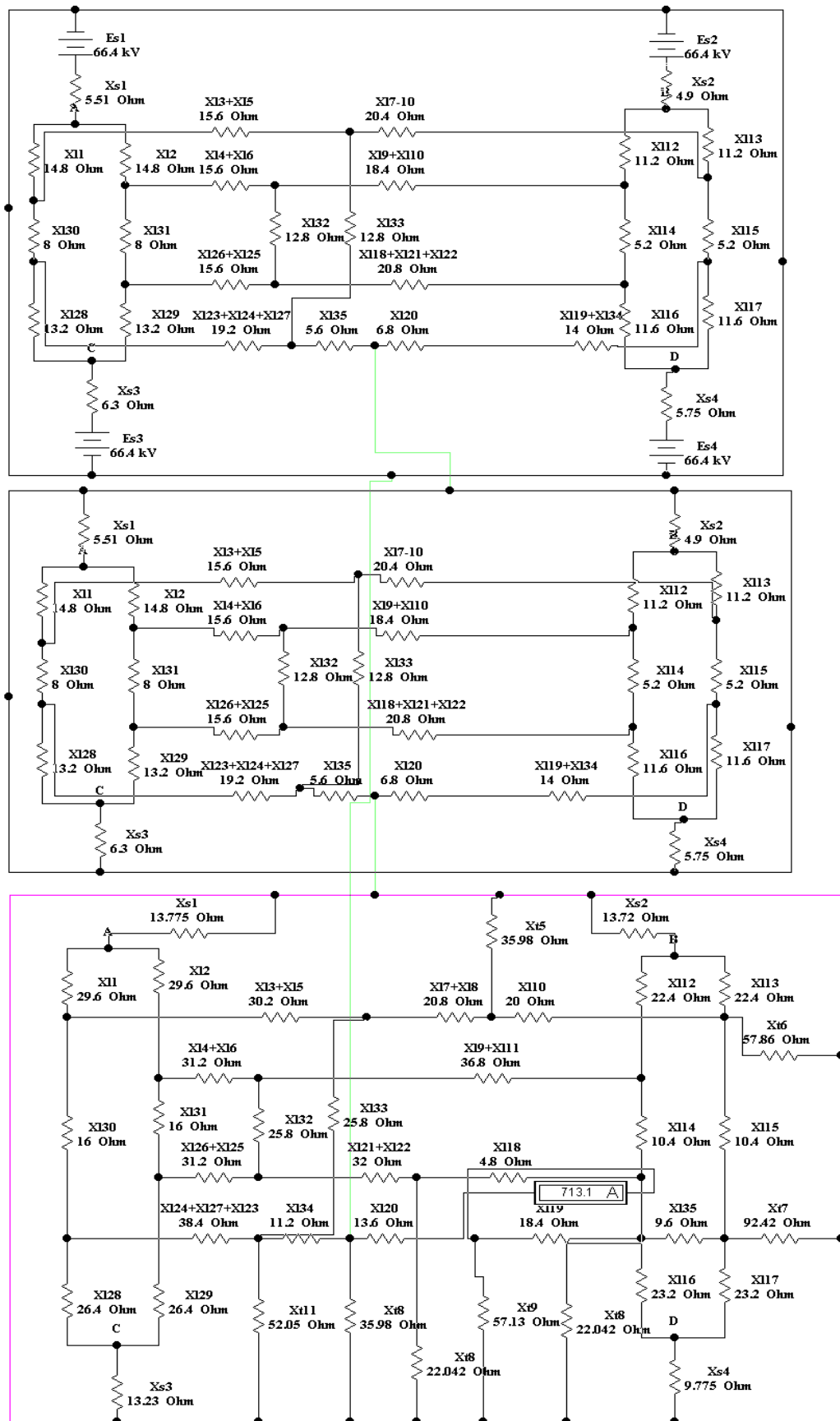
С1 Сурет – Л19 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



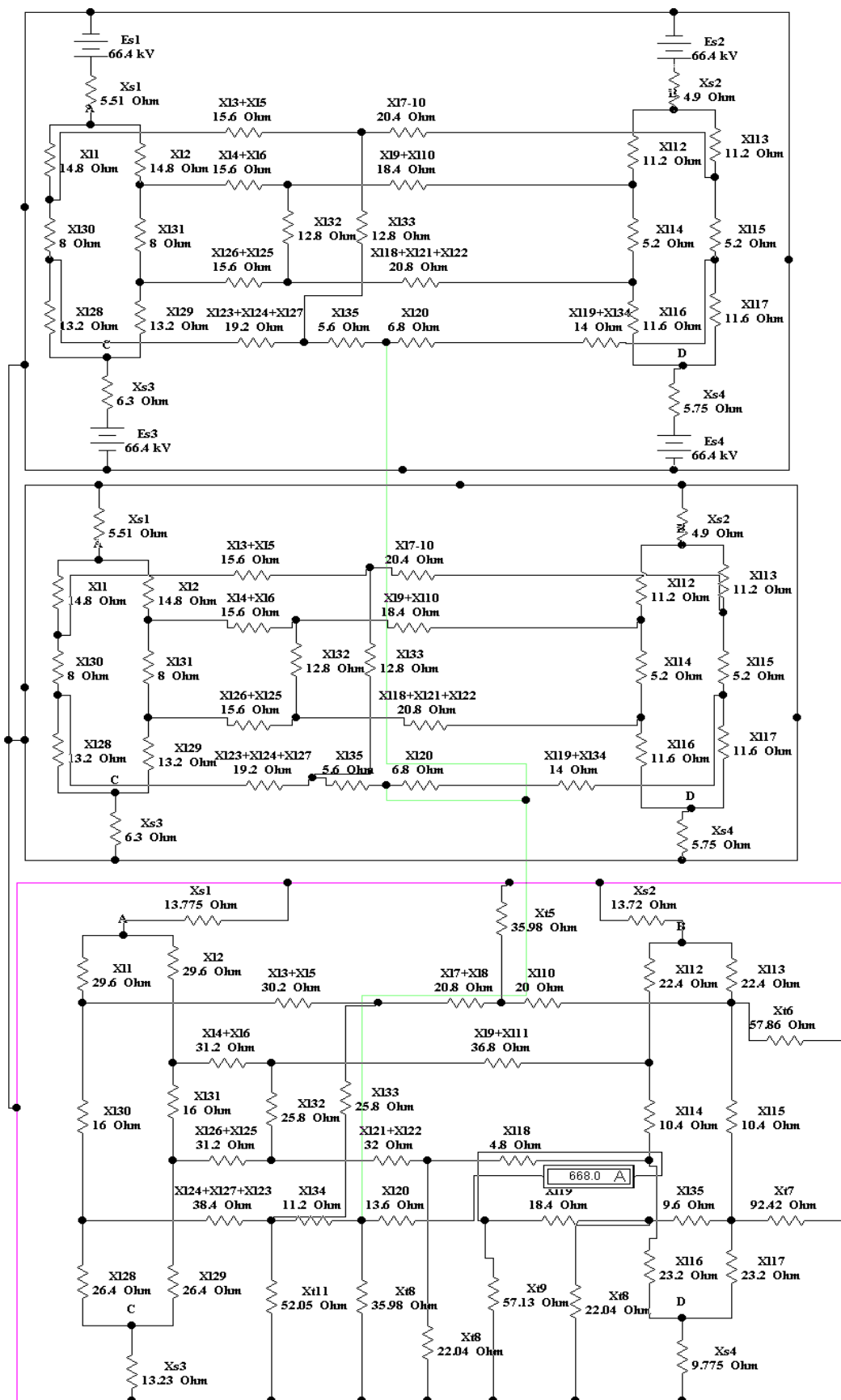
С2 Сурет – Л17 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



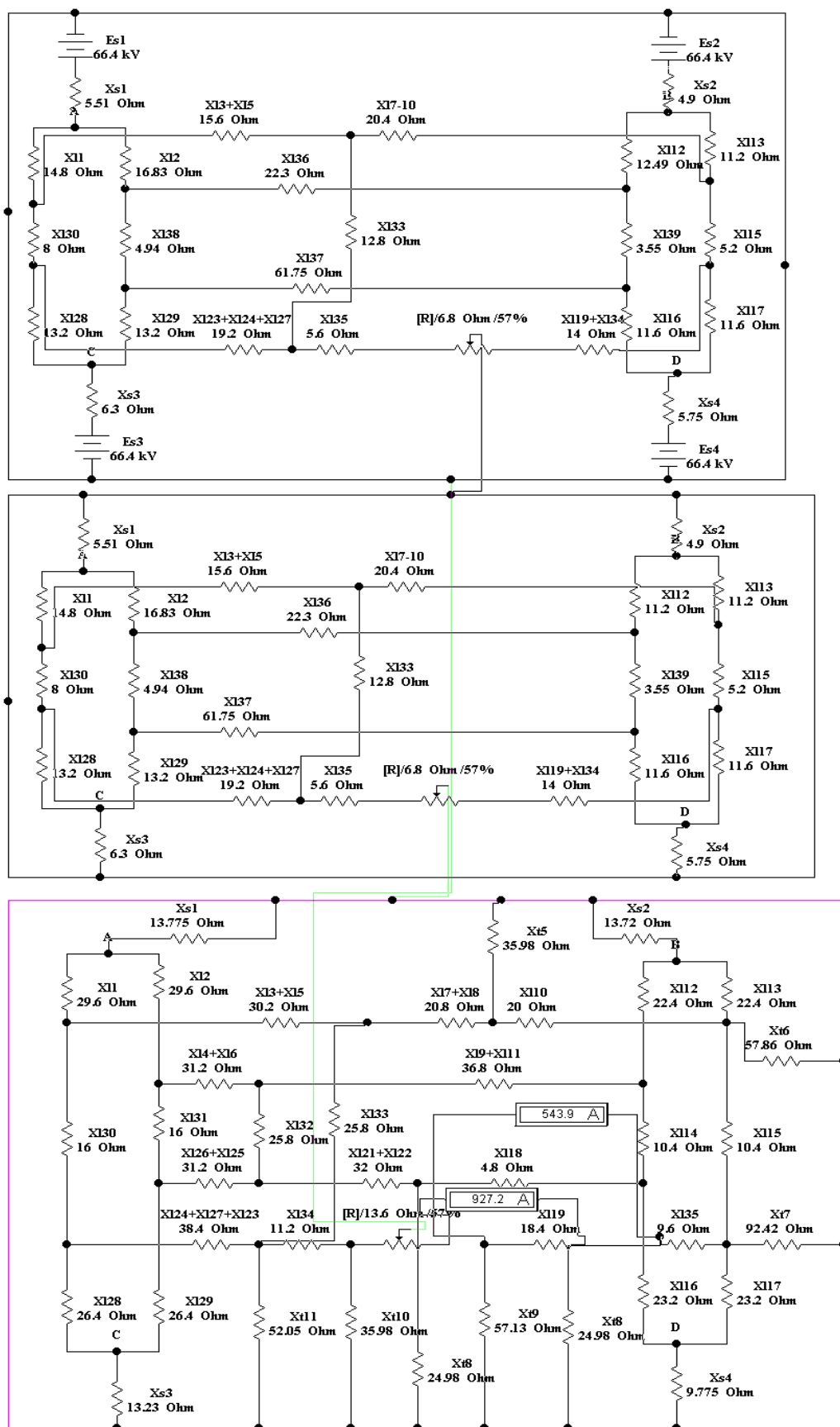
С3 сурет – Л17 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



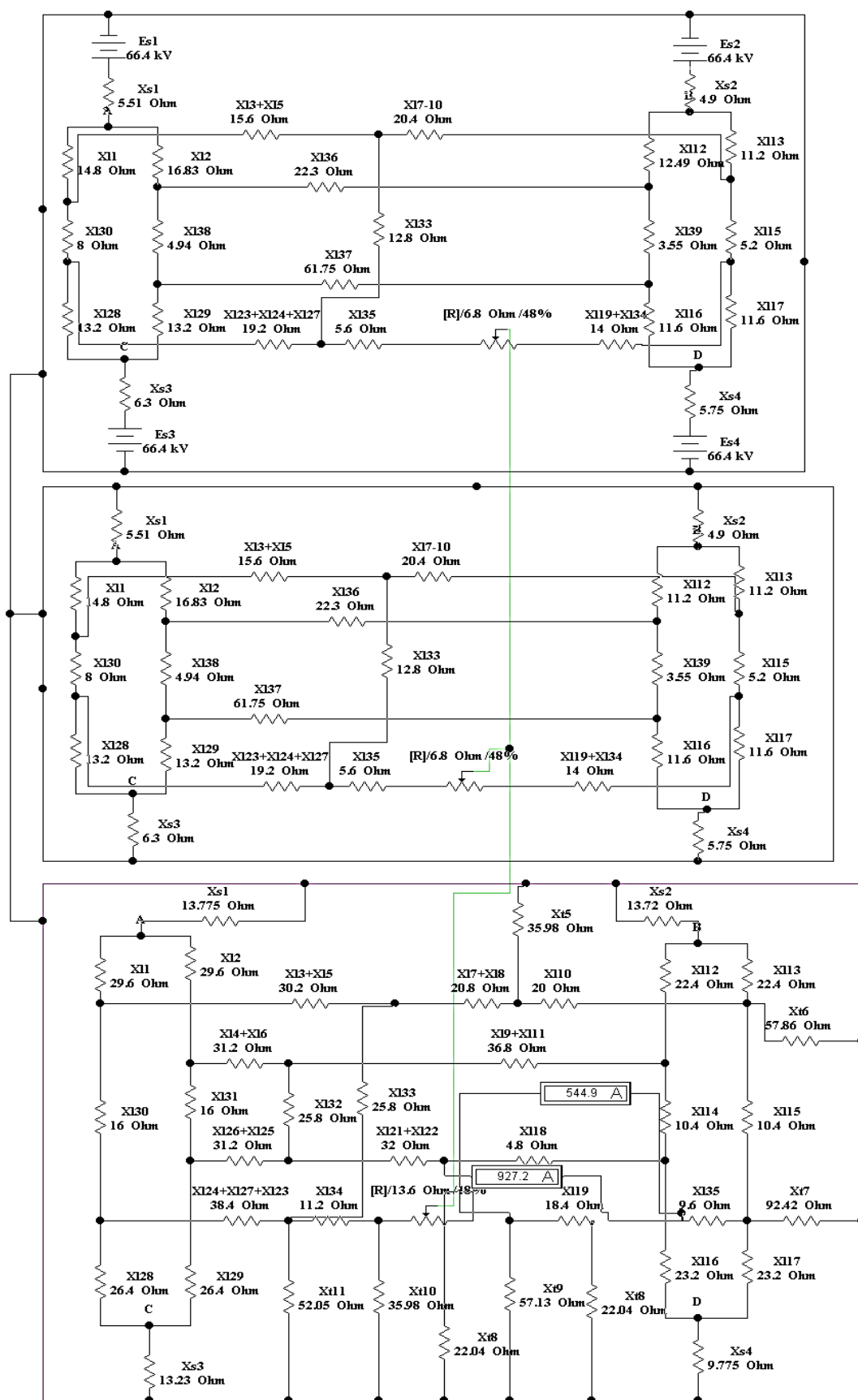
С4 сурет – Л17 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



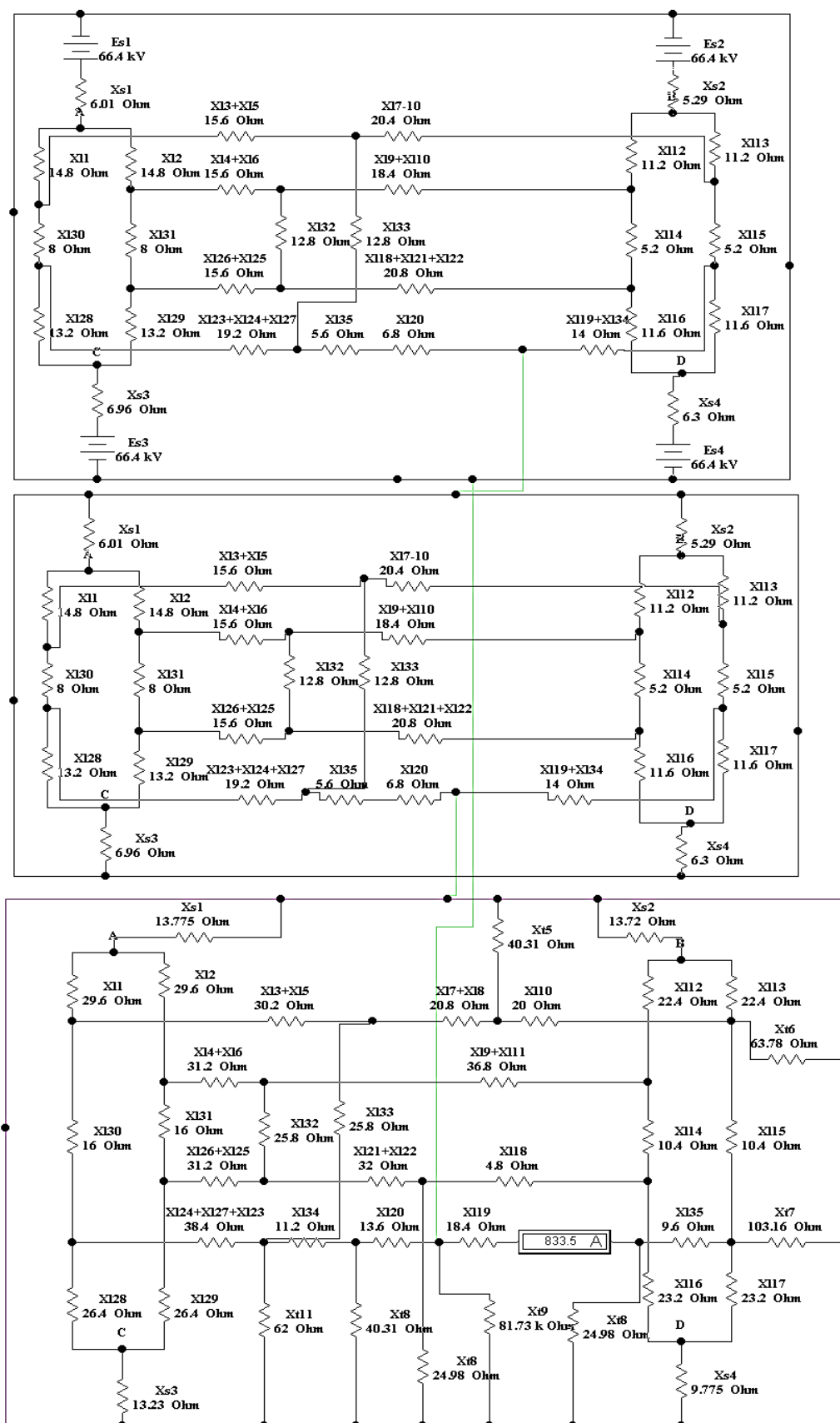
С5 сурет – Л19 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



С6 сурет – Л19 желісінің соңындағы нөл реттік екі фазалы ҚТ

Қосымша С жалғасы



С7 сурет – Л19 желісінің соңындағы нөл реттік бір фазалы ҚТ