ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» коммерициялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

Есмұрат Жансері Есмұханұлы

Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6В07101-«Энергетика»

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының меңгерушісі
PhD ұйымдастырылған
_____ Е.А. Сарсенбаев
«2» 06 _____2023ж.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНИТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу»

6В07101-«Энергетика»

Орындаған Есмұрат Ж.Е.

Пікір беруші
Шоғырландырылған құрылыс тау-кен компаниясының бас энергетигі
_____ Е.А. Жолдыбеков
(колы)
«26» мамыр 2023ж.

Ғылыми жетекші
аға оқытушы
_____ Р.Ш. Абитаева
(колы)
«15» мамыр 2023 ж.

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

6В07101-«Энергетика»

«БЕКІТЕМІН»
«Энергетика» кафедрасының меңгерушісі
PhD, қауымдастырылған профессор
_____Е. А. Сарсенбаев
«16» ____01_____2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Студент *Есмұрат Жансері Есмұханұлы*
Тақырыбы*: «Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу»*
Институттың Ғылыми кеңесі бекіткен. *№ 408-п «28» қараша 2022 ж.*
Аяқталған жұмысқа тапсыру мерзімі *«10» мамыр 2023 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері *10км, 15км, 20км, 25км, 15км, 45МВт, 30МВт, 35МВт, 40МВт, 30МВт желінің қуаттары және арақашықтығы берілген. Осы берілген мәндерге сүйене отырып электр торабын жобалау және сапа параметрлерін анықтап, талдау.*
Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі *а) Электрлік қосалқы станцияларының тиімді схемасын таңдау; кернеу және қуат шығындарын есептеу; шығындар арқылы есептік жүктемелерді есептеу; б) Арнайы бөлім;б) Еңбекті қорғау және қауіпсіздік бөлімі;*
Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс) *Сызбалық материалдар слайдтармен көрсетілген:*
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: *13 атау*

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, карастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	16.04.2023	жоқ
Арнайы бөлім	25.04.2023	жоқ
Экономика бөлімі	3.05.2023	жоқ
Еңбек қорғау бөлімі	10.05.2023	жоқ

Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	**Кеңесшілер, А.Ә.Т. (ғылыми дәржесеі, атағы)**	**Қол қойылған күні**	**Қолы**
Негізгі бөлім	Р. Ш. Абитаева, аға оқытушы	15.05.2023	
Арнайы бөлім	Р. Ш. Абитаева, аға оқытушы	15.05.2023	
Норма бақылау	Ә. О. Бердібеков, магистр, аға оқытушы	16.05.2023	

Жоба жетекші _____ /Р. Ш. Абитаева /
(колы)

Тапсырманы орындауға алған студент Жансері / Ж.Е. Есмұрат /
(колы)

Күні «18» 05 2023 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
«Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»

Есмұрат Жансері Есмұханұлы
(аты-жөні)

6В07101 - Энергетика мамандығы бойынша
(мамандығы)

«Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу»
(дипломдық жобаның тақырыбы)

тақырыбындағы дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Бұл дипломдық жұмыста студент Есмұрат Жансері, кернеуі 110 кВ элекр торабының қосалқы станциясы және әуе электр беріліс желілерінің есептеулері ұсынылған. Берілген дипломдық жұмыста номиналды кернеу таңдалды, күштік трансформаторлардың қуаттары есептелінді, болат алюминий сымдардың кималары таңдалды, кернеу және қуат шығындарының есептеулері жүргізілді.

Бастапқы бөлімде электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері, желідегі, трансформатордағы кернеу шығындарын есептеу арқылы кернеуді реттеу есептемесі жүргізіліп, трансформаторлардың орамдарындағы кернеуді реттеу қарастырылды.

Дипломдық жұмыс басты үш бөліктен құралған, олар электр схемаларын жобалап есептеу, экономикалық жағынан ең тиімді электр беріліс желісін анықтау және тақырып бойынша ұсынылған аппараттар мен олардың жұмыс принциптері. Жұмыстың соңында қорытынды және қолданылған әдебиеттер тізімі берілген.

Дипломдық жұмыста тақырып қосымша материалмен жақсы толықтырылған. Тақырып толық ашылғын және маселені шешудің бірнеше амалы берілген. Қарастырған аппараттардың артықшылықтары жазылған

Диплом жазған Есмұрат Жансері алға қойған мақсаттарды толықтай орындаған. Керекті ақпаратты жақсы таңдай білген. Берілген кітаптарды мақсатында орынды қолданған. Есептулерді уақытылы жазған.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Ал, түлек Есмұрат Жансері «Энергетикасы» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайықты және дипломдық жұмысын А - «өте жақсы» 90 баллмен бағалаймын.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының магистрі,
«Энергетика» кафедрасының
аға оқытушысы
_____ Р.Ш. Абитаева
(қолы)
«13» мамыр 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-16. Отзыв научного руководителя

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Тақырыбы: **«Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу»**

6В07101 – Энергетика
(шифр және мамандық атауы)

Есмұрат Жансері Есмұханұлы
(Студенттің аты-жөні)

Дипломдық жұмысына
(жұмыс түрінің атауы)

СЫН ПІКІР

Берілген дипломдық жұмыста электр торабын жобалау барысында кернеуі 110 кВ қосалқы станциялары қарастырылған. Электр беріліс желілерінің схемалары салыстырмалы түрде көрсетілген. Осы мақсатта жобалық есептеу берілген.

Дипломдық жұмыс басты үш бөліктен құралған, олар электр схемаларын жобалап есептеу, экономикалық жағынан ен тиімді электр беріліс желісін анықтау және тақырып бойынша ұсынылған аппараттар мен олардын жұмыс принциптері. Жұмыстың сонында жақсы қорытынды берілген.

Қысқаша аитса дипломның тақырыбы жақсы ашылған. Түлектің тақырыпты түсіне білуі көрінеді.

.

Жұмыс бойынша ескерту:

Жалпы дипломдық жұмыста тақырып жақсы ашылған. Есептеулер жоғары денгейде. Тақырыпты ашу барысында ескі схема қолданғаннан басқа шағым жоқ. Бұл схемаларда салыстыру мақсатында берілген.

Жұмысты бағалау

Жоғарыда айтылғандарды қорыта келе, Есмұрат Жансерінің дипломдық жұмысы А «өте жақсы» (90 балл) бағасына, ал автор – энергетика бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір беруші
Шоғырландырылған құрылыс тау-кен компаниясының бас энергетигі
_____ Е.А.Жолдыбеков
(қолы)
«26» мая 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Есмұрат Жансері Есмұханұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 18.2

Коэффициент Подобия 2: 2.6

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 40

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☑ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата 2.06.2023 г

Заведующий кафедрой Сарсенбаев Е.А.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Есмұрат Жансері Есмұханұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 18.2

Коэффициент Подобия 2: 2.6

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 40

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☑ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата

2.06.2023

Абитаева Р.Ш.

проверяющий эксперт

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста жоғары вольтты электр желілерінің жұмыс режимін есептеу берілген. Тарату электр желісіндегі зақымдану орнын табу әдістері ұсынылған. Қондырғылар, олардың сипаттамалары және жұмыс принциптері қарастырылады. Ақаулықтарды жоюға және зақымдану орнын тез анықтауға көмектесетін әдістер көрсетілген. Еңбекті қорғау мәселелері қаралды және электр желісі схемасының нұсқаларын салыстырудың техникалық-экономикалық есебі келтірілді.

АННОТАЦИЯ

В данной дипломной работе приведен расчёт режима работы высоковольтных линий электропередач. Предложены методы отыскание места повреждения в распределительной электрической сети. Рассмотрены установки, их характеристики и принципы работы. Указаны методы, способствующие устранению неполадок и быстрому определению места повреждения. Расмотрены вопросы охраны труда и приведен технико-экономический расчет сравнения вариантов схемы электрической сети.

ANNOTATION

In this thesis, the calculation of the operating mode of high-voltage power lines is given. Methods of finding the place of damage in the distribution electrical network are proposed. The installations, their characteristics and principles of operation are considered. The methods that contribute to troubleshooting and quick identification of the damage location are indicated. The issues of labor protection are considered and the technical and economic calculation of the comparison of variants of the electrical network scheme is given.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Электр тораптарын жобалау	8
1.1	Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары	8
1.2	Электр беріліс желісінің номинал кернеуін таңдау	9
1.3	Үш фазалы үш орамды трансформаторлар қуаттарын есептеу	10
1.4	Үш фазалы үш орамды трансформаторлар параметрлерің анықтау	11
2	Тұйықталған жүйені есептеу	16
2.1	Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдері, анализі және есептеулері	16
2.2	Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу	17
2.3	Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	22
3	Тұйықталмаған жүйені есептеу	24
3.1	Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	24
3.2	Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	26
4	Экономикалык бөлім	28
4.1	Техника-экономикалық есептеулер	28
4.2	Тұйықталған жүйе үшін техника-экономикалық шығындар	28
4.3	Тұйықталмаған жүйе үшін техника-экономикалық шығындар	31
4.4	Кернеу шығындарын есептеу	33
4.5	Кернеуді реттеу	37
4.6	Қысқа тұйықталу тогын есептеу	39
4.7	Электрлік қондырғыларды таңдап алу	42
5	Арнайы бөлім. Электр желісіндегі зақымдануларды табу аспаптары мен әдістері	47
5.1	Электр беру желілеріндегі зақымдану орындарын анықтауға арналған аспаптардың жұмыс принципі	47
5.2	Сириус-2-ОМП құрылғысы	50
5.3	ӘЖ зақымдану орындарын анықтау үшін қолданылатын әдістер	52
5.4	Әуе желілерін бақылау	55
	Қорытынды	57
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	58

КІРІСПЕ

Бұл дипломдық жұмыста энергетиктер қазір және болашақта жұмыс істейтін аппараттар мен әдістер қарастырылады. Sirius зақымдану орнын табу сияқты құрылғылар және олардың қашықтықтан жұмыс істей алатын аналогтары. Жаңа технологияларды қолдану арқылы бұл мүмкін. Атап айтқанда, интернет пен Lan көмегімен қысқа мерзімде және өте дәл бұзылған жерді анықтауға болады. Бұл өз кезегінде оның жойылуын тездетеді. Желінің бүкіл ұзындығы бойынша зақымдануды жөндеуге бригада жіберуден көмектеседі.

Өзімен бірге зақымдануды жоюды жеделдету экономикалық сипатта болады. Ақыр соңында, желідегі ақауларды жою оның үздіксіз болуына және тұтынушының соңғы өнімінің жақсаруына әкеледі. Айтып келгенде, тұтынушының пікірін ескеру маңызды болып табылады.

Электр желісін жобалау кезінде электр энергиясының сапасы, электр энергиясының жоғалуы, ақаулардан қорғалған желілер сияқты факторлар ескерілуі керек. Қосалқы станцияны таңдау оларды қорғау және мөлшерін таңдау, электр сымдарының қимасын таңдау, кернеуді реттеу. Параметрлерді есептегеннен кейін ұзақ мерзімді перспективада ЭБЖ экономикалық пайдасы ескеріледі. Өйткені жобаның коммерциялық пайдасы да бар.

Жұмыста жасалған есептеулердің көмегімен сіз электр желісінің ең жақсы нұсқасын біле аласыз. Таңдау жасағаннан кейін желідегі мүмкін жұмыстарды ескеру қажет. Мысалы, оны заманауи аналогтармен ауыстыру немесе ақаулықтарды жою. Бұл жұмыста электр тарату желісіндегі зақымдану орындарын жою және табу қарастырылған.

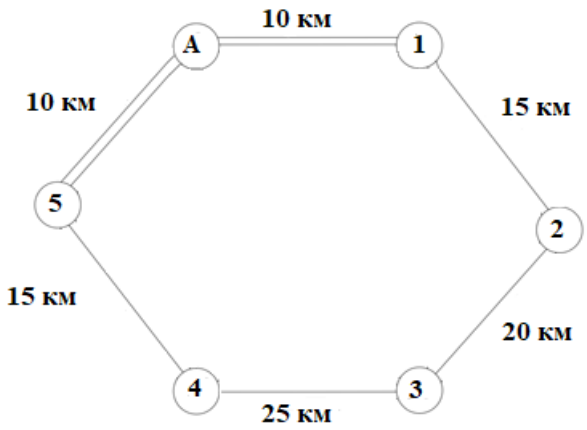
Желілердегі зақымдану орындарын анықтау үшін (сымдардың үзілуі, сымдар арасындағы тұйықталу, жерге тұйықталу) электр импульстарының желі сымдары арқылы таралу уақытын өлшеуге және авариялық режим параметрлерін өлшеуге негізделген аспаптар мен әдістер бар.

Зақымдану орындарын анықтау үшін (қысқартылған —ОМП) импеданс типті аспаптар әуе желілеріндегі ток күші мен кернеуді өлшеуге сүйенеді. Алынған мәліметтер компьютерде өңделеді, нәтижесінде ықтимал ақаулық аймағы есептеледі. Бұл аспаптардын көп опциялары мен нұсқалары бар. Ескі түрлері заманауи нұсқасына қарағанда әлде қайда артта қалып тұрады. Ен басты артықшылығы оның қашықтықтан басқаруға беретің мүмкіндігі.

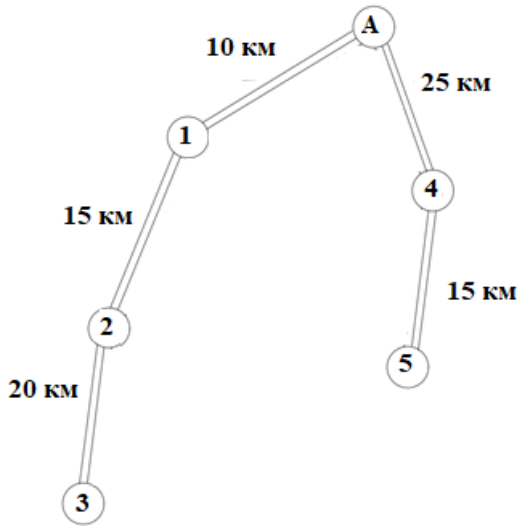
1 Электр тораптарын жобалау

1.1 Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары

Қазіргі деңгейде, елдің өмір сүретін аумағын желілермен қамтудың жоғары дәрежесімен, біз негізінен қолданыстағы электр желісінің дамуын оңтайландыру туралы айтып отырмыз, онда перспективаны ескере отырып, оны құрудың жалпы принциптерін негіздеу қажет. Сұлба құруда аумақты, жерді, орналасу орны сияқты көптеген заттарды ойластыру қажет.



1.1-сурет – Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасы



1.2-сурет – Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасы

Бұл дипломдық жұмыста біз екі схеманы қарастырғанбыз. Біріншісі тұйықталған 1.1 – суретте көрсетілген, екіншісі тұйықталмаған 1.2 – суретте көрсетілген қарастыратынымыз осындай сұлбалар болып келеді. Бізге, экономикалық жағынан арзан және тұтынушыларға электр қуатын үздіксіз

таратуды қамтамасыз ету, электр энергияны аудандарға сенімді және арзан тарату басты мақсатымыз болып табылады. Осыған байланысты бізге ең тиімді сұлба таңдау басты шарттардың біріне кіреді. Сонымен, екі сұлбаны қарастырамыз.

1.2 Электр беріліс желісінің номинал кернеуін таңдау

Мен дипломдық жұмысты жобалау кезінде Илларионовтың және Стиллдың теңдеуіне жүгіндім. Себебі, осы формулалар кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Г. А. Илларионов теңдеуі бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}\ \text{, кВ.} \qquad (1.1)$$

мұндағы U-кернеулер, кВ;
S-қуаттар, МВА;
l- ұзындықтар, км;
P-активті қуаттар, кВт.

Сонымен қатар есептің дәлдігі үшін Стилл теңдеуі арқылы да есептейміз:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}\ , кВ, \qquad (1.2)$$

$$U_1 = \sqrt{45(100 + 15\sqrt{10})} = 81 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{30(100 + 15\sqrt{15})} = 69 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{35(100 + 15\sqrt{20})} = 76 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \sqrt{40(100 + 15\sqrt{25})} = 84 \text{ кВ},$$

$$U_5 = \sqrt{30(100 + 15\sqrt{15})} = 69 \text{ кВ}.$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 110 кВ тандадым, келесі есептеуде қуатты тораптың актив, реактив қуаттарды анықтаймын

$$Q = P \cdot tg\varphi \text{ , МВар,} \quad (1.3)$$

$$Q_1 = 45 \cdot 0{,}62 = 28 \text{ МВАр,}$$

$$Q_2 = 30 \cdot 0{,}62 = 19 \text{ МВАр,}$$

$$Q_3 = 35 \cdot 0{,}62 = 22 \text{ МВАр,}$$

$$Q_4 = 40 \cdot 0{,}62 = 25 \text{ МВАр,}$$

$$Q_5 = 30 \cdot 0{,}62 = 19 \text{ МВАр.}$$

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ МВА.} \quad (1.4)$$

Мұнда *P*- актив жүктеме, кВт;
Q – реактив жүктеме, квар

$$S_1 = \sqrt{45^2 + 28^2} = 53 \text{ МВА,}$$

$$S_2 = \sqrt{30^2 + 19^2} = 36 \text{ МВА,}$$

$$S_3 = \sqrt{35^2 + 22^2} = 41 \text{ МВА,}$$

$$S_4 = \sqrt{40^2 + 25^2} = 47 \text{ МВА,}$$

$$S_5 = \sqrt{30^2 + 19^2} = 36 \text{ МВА.}$$

1.3 Үш фазалы үш орамды трансформаторлар қуаттарын есептеу

Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау.
Бірінші участок бойынша:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{н}}}{1{,}4}. \quad (1.5)$$

мұндағы, $S_{\text{н}}$ – толық жүктемесі, МВА.

Қосалқы станцияларда жүктемелер мен номиналды кернеу бойынша таңдалды

№1 бірінші участок бойынша

$$S_{\text{тр1}} \geq \frac{53}{1{,}4} = 38 \text{ МВА.}$$

1.1- кестеде №1 участок бойынша таңдалған ТДТН – 40000/110 түрлі трансформатор параметрлері көрсетілген.

1.1-кесте – ТДТН -40000/110 және ТРДН – 32000/110 түрлі трансформатор параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орам кернеуі, кВ		Актив шығын, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$		
40	115	10,5	43	200	0,6	10,5
32	115	10,5	32	145	0,7	11,5

1.4 Үш фазалы үш орамды трансформаторлар параметрлерін анықтау

Трансформаторлардағы актив және реактив қуат шығындарын келесі теңдеу арқылы табамыз:

Трансформатордағы активтік меншіктік кедергісі:

$$r_{тр} = \frac{P_к \cdot U_{ном}^2}{S_{трн}^2}, \text{Ом.} \quad (1.6)$$

мұндағы $U_н$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$\Delta Pк$ – трансформатордағы қысқаша тұйықталу кезіндегі актив шығыны, кВт;

Трансформатордағы реактивтік меншіктік кедергісі:

$$x_{тр} = \frac{U_к \cdot U^2}{100 \cdot S_к}, \text{Ом,} \quad (1.7)$$

$$\Delta Q = \frac{I_x \cdot S_{трн}}{100}, \text{МВАр.} \quad (1.8)$$

мұндағы $\Delta P_{хх}$ – трансформатордағы бос жүріс кезіндегі актив шығыны, кВт;

$\Delta Q_{хх}$ – трансформатордағы бос жүріс кезіндегі реактив шығыны, квар;

$I_х$ – трансформатордағы бос жүріс тоғы, %.

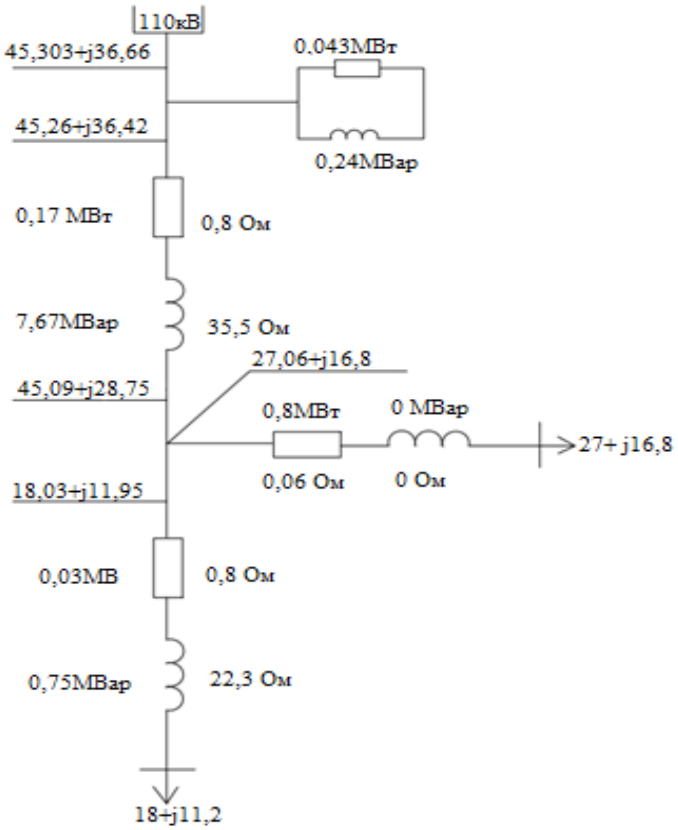
$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{\text{тр}}, \text{МВт}, \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{\text{тр}}, \text{МВАр}. \quad (1.10)$$

мұндағы $U_{\text{н}}$ – желінің номиналдық кернеуі, кВ;
$r_{\text{тр}}$ – трансформатордағы актив меншіктік кедергісі, Ом;
$x_{\text{тр}}$ – трансфориатордағы реактив меншіктік кедергісі, Ом.

№1 бірінші участок бойынша.

Трансформатор типі: ТДТН – 40000 /110 үш фазалы үш орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы 1.4 – суретте бейнеленген.



1.4-сурет – Үш фазалы үш орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы

Параметрлері:

$$\Delta P_{\text{Н}} = \frac{18^2 + 11{,}2^2}{115^2} \cdot 0{,}8 = 0{,}03 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{Н}} = \frac{18^2 + 11{,}2^2}{115^2} \cdot 22{,}3 = 0{,}75 \text{ МВАр},$$

$$\Delta P_{\text{С}} = \frac{27^2 + 16{,}8^2}{115^2} \cdot 0{,}8 = 0{,}06 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{С}} = \frac{27^2 + 16{,}8^2}{115^2} \cdot 0 = 0 \text{ МВАр},$$

$$\Delta P_{\text{В}} = \frac{45{,}09^2 + 28{,}75^2}{115^2} \cdot 0{,}8 = 0{,}17 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{В}} = \frac{45{,}09^2 + 28{,}75^2}{115^2} \cdot 35{,}5 = 7{,}67 \text{ МВАр},$$

$$P_1^{\text{Н}} + jQ_1^{\text{Н}} = (27 + 0{,}06) + j(16{,}8 + 0) = 27{,}06 + j16{,}8,$$

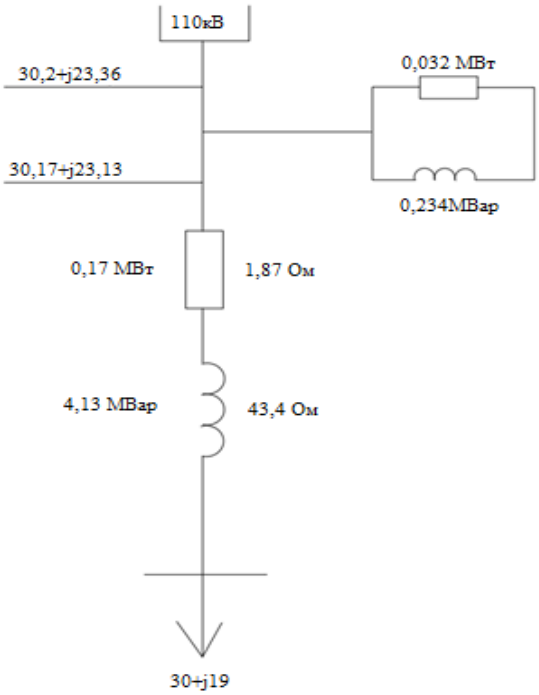
$$P_1^{`} + jQ_1^{`} = (18 + 0{,}03) + j(11{,}2 + 0{,}75) = 18{,}03 + j11{,}95,$$

$$P_1^{\text{В}} + jQ_1^{\text{В}} = (27{,}06 + 18{,}03) + j(16{,}8 + 11{,}95) = 45{,}09 + j28{,}75,$$

$$P_1 + jQ_1 = (45{,}09 + 0{,}17) + j(28{,}75 + 7{,}67) = 45{,}26 + j36{,}42.$$

№2 екінші участок бойынша.

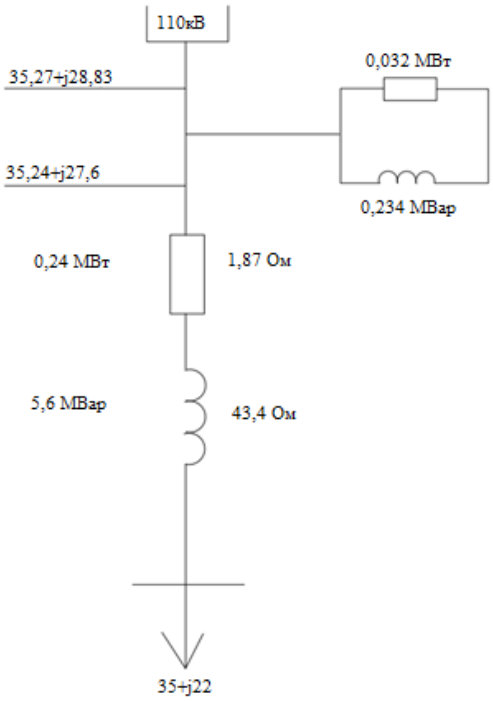
Трансформатор типі: ТРДН – 32000/110 екі орамды трасформатордың орынбасу сұлбасы 1.5 – суретте бейнеленген.



1.5-сурет – Екі орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы

№3 үшінші участок бойынша

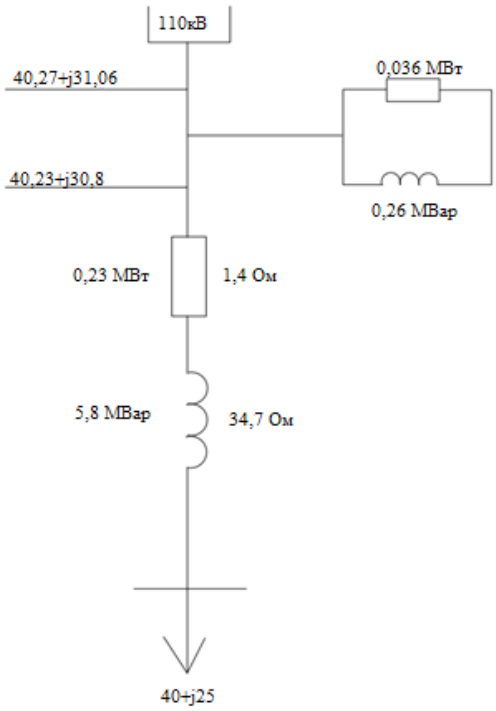
Трансформатор типі: ТРДН – 32000/110 екі орамды трасформатордың орынбасу сұлбасы 1.6 – суретте бейнеленген.



1.6-сурет – Екі орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы

№4 төртінші участок бойынша

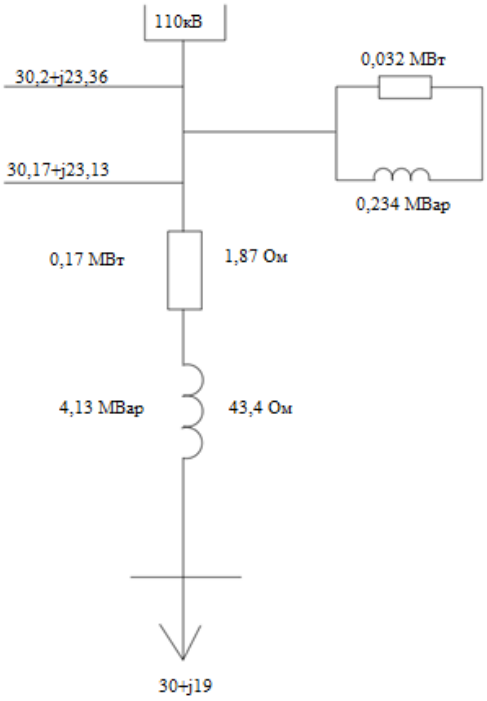
Трансформатор типі: ТРДН-40000/110 екі орамды трасформатордың орынбасу сұлбасы 1.7 – суретте бейнеленген.



1.7-сурет – Екі орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы

№5 бесінші участок бойынша

Трансформатор типі: ТРДН – 32000/110 екі орамды трасформатордың орынбасу сұлбасы 1.8 – суретте бейнеленген.



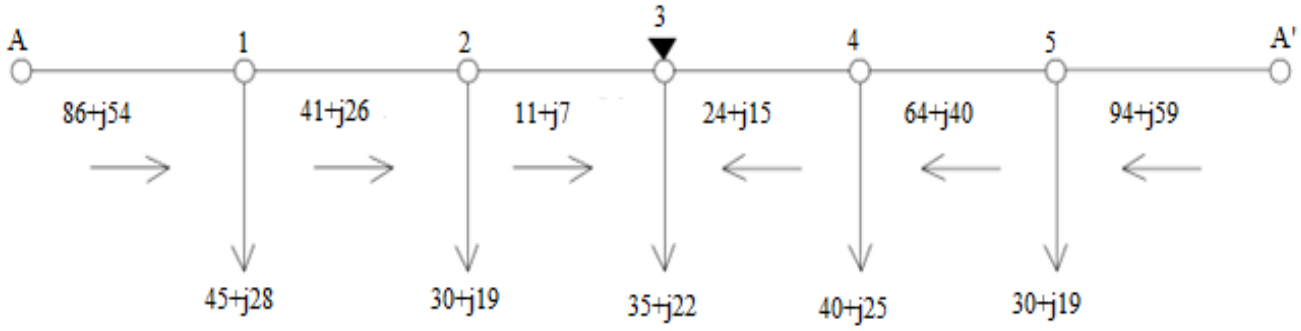
1.8-сурет – Екі орамды трансформатордың орынбасу сұлбасы

2 Тұйықталған жүйені есептеу

2.1 Тұйықталынған жүйе үшін желінің жұмыс режимдері, анализі және есептеулері

Жобалау басында желінің бөліктерінде кедергі белгісіз болғандықтан, қуат шамасына жақын мәндермен анықталады. Радиалды желінің басындағы бөліктерінде қуат тұтынушылар қосындысымен табылады, ол 2.1 – суретте электр беріліс желісінің сұлбасымен бейнеленген.

Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктеріндегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін желі сияқты анықталады.



2.1-сурет – Электр беріліс желісінің сұлбасы

Тұйықталған желідегі активті қуат:

$$P_A = \frac{\sum P \cdot l}{\sum l}\text{, МВт} \qquad (2.1)$$

мұнда l – желінің ұзындығы, км.

$$P_A = \frac{30 \cdot (15 + 25 + 20 + 15 + 10) + 40 \cdot (25 + 20 + 15 + 10) + 35 \cdot}{10 + 15 + 20 +}$$

$$\frac{\cdot (20 + 15 + 10) + 30 \cdot (15 + 10) + 45 \cdot 10}{+25 + 15} = 86 \text{ МВт},$$

$$Q_A = \frac{19 \cdot (15 + 25 + 20 + 15 + 10) + 25 \cdot (25 + 20 + 15 + 10) + 22 \cdot}{10 + 15 + 20 +}$$

$$\frac{\cdot (20 + 15 + 10) + 19 \cdot (15 + 10) + 28 \cdot 10}{+25 + 15} = 54 \text{ МВар},$$

Тұйықталған желідегі активті қуат:

$$P`_A = \frac{\sum P` \cdot l}{\sum l}\text{, МВт} \qquad (2.2)$$

$$P`_A = \frac{45 \cdot (15 + 25 + 20 + 15 + 10) + 30 \cdot (25 + 20 + 15 + 10) + 35 \cdot}{10 + 15 + 20 +}$$

$$\frac{\cdot (25 + 15 + 10) + 40 \cdot (15 + 10) + 30 \cdot 10}{+25 + 15} = 94 \text{ МВт},$$

$$Q`_A = \frac{28 \cdot (15 + 25 + 20 + 15 + 10) + 19 \cdot (25 + 20 + 15 + 10) + 22 \cdot}{10 + 15 + 20 +}$$

$$\frac{\cdot (25 + 15 + 10) + 25 \cdot (15 + 10) + 19 \cdot 10}{+25 + 15} = 59 \text{ МВар},$$

$$P_A + P`_A = 86 + 94 \text{ МВт},$$

$$Q_A + Q`_A = 54 + 59 \text{ МВАр},$$

$$S_{1-2} = P`_A - Q`_A - S_2\text{, МВ}A \qquad (2.3)$$

$$180 = 45 + 30 + 35 + 40 + 30,$$

$$113 = 28 + 19 + 22 + 25 + 19.$$

2.2 Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу

Желінің әр учаскесі бойынша токтарды табамыз, ол желі қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы анықталады:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, A \qquad (2.4)$$

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{\text{А}-1} = \frac{\sqrt{86^2 + 54^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 530\ A,$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{41^2 + 26^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 250\ A,$$

$$I_3 = I_{2-3} = \frac{\sqrt{11^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 68\ A,$$

$$I_4 = I_{3-4} = \frac{\sqrt{24^2 + 15^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 140\ A,$$

$$I_5 = I_{5-6} = \frac{\sqrt{64^2 + 40^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 390\ A,$$

$$I_6 = I_{6-\mathrm{A}`} = \frac{\sqrt{94^2 + 59^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 580\ A,$$

Желілердегі есептік ток:

$$I_{\mathrm{p}} = I_n \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, A, \qquad (2.5)$$

мұнда *I*-желідегі ток, А; *α*–, квар.

j - токтың экономикалық тығыздығы.

$$I_{1p} = I_1 = 530 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 557\ A,$$

$$I_{2p} = I_2 = 250 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 263\ A,$$

$$I_{3p} = I_3 = 68 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 71\ A,$$

$$I_{4p} = I_4 = 140 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 147\ A,$$

$$I_{5p} = I_5 = 390 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 410\ A,$$

$$I_{6p} = I_6 = 580 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 609\ A.$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}\ , \text{мм}^2. \qquad (2.6)$$

мұнда $j_{эк}$ – ті анықтамадан аламыз, ол ($j_{эк}$ = 1,3А/мм) тең.

Сонымен алюмини болат, АС маркалы сымды таңдадым, олардың мәндері төмендегі 2.1 – кестеде көрсетілген.

$$S_{\text{эк1}} = \frac{530}{1{,}5} = 353\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 185/29,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{250}{1{,}5} = 167\ \text{мм}^2, \qquad \text{АС} - 185/29,$$

$$S_{эк3} = \frac{68}{1,5} = 45\ мм^2, \qquad АС - 70/11,$$

$$S_{эк4} = \frac{140}{1,5} = 93\ мм^2, \qquad АС - 70/11,$$

$$S_{эк5} = \frac{390}{1,5} = 260\ мм^2, \qquad АС - 240/32,$$

$$S_{эк6} = \frac{580}{1,5} = 387\ мм^2. \qquad 2 \times АС - 185/29.$$

2.1-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тогы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L_1	10	110	2АС-185/29	0,53	1,02
L_2	15	110	АС-185/29	0,25	0,51
L_3	20	110	АС-70/11	0,068	0,265
L_4	25	110	АС-70/11	0,14	0,265
L_5	15	110	АС-240/32	0,39	0,605
L_6	10	110	2АС-185/29	0,58	1,02

Желінің салыстырмалы параметрлерін анықтау.

Проводтың арасындағы орта геометриялық арақашықтығы 110 кВ кернеуде: $D_{орт}$=8 м те.

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз.

Желінің актив кедергісің келесі теңдеу арқылы есептедік.

$$R = r_0 \cdot l, Ом \tag{2.7}$$

мұндағы r_0 – меншікті актив кедергі, Ом/км;

l – желінің ұзындығы, км.

Желінің реактив кедергісі келесі теңдеу арқылы есептедік

$$x_0 = 0,144 \cdot log\left(\frac{D_{орт}}{r_{сым}}\right) + 0,0157, \frac{Ом}{км}, \tag{2.8}$$

$$X = x_0 \cdot l, Ом. \tag{2.9}$$

Желінің реактив өткігіштігі келесі теңдеумен есептеледі

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт}/r_{сым})}, \frac{См}{км}, \tag{2.10}$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{См}. \quad (2.11)$$

Мұнда x_0 – меншікті реактив кедергі, Ом/км;
b_0 – меншікті реактив өткізгіштік, См/км;
$D_{орт}$ – проводтың орташа диаметрі, мм;
$r_{сым}$– проводтың радусы , мм.

Желінің соңында зарядтық қуат келесі теңдеумен есептеледі

$$Q_c = U_{ном}^2 \cdot B, \text{МВАр}. \quad (2.12)$$

Желідегі қуат шығындары

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot R, \text{МВт}, \quad (2.13)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot R, \text{МВар}. \quad (2.14)$$

I_{A-1} участок үшін L1 желісі:
Сым маркасы: 2АС – 185/29.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}162 \text{ Ом /км}, \qquad R = \frac{0{,}162 \cdot 10}{2} = 0{,}81 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = \frac{0{,}413 \cdot 10}{2} = 2{,}065 \text{ Ом},$$

$$b_0 = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 2{,}75 \cdot 10^{-5} \text{См},$$

$$Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 2{,}75 \cdot 10^{-5} = 0{,}33 \text{ МВар}.$$

I_{1-2} участок үшін L2 желісі:
Сым маркасы: АС – 185/29.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}162 \text{ Ом /км}, \qquad R = 0{,}162 \cdot 15 = 2{,}43 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}413 \text{ Ом/км}, \qquad X = 0{,}413 \cdot 15 = 6{,}195 \text{ Ом},$$

$$B = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \cdot 15 = 41{,}25 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 41{,}25 \cdot 10^{-6} = 0{,}25 \text{ МВар}.$$

$I_{2\text{-}3}$ участок үшін L3 желісі:
Сым маркасы: АС – 70/11.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}428 \text{ Ом /км}, \qquad R = 0{,}428 \cdot 20 = 8{,}56 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = 0{,}444 \cdot 20 = 8{,}88 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}55 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 51 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 51 \cdot 10^{-6} = 0{,}3 \text{ МВар}.$$

$I_{3\text{-}4}$ участок үшін L4 желісі:
Сым маркасы: АС – 70/11.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}428 \text{ Ом /км}, \quad R = 0{,}428 \cdot 25 = 10{,}7 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = 0{,}444 \cdot 25 = 11{,}1 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}55 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 63{,}75 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 63{,}75 \cdot 10^{-6} = 0{,}38 \text{ МВар}.$$

$I_{4\text{-}5}$ участок үшін L5 желісі:
Сым маркасы: АС – 240/32.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}12 \text{ Ом /км}, \qquad R = 0{,}12 \cdot 15 = 1{,}8 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}405 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \quad X = 0{,}405 \cdot 15 = 6{,}075 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}81 \cdot 10^{-6} \cdot 15 = 42{,}15 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 42{,}15 \cdot 10^{-6} = 0{,}25 \text{ МВар}.$$

$I_{5\text{-}6}$ участок үшін L6 желісі:
Сым маркасы: 2АС – 185/29.
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}162 \text{ Ом /км}, \qquad R = \frac{0{,}162 \cdot 10}{2} = 0{,}81 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = \frac{0{,}413 \cdot 10}{2} = 2{,}065 \text{ Ом},$$

$$b_0 = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\text{B} = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 2{,}75 \cdot 10^{-5} \text{См},$$

$$Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 2{,}75 \cdot 10^{-5} = 0{,}33 \text{ МВар}.$$

2.3 Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің ең үлкен қуат кезіндегі орынбасу сұлбасы 2.2 – суретте көрсетілген.

(1.9 – 1.10) – формулаға сәйкес акивті және реактивті қуат шығындары анықталды.

L_1- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{87{,}139^2 + 67{,}031^2}{110^2} \cdot 0{,}81 = 0{,}809 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{87{,}139^2 + 67{,}031^2}{110^2} \cdot 2{,}065 = 2{,}062 \text{ МВар}.$$

L_2- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{41{,}317^2 + 29{,}631^2}{110^2} \cdot 2{,}43 = 0{,}519 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{41{,}317^2 + 29{,}631^2}{110^2} \cdot 6{,}195 = 1{,}32 \text{ МВар}.$$

L_3- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{11^2 + 6{,}7^2}{110^2} \cdot 8{,}56 = 0{,}117 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{11^2 + 6{,}7^2}{110^2} \cdot 8{,}88 = 0{,}121 \text{ МВар}.$$

L_4- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{24^2 + 14{,}62^2}{110^2} \cdot 10{,}7 = 0{,}69 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{24^2 + 14{,}62^2}{110^2} \cdot 11{,}1 = 0{,}72 \text{ МВар}.$$

L_5- желісіндегі шығындар

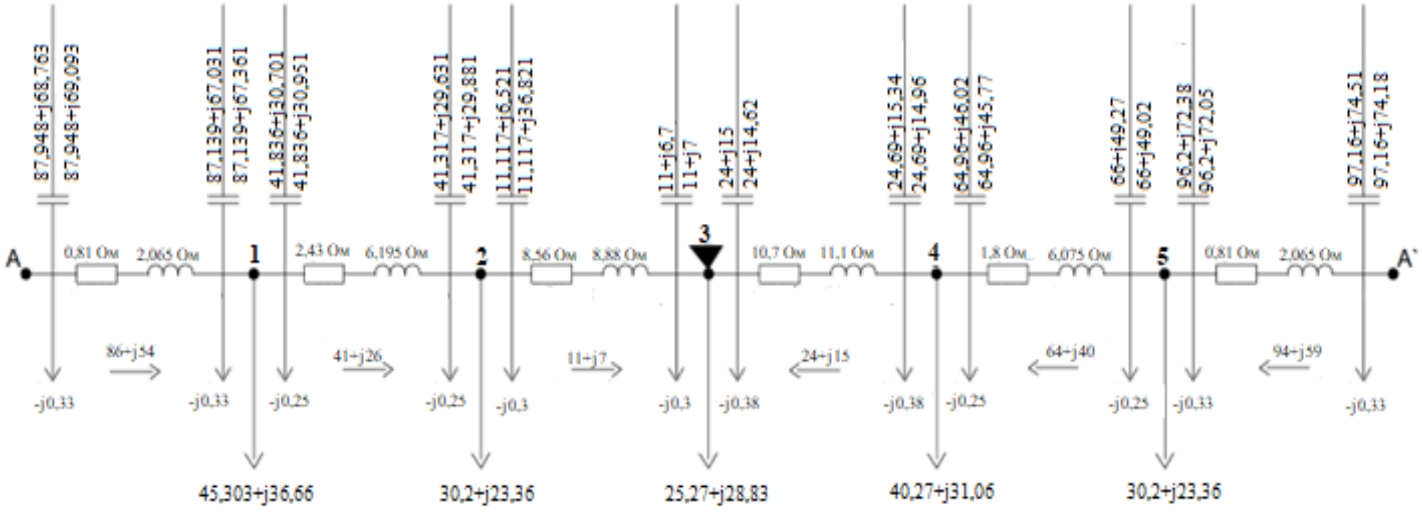
$$\Delta P = \frac{69{,}96^2 + 45{,}77^2}{110^2} \cdot 1{,}8 = 1{,}04 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{69{,}96^2 + 45{,}77^2}{110^2} \cdot 6{,}075 = 3{,}5 \text{ МВар}.$$

L_6- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{96{,}2^2 + 71{,}05^2}{110^2} \cdot 0{,}81 = 0{,}96 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{96{,}2^2 + 71{,}05^2}{110^2} \cdot 2{,}065 = 2{,}46 \text{ МВар}.$$

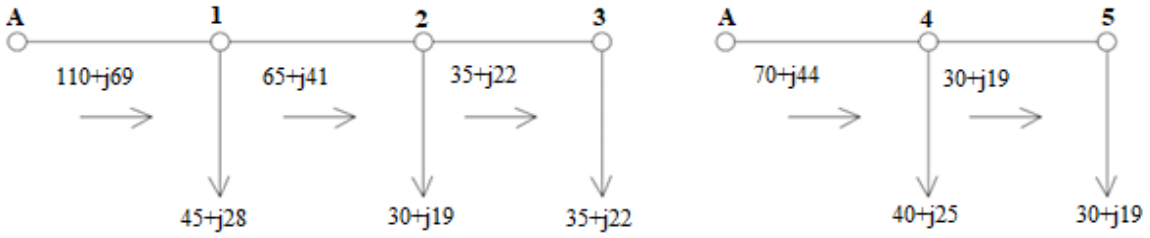


2.2-сурет – Электр беріліс желісінің ең үлкен қуат кезіндегі орынбасу сұлбасы

3 Тұйықталмаған жүйені есептеу

3.1 Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің сұлбасы



3.1-сурет – Электр беріліс желісінің сұлбасы

Желінің әрбір учаскесі бойынша токтарды табамыз, ол желінің қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы анықталады.

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{\text{А}-1} = \frac{\sqrt{110^2 + 69^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = ,0680 \text{ к}A,$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{65^2 + 41^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}404 \text{ к}A,$$

$$I_3 = I_{2-3} = \frac{\sqrt{35^2 + 22^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}215 \text{ к}A,$$

$$I_4 = I_{\text{А}-4} = \frac{\sqrt{70^2 + 44^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}43 \text{ к}A,$$

$$I_5 = I_{4-5} = \frac{\sqrt{30^2 + 19^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}18 \text{ к}A.$$

Желілердегі есептік ток:

$$I_{1p} = I_1 = 680 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 714\ A,$$

$$I_{2p} = I_2 = 404 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 424\ A,$$

$$I_{3p} = I_3 = 215 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 226\ A,$$

$$I_{4p} = I_4 = 430 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 452\ A,$$

$$I_{5p} = I_5 = 180 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 189\ A.$$

Сонымен алюмини болатты, яғни АС маркалы сымды таңдадым, олар төмендегі 3.1 – кестеде көрсетілген.

$$S_{\text{эк1}} = \frac{680}{1{,}5} = 453\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{404}{1{,}5} = 269\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 120/19,$$

$$S_{\text{эк3}} = \frac{215}{1{,}5} = 143\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 70/11,$$

$$S_{\text{эк4}} = \frac{430}{1{,}5} = 286\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 120/19,$$

$$S_{\text{эк5}} = \frac{180}{1{,}5} = 120\ \text{мм}^2. \qquad 2 \times \text{АС} - 70/11.$$

3.1-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тогы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L_1	10	110	2АС-240/32	0,714	1,21
L_2	15	110	2АС-120/19	0,424	0,78
L_3	20	110	2АС-70/11	0,226	0,53
L_4	25	110	2АС-120/19	0,452	0,78
L_5	15	110	2АС-70/11	0,189	0,53

$I_{A\text{-}1}$ участок L_1 желісі:

Сым маркасы: 2АС – 240/32.

Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}12\ \text{Ом /км}, \quad R = \frac{0{,}12 \cdot 10}{2} = 0{,}6\ \text{Ом},$$

$$x_0 = 0{,}405 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, X = \frac{0{,}405 \cdot 10}{2} = 2{,}025\ \text{Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}81 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 28{,}1 \cdot 10^{-6}\ \text{См}, Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 28{,}1 \cdot 10^{-6} = 0{,}34\ \text{МВар}.$$

$I_{1\text{-}2}$ участок үшін L_2 желісі:

Сым маркасы: 2АС – 120/19.

Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}249\ \text{Ом /км}, \quad R = \frac{0{,}249 \cdot 15}{2} = 1{,}86\ \text{Ом},$$

$$x_0 = 0{,}427\,\frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = \frac{0{,}427 \cdot 15}{2} = 3{,}2\ \text{Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 15 = 39{,}9 \cdot 10^{-6}\ \text{См}, Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 39{,}9 \cdot 10^{-6} = 0{,}48\ \text{МВар}.$$

$I_{2\text{-}3}$ тоғы үшін L3 желісі:

Сым маркасы: 2АС – 70/11.

Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}428\ \text{Ом /км}, \quad R = \frac{0{,}428 \cdot 20}{2} = 4{,}28\text{Ом},$$

$$x_0 = 0{,}444\,\frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = \frac{0{,}444 \cdot 20}{2} = 4{,}44\ \text{Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}55 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 51 \cdot 10^{-6}\ \text{См}, Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 51 \cdot 10^{-6} = 0{,}61\ \text{МВар}.$$

$I_{3\text{-}4}$ тоғы үшін L4 желісі:

Сым маркасы: 2АС – 120/19.

Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}249\ \text{Ом /км}, \quad R = \frac{0{,}249 \cdot 25}{2} = 3{,}11\ \text{Ом},$$

$$x_0 = 0{,}427\,\frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad X = \frac{0{,}427 \cdot 25}{2} = 5{,}33\ \text{Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 66{,}5 \cdot 10^{-6}\ \text{См}, Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 66{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}8\ \text{МВар}.$$

3.2 Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің ең үлкен қуат кезіндегі орынбасу сұлбасы 3.2 – суретте көрсетілген.

$L_{A\text{-}1}$ желісіндегі шығындар:

$$\Delta P = \frac{112{,}053^2 + 87{,}79^2}{110^2} \cdot 0{,}6 = 0{,}95\ \text{МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{112{,}053^2 + 87{,}79^2}{110^2} \cdot 2{,}025 = 3{,}22\ \text{МВар}.$$

$L_{1\text{-}2}$ желісіндегі шығындар:

$$\Delta P = \frac{65{,}79^2 + 44{,}5^2}{110^2} \cdot 1{,}86 = 0{,}96 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{65{,}79^2 + 44{,}5^2}{110^2} \cdot 3{,}2 = 1{,}66 \text{ МВар}.$$

$L_{2\text{-}3}$ желісіндегі шығындар:

$$\Delta P = \frac{35^2 + 21{,}39^2}{110^2} \cdot 4{,}28 = 0{,}59 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{35^2 + 21{,}39^2}{110^2} \cdot 4{,}44 = 0{,}61 \text{ МВар}.$$

$L_{A\text{-}4}$- желісіндегі шығындар:

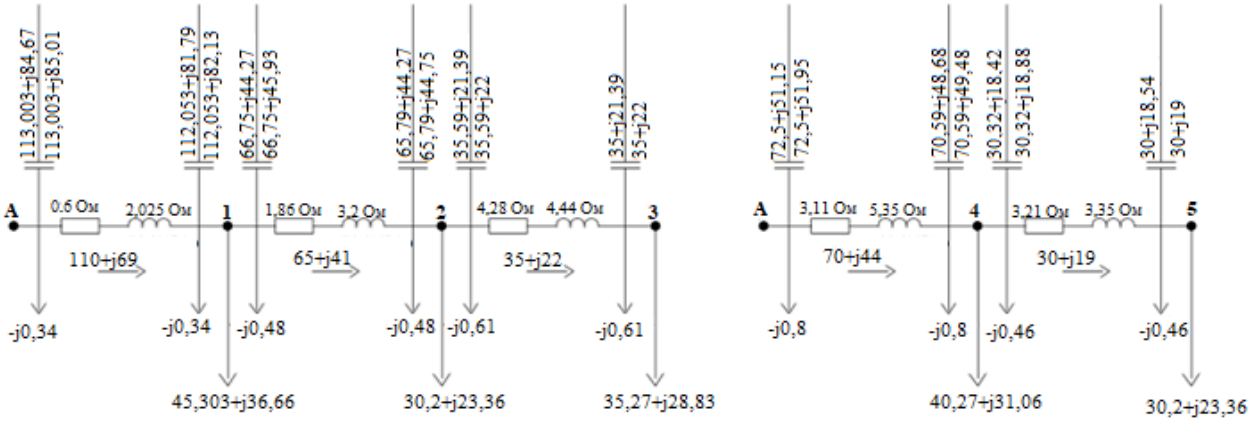
$$\Delta P = \frac{70{,}59^2 + 49{,}48^2}{110^2} \cdot 3{,}11 = 1{,}91 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{70{,}59^2 + 49{,}48^2}{110^2} \cdot 5{,}33 = 3{,}27 \text{ МВар}.$$

$L_{4\text{-}5}$ желісіндегі шығындар:

$$\Delta P = \frac{30^2 + 18{,}54^2}{110^2} \cdot 3{,}21 = 0{,}32 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{30^2 + 18{,}54^2}{110^2} \cdot 3{,}33 = 0{,}34 \text{ МВар}.$$



3.2-сурет – Электр беріліс желісінің ең үлкен қуат кезіндегі орынбасу сұлбасы

4 Экономикалық бөлім

4.1 Техника-экономикалық есептеулер

Энерго компаниялардың бөлек жақтарының қызметін суреттейтін тиімді жүйелік көрсеткіштері, оның менеджерлік сапасына жан-жақты бағалау беруге мүмкіншілігін береді. Бұндай бағалау компаниялардың басқармасына қаншалықты керек болса, электр энергиясын тұтынушыларға да, реттеуші органдарға да, азаматтық қоғам топтарына (экология қорғаушыларына) да және сырттаң келген инвесторларға да сондай керек.

Техникалық және экономикалық көрсеткіштерге алдыменен жобаның тиімді әрі төмен бағасы, электр энергияны таратуда жоғары сенімділік және объектінің өзі мен оның бөліктерінің ұзақ эксплуатациясы, желі номинал кернеу шамасы, проводқа кететін түсті металдардың шығыны.

4.2 Тұйықталған жүйе үшін техника-экономикалық шығындар

Желілер үшін экономикалық шы,ындары есептеп, қолайлы жүйені таңдау. Тұйықталған жүйе есептеулері.

4.1-кесте – Таңдалған проводтардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Провод типі	Бағасы, млн.тг
L_1	10	110	2АС-185/29	Үштізбекті сым	27,8
L_2	15	110	АС-185/29		17,4
L_3	20	110	АС-70/11		14,5
L_4	25	110	АС-70/11		14,5
L_5	15	110	АС-240/32		18,7
L_6	10	110	2АС-185/29		27,8

Алдымен желінің толық бағасын есептейміз, оны желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептелінеді:

$$K_л = \sum K_0 \cdot l \text{, млн. тг} \tag{4.1}$$

L_{A-1} желісі үшін

$$K_{л1} = 27{,}8 \cdot 10 \cdot 600 \cdot 10^3 = 166{,}8 \text{ млн. тг.}$$

1_{1-2} желісі үшін

$$K_{л2} = 17{,}4 \cdot 15 \cdot 600 \cdot 10^3 = 156{,}6 \text{ млн. тг.}$$

L_{2-3} желісі үшің

$$K_{л3} = 14{,}5 \cdot 20 \cdot 600 \cdot 10^3 = 174 \text{ млн. тг.}$$

L_{3-4} желісі үшің

$$K_{л4} = 14{,}5 \cdot 25 \cdot 600 \cdot 10^3 = 174 \text{ млн. тг .}$$

L_{4-5} желісі үшің

$$K_{л5} = 18{,}7 \cdot 15 \cdot 600 \cdot 10^3 = 168{,}3 \text{ млн. тг.}$$

L_{5-A} желісі үшің

$$K_{л6} = 27{,}8 \cdot 10 \cdot 600 \cdot 10^3 = 166{,}8 \text{ млн. тг.}$$

$$K_л = K_{л1} + K_{л2} + K_{л3} + K_{л4} + K_{л5} + K_{л6} \text{ , млн. тг.} \qquad (4.2)$$

мұндағы $K_{л1}$ - желінің толық бағасы,
K_0 - желінің бағасы, тг;
l - желінің ұзындығы, км.

$$K_л = 166{,}8 + 156{,}6 + 174 + 174 + 168{,}3 + 166{,}8 = 1050 \text{ млн. тг.}$$

4.2-кесте – Таңдалған трансформатордың бағалары

Қосалқы станция	Трансформатордың типі	Бағасы, млн.тг
№1	ТДТН-40000/110	94
№2	ТРДН-32000/110	78
№3	ТРДН-32000/110	78
№4	ТРДН-40000/110	88
№5	ТРДН-32000/110	78

$$K_{пс} = K_{пс1} + K_{пс2} + K_{пс3} + K_{пс4} \text{ , млн. тг.} \qquad (4.3)$$

мұндағы $К_{пс}$ – қосалқы станцияның толық бағасы.

$$K_{пс} = (94 + 78 + 78 + 88 + 78) \cdot 2 + (42 + 42 + 42 + 42 + 42) \times$$
$$\times 4 = 1003{,}2 \text{ млн. тг,}$$

$$К = K_{пс} + K_л \text{ , млн. тг,} \qquad (4.4)$$

$$К = 1050 + 1003{,}2 = 2053{,}2 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар.

$$И_т = И_{пс} + И_л + И_{\Delta w} \text{ , млн. тг.} \qquad (4.5)$$

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды келесідей есептейміз

$$И_л = \frac{\alpha_а + \alpha_в}{100} \cdot К_л \text{, млн. тг.} \quad (4.6)$$

мұндағы α_a=2,4 [1]; $\alpha_в$=0,4;

$$И_л = \frac{2,4 + 0,4}{100} \cdot 1050 = 29,4 \text{ млн. тг.}$$

Желі бойындағы электр энергия шығындарын компенсациялауға жұмсалатын шығындарды келесі теңдеу арқылы есептейміз.

$$И_{пс} = \frac{\alpha_а + \alpha_р}{100} \cdot К_{пс} \text{, млн. тг.} \quad (4.7)$$

мұнда α_a=3, α_p,=6,4.

$$И_{пс} = \frac{3 + 6,4}{100} \cdot 1003,2 = 94,3008 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың ең үлкен шығын уақытын келесі теңдеу арқылы есептейміз:
Ең үлкен жүктеменің жылдық сағат уақыты $T_{мах}$= 5000 сағ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410,9 \text{ сағ.}$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{пост} = \Delta P_{xx} \cdot n \text{, МВт} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{пост1} = 0,043 \cdot 2 = 0,086 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{пост2} = 0,032 \cdot 2 = 0,064 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{пост3} = 0,032 \cdot 2 = 0,064 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{пост4} = 0,036 \cdot 2 = 0,072 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{пост5} = 0,032 \cdot 2 = 0,064 \text{ МВт.}$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max} = 3 \cdot I^2 R_{\Sigma}\text{, МВт.} \quad (4.9)$$

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}53^2 \cdot 0{,}121 = 1{,}019 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}25^2 \cdot 3{,}365 = 0{,}6309 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0{,}068^2 \cdot 9{,}495 = 0{,}1317 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max4} = 3 \cdot 0{,}14^2 \cdot 11{,}4 = 0{,}6703 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max5} = 3 \cdot 0{,}39^2 \cdot 2{,}735 = 1{,}2479 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max6} = 3 \cdot 0{,}58^2 \cdot 0{,}81 = 0{,}817 \text{ МВт}.$$

$$\text{И}_{\Delta w} = \beta \cdot (\tau \cdot \Delta P_{max} + 8760 \cdot \Delta P_{\text{пост}}) \text{ млн. тг.} \quad (4.10)$$

$$\text{И}_{\Delta w1} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}019 + 8760 \cdot 0{,}086) = 8{,}458 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w2} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}63 + 8760 \cdot 0{,}064) = 5{,}419 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w3} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}131 + 8760 \cdot 0{,}064) = 2{,}015 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w4} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}67 + 8760 \cdot 0{,}072) = 5{,}832 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w5} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}248 + 8760 \cdot 0{,}064) = 9{,}634 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w6} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}817) = 5{,}57 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И}_{\Delta w} = 8{,}458 + 5{,}419 + 2{,}015 + 5{,}832 + 9{,}634 + 5{,}57 = 36{,}928 \text{ млн. тг},$$

$$\text{И} = 29{,}4 + 94{,}3008 + 36{,}928 = 163{,}9796 \text{млн. тг.}$$

Бір жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$\text{З}_i = p_{\text{н}} \cdot \sum \text{К} + \text{И млн. тг}, \quad (4.11)$$

$$\text{З}_i = 0{,}15 \cdot 2053{,}2 + 163{,}9796 = 471{,}9596 \text{ млн. тг.}$$

4.3 Тұйықталмаған жүйе үшін техника-экономикалық шығындар

Желілер үшін экономикалық шы,ындары есептеп, қолайлы жүйені таңдау. Екінші тұйықталмаған жүйе есептеулері.

4.3-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Провод түрі	Бағасы, млн.тг
L_1	10	110	2АС-240/32	Үштізбекті	30,6
L_2	15	110	2АС-120/19		23,7
L_3	20	110	2АС-70/11		21,6
L_4	25	110	2АС-120/19		23,7
L_5	15	110	2АС-70/11		21,6

Ең басында желінің толық бағасын есептейміз, ол желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептеледі:

$$K_л = 183{,}3 + 213{,}3 + 259{,}2 + 355{,}5 + 194{,}4 = 1206 \text{ млн. тг.}$$

$$К = 1206 + 1003{,}2 = 2209{,}2 \text{ млн. тг.}$$

L_{A-1} желісі үшің

$K_{л1} = 30{,}6 \cdot 10 \cdot 600 \cdot 10^3 = 183{,}6$ млн. тг.

1_{1-2} желісі үшің

$K_{л2} = 23{,}7 \cdot 15 \cdot 600 \cdot 10^3 = 213{,}3$ млн. тг.

L_{2-3} желісі үшің

$K_{л3} = 21{,}6 \cdot 20 \cdot 600 \cdot 10^3 = 259{,}2$ млн. тг.

L_{3-4} желісі үшің

$K_{л4} = 23{,}7 \cdot 25 \cdot 600 \cdot 10^3 = 355{,}5$млн. тг.

L_{4-5} желісі үшің

$K_{л5} = 21{,}6 \cdot 15 \cdot 600 \cdot 10^3 = 194{,}4$ млн. тг.

Эксплуатациялық шығындар.

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды келесідей есептейміз

$$И_л = \frac{2{,}4 + 0{,}4}{100} \cdot 1206 = 33{,}768 \text{ млн. тг.}$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз.

$$И_{пс} = \frac{3 + 6{,}4}{100} \cdot 1003{,}2 = 94{,}3008 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ сағ},$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}68^2 \cdot (0{,}6 + 0{,}4) = 1{,}387 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}404^2 \cdot (1{,}86 + 0{,}935) = 1{,}368 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0{,}215^2 \cdot (4{,}28 + 0{,}935) = 0{,}723 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max4} = 3 \cdot 0{,}43^2 \cdot (3{,}11 + 0{,}7) = 2{,}113 \text{МВт},$$

$$\Delta P_{max4} = 3 \cdot 0{,}18^2 \cdot (3{,}21 + 0{,}935) = 0{,}402 \text{ МВт},$$

$$И_{\Delta w1} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}387 + 8760 \cdot 0{,}086) = 10{,}9685 \text{млн. тг},$$

$$И_{\Delta w2} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}368 + 8760 \cdot 0{,}064) = 10{,}4535 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w3} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}723 + 8760 \cdot 0{,}064) = 6{,}0534 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w4} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 2{,}113 + 8760 \cdot 0{,}072) = 10{,}7232 \text{млн. тг},$$

$$И_{\Delta w5} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}402 + 8760 \cdot 0{,}064) = 3{,}8636 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w} = 10{,}9685 + 10{,}4535 + 6{,}0534 + 10{,}7232 + 3{,}8636 = 46{,}0622 \text{ млн. тг}.$$

$$И = 33{,}768 + 94{,}3008 + 46{,}0622 = 170{,}1306 \text{ млн. тг}.$$

бір жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = 0{,}15 \cdot 2209{,}2 + 170{,}1306 = 501{,}5106 \text{ млн. тг}.$$

Қорыта келгенде, технико-экономикалық есептеуге сүйене отыра бірінші тұйықталған жүйенің схемасын қолданған тиімді болатынын анықтап, тұйықталған жүйені таңдаймын.

4.4 Кернеу шығындарын есептеу

Ең үлкен режим кезіндегі желінің бойлық және көлденең шығындарын шығару:

$$U_{max} = 115{,}5 \text{ кВ}.$$

Желінің бойлық шығынын келесі теңдеу арқылы табамыз:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + jQ \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ} . \quad (4.12)$$

мұнда U – шинадан шыққан кернеу.

Желінің көлденең шығының келесі теңдеу арқылы табылады:

$$\delta U = \frac{P \cdot X - jQ \cdot R}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ}, \quad (4.13)$$

$$U_i = U_i - \Delta U - j\delta U \ \text{кВ}. \quad (4.14)$$

$I_{A\text{-}1}$ участок үшін L1 желісі:
2АС – 185/29.

$$\Delta U_1 = \frac{87{,}948 \cdot 0{,}81 + 69{,}093 \cdot 2{,}065}{115{,}5} = 1{,}85 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{87{,}948 \cdot 2{,}065 - 69{,}093 \cdot 0{,}81}{115{,}5} = j1{,}087 \text{ кВ},$$

$$|U_1| = \sqrt{(115{,}5 - 1{,}85)^2 + 1{,}087^2} = 113{,}64 \ \text{кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{45{,}303 \cdot 0{,}8 + 36{,}66 \cdot 35{,}5}{113{,}64} = 11{,}7 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{45{,}303 \cdot 35{,}5 - 36{,}66 \cdot 0{,}8}{113{,}64} = j13{,}89 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(113{,}64 - 11{,}7)^2 + 13{,}89^2} = 102{,}88 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 102{,}8 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 9{,}39\text{кВ}.$$

$I_{1\text{-}2}$ участок үшін L2 желісі:
АС – 185/29.

$$\Delta U_2 = \frac{41{,}836 \cdot 2{,}43 + 30{,}951 \cdot 6{,}195}{113{,}64} = 2{,}58 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{41{,}836 \cdot 6{,}195 - 30{,}951 \cdot 2{,}43}{113{,}64} = j1{,}61 \text{ кВ},$$

$$|U_2| = \sqrt{(113{,}64 - 2{,}58)^2 + 1{,}61^2} = 111{,}07 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{30{,}2 \cdot 1{,}87 + 23{,}36 \cdot 43{,}4}{111{,}07} = 11{,}7 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{30{,}2 \cdot 43{,}4 - 23{,}36 \cdot 1{,}87}{111{,}07} = 13{,}89 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(111{,}07 - 9{,}6)^2 + 13{,}89^2} = 102{,}19 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 102{,}19 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 9{,}33 \text{ кВ}.$$

$I_{2\text{-}3}$ участок үшін L3 желісі:
АС – 70/11.

$$\Delta U_3 = \frac{11{,}117 \cdot 8{,}56 + 6{,}521 \cdot 8{,}88}{111{,}07} = 1{,}37 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{11{,}117 \cdot 8{,}88 + 6{,}521 \cdot 8{,}56}{111{,}07} = j0{,}38 \text{ кВ},$$

$$|U_3| = \sqrt{(111{,}07 - 1{,}37)^2 + 0{,}38^2} = 109{,}7 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{35{,}27 \cdot 1{,}87 + 28{,}83 \cdot 43{,}4}{109{,}7} = 12 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{35{,}27 \cdot 43{,}4 - 28{,}83 \cdot 7{,}87}{109{,}7} = j13{,}46 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(109{,}7 - 12)^2 + 13{,}46} = 98{,}6 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 98{,}6 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 9 \text{ кВ}.$$

$I_{A'-5}$ участок үшін L4 желісі:
2хАС – 185/29.

$$\Delta U_1^{`} = \frac{97{,}16 \cdot 0{,}81 + 74{,}51 \cdot 2{,}065}{115{,}5} = 2{,}01 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1^{`} = \frac{97{,}16 \cdot 2{,}065 - 74{,}51 \cdot 0{,}81}{115{,}5} = j2{,}25 \text{ кВ},$$

$$\left|U_1^{`}\right| = \sqrt{(115{,}5 - 2{,}01)^2 + 2{,}25^2} = 113{,}51 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{30{,}2 \cdot 1{,}87 + 23{,}36 \cdot 43{,}4}{113{,}51} = 9{,}4 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{30{,}2 \cdot 43{,}4 - 23{,}36 \cdot 1{,}87}{113{,}51} = j11{,}16 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(113{,}51 - 9{,}4)^2 + 11{,}16^2} = 104{,}7 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 104{,}7 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 9{,}55 \text{ кВ}.$$

I_{5-4} участок үшін L4 желісі:
АС – 240/32.

$$\Delta U_1^{`} = \frac{66 \cdot 1{,}8 + 49{,}27 \cdot 6{,}075}{113{,}51} = 3{,}68 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1^{`} = \frac{66 \cdot 6{,}075 - 49{,}27 \cdot 1{,}8}{113{,}51} = j2{,}7 \text{ кВ},$$

$$\left|U_1^{`}\right| = \sqrt{(113{,}51 - 3{,}68)^2 + 2{,}7^2} = 109{,}86 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{40{,}27 \cdot 1{,}4 + 31{,}06 \cdot 34{,}7}{109{,}86} = 10{,}32 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{40{,}27 \cdot 34{,}7 - 31{,}06 \cdot 1{,}4}{109{,}86} = j12{,}32 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(109{,}86 - 10{,}32)^2 + 12{,}32^2} = 100{,}3 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 100{,}3 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 9{,}15 \text{ кВ}.$$

$I_{4\text{-}3}$ участок үшін L4 желісі:

АС – 240/32.

$$\Delta U_1^{`} = \frac{24{,}69 \cdot 10{,}7 + 15{,}34 \cdot 11{,}1}{109{,}86} = 3{,}95 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1^{`} = \frac{24{,}69 \cdot 11{,}1 - 15{,}34 \cdot 10{,}7}{109{,}86} = j1 \text{ кВ},$$

$$\left|U_1^{`}\right| = \sqrt{(109{,}86 - 3{,}95)^2 + 1^2} = 105{,}91 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{35{,}27 \cdot 1{,}87 + 28{,}83 \cdot 43{,}4}{105{,}91} = 12{,}4 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{т}} = \frac{35{,}27 \cdot 43{,}4 - 28{,}83 \cdot 1{,}87}{105{,}91} = j13{,}9 \text{ кВ},$$

$$\left|U_{\text{Т}}^{\text{В}}\right| = \sqrt{(105{,}91 - 12{,}4)^2 + 13{,}9^2} = 94{,}53 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_{\text{Т}}^{\text{Н}} = U_1 \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 94{,}53 \cdot \frac{10{,}5}{115} = 8{,}63 \text{ кВ}.$$

4.5 Кернеуді реттеу

Кернеуді реттеу – электрмен жабдықтау жүйесінің техникалық рұқсат етілген жұмыс жағдайлары немесе оның тиімділігін арттыру мақсатында оның әдейі өзгеруі.

Кернеуді реттеудің міндеті-электр желілері мен өндірістік механизмдердің бірлескен жұмысының қалыпты техникалық жағдайлары мен

үнемділігін қамтамасыз ету. Кернеуді түрлендірудің әр сатысының желісінде ол тиісті шектерде болуы керек.

№1 қосалқы станция үшін

ТДТН – 40000/110, $\pm 9 \times 1{,}78\%$

115;112,9;110,9;108,8;106,8;104,7;102,7;100,7;98,62;96,58

$$K_{T1} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \tag{4.15}$$

$$K_{T1} = \frac{115}{10{,}5} = 10{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{Т}}^{\text{В}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}}, \text{кВ}, \tag{4.16}$$

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = 102{,}8 \cdot \frac{10{,}5}{10{,}5} = 102{,}8 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C}, \tag{4.17}$$

$$n = \frac{115 - 102{,}8}{2{,}87} = 4{,}2,$$

$$C = 2{,}5\% U_{\text{ВН}} = 2{,}87,$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC \text{ , кВ} \tag{4.18}$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = 115 - 4{,}2 \cdot 2{,}87 = 102{,}9 \text{ кВ},$$

$$U_1 = U_{\text{Т}}^{\text{В}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}} \text{ , кВ} \tag{4.19}$$

$$U_1 = 102{,}8 \cdot \frac{10{,}5}{102{,}9} = 10{,}5 \text{ кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{102{,}9}{10{,}5} = 9{,}8,$$

$$U_4 = \frac{102{,}8}{9{,}8} = 10{,}48 \text{ кВ}.$$

Бірінші қосалқы станцияға ЛТМН реттеу трансформаторының 6 – ші стандартты кернеу тармағына қою арқылы 9,39 кВ кернеуді 10,5 кВ – қа көтердім.

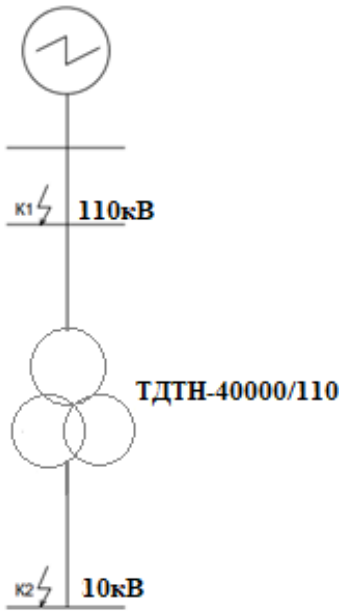
4.4- кесте арқылы біз үшфазалы трансформатордың РПН-ың таңдаймыз.

4.4-кесте – ТДТН – 40000/110, РПН – $\pm 9 \times 1,78\%$

№ Реті	Қосылған бұрылыстар саны. Wp%	Қосылған бұрылыстар бірлік саны	$K_{тр}$	п/ст №2
1	16,02	1,1602	12,646	
2	14,24	1,1424	12,252	
3	12,46	1,1246	12,258	
4	10,68	1,1068	12,064	
5	8,9	1,089	11,87	
6	7,12	1,0712	11,676	
7	5,34	1,0534	11,482	
8	3,56	1,0356	11,288	
9	1,78	1,0178	11,094	
10	0	1	$K_{T1} = \frac{115}{10,5} = 10,9$	115
11	-1,78	0,9822	10,705	113,042
12	-3,56	0,9644	10,511	111,084
13	-5,34	0,9466	10,317	109,126
14	-7,12	0,9288	10,123	102,168
15	-8,9	0,911	9,929	105,21
16	-10,68	0,8932	9,735	103,252
17	-12,46	0,8754	9,541	101,294
18	-14,24	0,8576	9,347	99,336
19	-16,02	0,8398	9,153	97,378

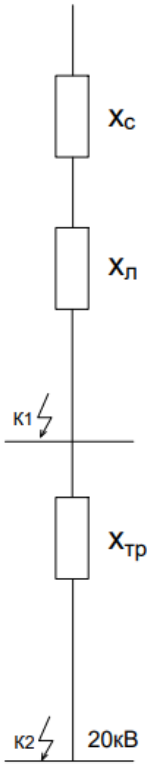
4.6 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу тогын есептеу кезінде қолданылған есептік сұлбасы 4.1 – суретте келтіріліп тұр.



4.1-сурет – Есептік схема

Қысқаша тұйықталу тогының алмастыру схемасы 4.2 – суретте көрсетілген.



4.2-сурет – Алмастыру схемасы

Салыстырмалы бірлікте базистік қуат ретінде 100 МВ·А аламын. Әр қадам үшін базистік кернеуім 242 және 10,5 кВ тең деп алдым.

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 = 381 \text{ МВА}.$$

Жүйе кедергісі:

$$\text{X}_{\text{с}*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{КЗ}}}, \tag{4.20}$$

$$\text{X}_{\text{с}*} = \frac{100}{381} = 0{,}26.$$

Желінің кедергісі:

$$\text{X}_{\text{л}*} = \text{X}_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}, \tag{4.21}$$

$$\text{X}_{\text{л}*} = 0{,}413 \cdot 10 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}03 .$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$\text{X}_{\text{тр}*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{тр}}}. \tag{4.22}$$

мұндағы $U_к$- трансформатордың қ.т. кернеуі %;

$U_б$ - трансформатордың базистік кернеуі %;

$S_б$- трансформатордың базистік қуаты, МВ·А.

$S_{тр}$ - трансформатордың номиналды қуаты, МВ·А.

$$\text{X}_{\text{трв}} = \frac{10{,}75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0{,}266$$

$$\text{X}_{\text{трн}} = \frac{6{,}75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0{,}16.$$

Қосынды кедергі:

$$\text{X}_{\text{кос к1}} = \text{X}_{\text{с}*} + \text{X}_{\text{л}*}, \tag{4.23}$$

$$\text{X}_{\text{кос к1}} = 0{,}26 + 0{,}03 = 0{,}29.$$

Базистік ток алдағы тендеумен табылады, кА:

$$I_{\text{б1}} = \frac{\text{S}_{\text{б1}}}{\text{U}_{\text{б1}} \cdot \sqrt{3}}, \tag{4.24}$$

$$I_{\text{б}} = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} = 0{,}5 \text{ кА} .$$

К-1 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тогын анықтайық:

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{X_{кос\ к1}}, \tag{4.25}$$

$$I_{к1} = \frac{0,5}{0,29} = 1,72 \text{ кА}.$$

К- 2 нүктесіндегі қысқа тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$X_{кос\ к2} = X_{с*} + X_{л*} + X_{тр*}, \tag{4.26}$$

$$X_{кос\ к2} = 0,26 + 0,03 + 0,26 + 0,16 = 0,71,$$

$$I_{б2} = \frac{100}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 5,49 \text{ кА}.$$

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{X_{кос\ к2}} \text{ кА}, \tag{4.27}$$

$$I_{к2} = \frac{5,49}{0,71} = 7,7 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталудың соққы тогын есептейміз:

$$i_{сок} = I_к \cdot \sqrt{2} \cdot к_{сок,} \tag{4.28}$$

$$i_{сок\ к1} = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 4,37 \text{ кА},$$

$$i_{сок\ к2} = 7,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 19,6 \text{ кА},$$

$$B_{к1} = 1,72^2 \cdot 3 = 8,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{к2} = 7,7^2 \cdot 3 = 177,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{С}.$$

4.7 Электрлік қондырғыларды тандап алу

Кернеуі бойынша таңдағанда келесі шарт орындалуы керек:

$$U_к \geq U_{ном}, \text{ кВ}. \tag{4.29}$$

Тогы бойынша тандалғанда келесі шарт орындалуы керек:

$$I_к \geq I_{ном}, \text{ кВ}. \tag{4.30}$$

Динамикалық тоқ:

$$i_{д} \geq i_{с}\text{, кА.} \quad (4.31)$$

Термиялық тоқ:

$$i_{терм} \geq Вб_{с}\text{, кА}^{2} \cdot С. \quad (4.32)$$

Комутациялық аппараттарды таңдау

Кернеу 110 кВ жақта және 10,5 кВ шинада релелік қорғаныс және өлшеу құрылғыларының байланысы үшін комутация аппараттары таңдалынған.

Кернеуі U=110 кВ жақтағы ажыратқыш пен айырғыш және ток трансформаторы таңдалған. [2] 4.5 –кестеде көрсетілген.

4.5-кесте – Таңдалған электр аппататтарының берілгендері

Тандау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ВГТ-110Н	РДЗ-110	ТФЗМ110-У1
1) $U_{к} \geq U_{ном}$ кВ	110	110	110	110
2)$I_{к} \geq I_{ном}$ A,	209,9	2500	1000	400
3)$I_{сок} \geq I_{кт}$кA,	1,72	40	-	-
4)$i_{d} \geq i_{с}$ кА,	4,37	102	80	10
5)$i_{терм} \geq Вб_{c}$ кА$^{2} \cdot$ С	8,6	40/3	31,5/3	26/3

4.6 –кестеде ТГФ-500 ток трансформатордың жүктемесі көрсетілген [2], А және С фазаларының трансформаторлары қаттырақ жүктелгені көрініп тұр.

4.6-кесте – ТФЗМ 110-У1 ток трансформаторының жүктемесі

Аспаптар	Түрі	Жүктеме , ВА фазалар		
		А	В	С
Ваттметр	Д-304	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Актив қуат санауыш	СА3-И681	2,5	-	2,5
Барлығы		4	0,5	4

Құрылғылардың жалпы кедергілері:

$$r_{аспап} = \frac{S_{аспап}}{I_2^2}, Ом. \quad (4.33)$$

мұнда $S_{аспап}$ аспаптар қуаты,
I_2– құрылғының екінші номинал ток.

$$r_{аспап} = \frac{4}{25} = 0{,}16 \text{ Ом}.$$

Аспаптардың ортақ кедергісі:

$$r_2 = Z_{2ном} - r_{аспап} - r_к, Ом, \quad (4.34)$$

$$r_2 = 1{,}2 - 0{,}16 - 0{,}05 = 0{,}99 \text{ Ом}.$$

мұндағы r_k=0,05 Ом көп жағдайда.
Алюминий өзекшелі кабель таңдаймыз p=0,028 Ом · мм^2/м :

$$q = \frac{\rho \cdot l_{есеп}}{r_2}, мм^2. \quad (4.35)$$

мұндағы $l_{есеп} = l = 150$ м.

$$q = \frac{0{,}028 \cdot 150}{0{,}99} = 4{,}24 \text{ мм}^2.$$

Қимасы 5 мм² АКРВГ сым кабельді таңдаймын.

Кернеуі U=10 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы таңдалған. [2] 4.7 –кестеде көрсетілген.

4.7-кесте – Таңдалған электр аппараттарының параметрлері

Тандау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ВВЭМ-10-31,5	РДЗ-35	ТЛШ-10-У3
1) $U_к \geq U_{ном}$ кВ	10	10	35	10
2)$I_к \geq I_{ном}$ A,	2199,4	2500	3200	3000
3)$I_{сок} \geq I_{кт}$кA,	7,7	31,5	-	-
4)$i_d \geq i_c$ кА,	19,6	81	125	81
5)$i_{терм} \geq$ Вб$_c$ кА$^2 \cdot$ С	177,8	31,5/3	50/3	31,5/3

4.8 - кестеде, ТШЛ-СЭЩ-20 өлшеуіш трансформатордың жүктемесі А және С фазаласының трансформаторлары көбірек жүктелгені байқалып тұр.

4.8-кесте – ТЛШ-10-У3 ток трансформаторының жүктемесі

Аспаптар	Түрі	Жүктеме ,ВА фазалар		
		А	В	С
Ваттметр Амперметр Актив қуат санауыш	Д-335 Э-350 САЗ-И680	0,5 0,5 2,5	- 0,5 -	0,5 0,5 2,5
Барлығы		3,5	0,5	3,5

Аспаптардың жалпы кедергілері:

$$r_{\text{аспап}} = \frac{3{,}5}{25} = 0{,}14 \text{ Ом}.$$

Аспаптардың ортақ кедергісі:

$$r_2 = 0{,}8 - 0{,}14 - 0{,}05 = 0{,}61.$$

Алюминий өзекшелі кабель таңдаймыз

$$q = \frac{0{,}028 \cdot 40}{0{,}61} = 1{,}83 \text{ мм}^2.$$

Қимасы 2 мм² АКВРГ сым кабельді таңдаймыз.

Кернеуі U=110-10 кВ кернеу трансформаторларын таңдау 4.9 –кестеде көрсетілген.

4.9-кесте – Таңдалынған кернеу трансформаторларының параметрлері

Кернеу тр түрі	НТМИ-10-66	НКФ-110-58
$U_{ном}$ кВ,	10	$110/\sqrt{3}$
$U_{ном}$ В	100	$110/\sqrt{3}$
0,5 дәлдік класындағы екіншілік орамның номиналды жүктемесі, ВА	120	400

Тізбекте кернеу трансформаторлары орнатылған.

Екінші орама жүктемесі бойынша тексереміз.кернеу трансформаторына негізгі орамасының жүктемесі 4.10 - кестеде көрсетілген [2].

4.10-кесте – Кернеу трансформаторларына қосылған аспаптар

Аспап	Түрі	Бір ораманың тұты-натын қуаты, ВА	Орамалар саны	Cosφ	sinφ	Аспаптар саны	Тұтынатын қуаты	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	0,5	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	0,5	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	0,5	-
Акт. қуат датчигі	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Реак. қуат датчигі	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Акт. қуат санушысы	И-670	1,5 Вт	2	0,38	0,925		3	2,5
Барлығы							25	2,5

Екінші жүктеме бойынша:

$$S_{\sum 2} = \sqrt{25^2 + 2{,}5^2} = 25{,}12 \text{ МВА}.$$

Асқын кернеуліктен қорғау үшін қосалқы станцияға ОПН(сызықты емес асқын кернеуді шектегіш) орнатамыз.

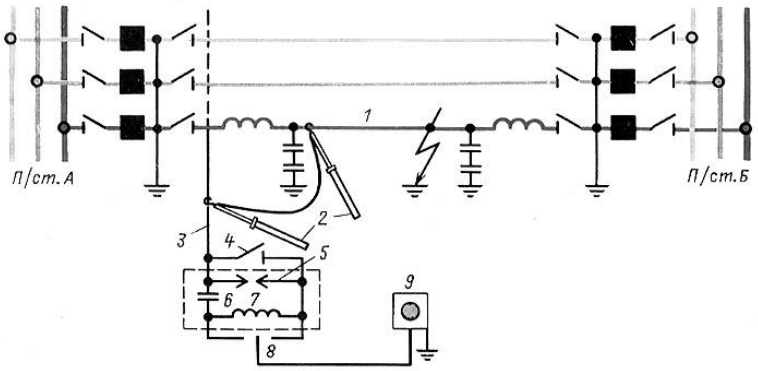
5 Арнайы бөлім. Электр желісіндегі зақымдануларды табу аспаптары мен әдістері

5.1 Электр беру желілеріндегі зақымдану орындарын анықтауға арналған аспаптардың жұмыс принципі

Желілердегі зақымдану орындарын анықтау үшін (сымдардың үзілуі, сымдар арасындағы тұйықталу, жерге тұйықталу) электр импульстарының желі сымдары арқылы таралу уақытын өлшеуге және авариялық режим параметрлерін өлшеуге негізделген аспаптар мен әдістер бар. Бірінші әдісте ИКЛ-5, Р5-1А және т.б. типті автоматты емес локациялық іздегіштер қолданылады. Қосалқы станцияның шиналарынан желідегі зақымдану орнына дейінгі қашықтықты анықтау үшін локациялық іздеуші оқшаулағыш штангалардың көмегімен желінің барлық жағынан ажыратылған және Жерге тұйықталған сымдарға кезектесіп қосылады (сурет. 5.1). Содан кейін тексеру жүргізілетін қосалқы станция жағынан жерге қосу желіден алынады және электр импульсі желіге жіберіледі. Зақымдалған жерде импульс толқындық қарсылықтың гетерогенділігінен көрінеді және сызықтың басына оралады. Импульстің өту жолы суретте көрсетілген. 5.2. Зақымдану орнына дейінгі қашықтықты мына формула бойынша есептеуге болады:

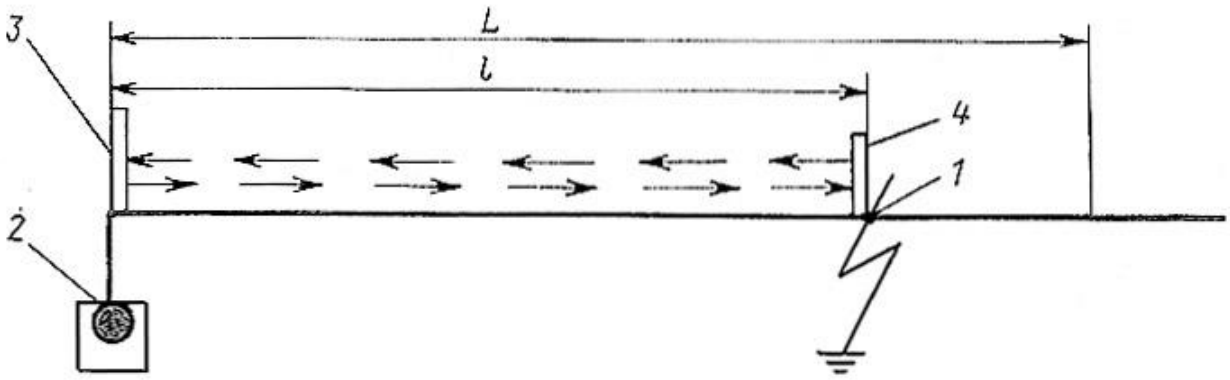
$l = 0{,}5\ t\ n$,мұндағы t-импульсті жіберу сәті мен оны қайтару сәті арасындағы уақыт; n-импульстің таралу жылдамдығы.

Шағылысқан сигналдар катодты сәулелік түтік экранында байқалады, онда масштабты белгілердің саны зақымдану орнына дейінгі қашықтықты анықтайды. Сызықтардағы тән зақымданулардың мысалдары және олардың импульстік сипаттамалары 5.3. суретте көрсетілген.



1 - тексерілетін желінің сымы; 2 - оқшаулағыш штанга; 3 - өлшеу шинасы; 4 - стационарлық жерге тұйықтағыш, 5 - қорғаныс разрядтағышы; 6 - қорғаныс конденсаторы; 7 - индуктивтілік; 8 - айналмалы ажыратқыш; 9- локациялық іздеуші.

5.1 -сурет.-Әуе желісіндегі локациялық іздеушінің өлшемдері



1-зақымдану орны; 2 - локациялық іздеуші; 3-зондтау импульсі; 4-импульстің шағылысуы;

5.2 -сурет. Желіні өлшеу кезінде жоғары жиілікті импульстің Өту схемасы

L-сызықтың жалпы ұзындығы; l-зақымдану орнына дейінгі қашықтық.

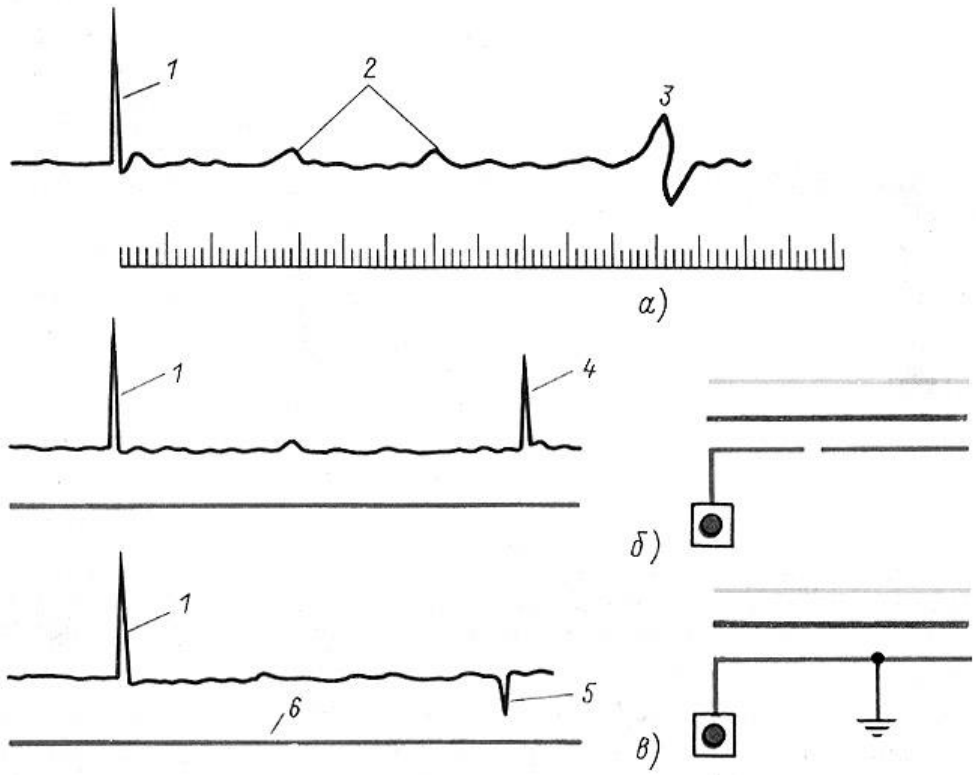
Әуе желілерінің толқындық сипаттамалары рельефке, тіректердегі сымдардың транспозициясына және басқа факторларға байланысты болғандықтан, тексеру нәтижелеріне қателіктер жібермеу үшін әр жарамды желінің алдын-ала алынған сипаттамалары ұсынылады. Сызықтың қалыпты күйінің осы сипаттамаларымен апаттық жағдайдың алынған сипаттамалары салыстырылады. Жергілікті іздеушілердің зақымдану орындарын анықтау дәлдігі сызық ұзындығының 0,3-0,5% аралығында болады.

Жұмыста жиі кездесетін және желілердегі зақымдану орындарын дәл анықтауға кедергі келтіретін кемшіліктерге мыналар жатады:

- ашық ТҚ - дағы ауа сымдарының ақаулары (сымдардың үзілуі, дәнекерленбеген бұралулар);
- алдын алу мерзімдерінің бұзылуына байланысты уақтылы анықталмаған қорғаныс сүзгілерінің зақымдануы;
- сызықтардың қалыпты күйінің сипаттамаларының болмауы;
- персоналды импульстік өлшегіштермен жұмыс істеуге үйретпеу.

Локациялық өлшеуіштермен барлық жұмыстар ҚТ талаптарына қатаң сәйкес жүргізілуі тиіс.

Автоматты емес орналасу іздеушілерінің кемшілігі-олардың желіде тұрақсыз зақымдануы бар жерлерді анықтауға жарамсыздығы. Бұл кемшілік Р5-7, УИЗ-1, УИЗ-2 типті автоматты локациялық іздеушілерді қолдану арқылы жойылады (жетекші - дискретті әрекеттің локациялық іздеушісі, Автоматты). Қалыпты режимде орналасу іздеушілері күту режимінде. Іздеуші қызмет көрсететін желілердің бірінде бүлінген кезде, тиісті қорғаныс релелері зақымдалған сызықты таңдап, оған іздеушіні автоматты түрде қосады. Нәтижені жазу сақтау құрылғысында жүргізіледі.



а-ақаусыз желі кезіндегі экрандағы сурет; б-ілмектегі сым үзілген кезде; в-сым жерге тұйықталған кезде; 1-зондтау импульсі; 2-транспозиция кезінде және жер бедері өзгерген кезде шағылысу; 3-сызықтың соңы; 4-сымның үзілуі; 5-сымның жерге тұйықталуы; 6-желі сымы

5.3 -сурет. Электр желісінің импульстік сипаттамалары:

Екінші әдіс электр жүйелерінде кеңінен қолданылды-апаттық режим параметрлері бойынша зақымдану орнын анықтау. Бұл параметрлерді бекіту екі жағынан (110 кВ және одан жоғары сызықтар үшін) немесе сызықтың тек бір шетінен (6-35 кВ сызықтар үшін) орнатылған бекітетін аспаптармен (индикаторлармен), ҚТ пайда болған кезде жүргізіледі. Мұндай құрылғылардың қатарына FIP, FPT, FPN, LIFP, FIS серияларының индикаторлары жатады.

FIP және LIFP сериялы индикаторларында екі модификация бар: токты өлшеу үшін (А модификациясы), әр басқарылатын желінің ток трансформаторларына қосылады және кернеуді өлшеу үшін (В модификациясы) шиналық кернеу трансформаторларына қосылады. Серия индикаторларының анықтамалық блоктарынан алынған көрсеткіштер. FIP, арнайы кестелер арқылы аталған бірліктерге (килоампер, киловольт) аударылады. Содан кейін есептеу алгоритмдері негізінде осы параметрлер бойынша зақымдану орнына километрмен қашықтық болады.

Кері тізбектегі ток және кернеу сүзгілері бар FIP индикаторлары FPT (а модификациясы) және FPN (h модификациясы) деп аталады. Кері реттілік компоненттерін қолдану индикаторларды қолдану шекараларын кеңейтті.

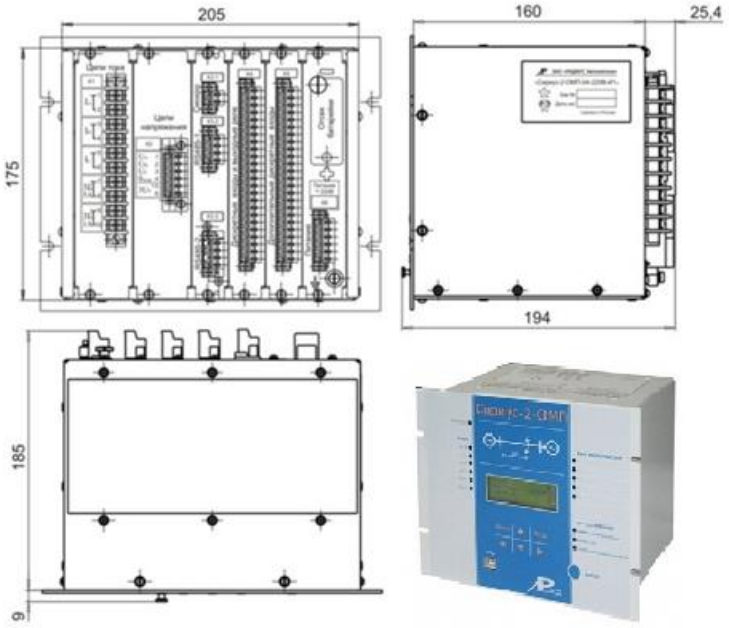
Олардың көмегімен қысқа тұйықталудың барлық түрлерінде, сондай-ақ бір-бірімен күрделі электромагниттік байланысы бар тармақтары мен сызықтары бар сызықтарда (мысалы, жол бойындағы әртүрлі өзара индукциясы бар параллель сызықтарда) зақымдану орындарын анықтауға болады.

6-10 кВ тарату желілеріндегі бір фазалы жерге тұйықталу барлық зақымданудың 80% құрайды. Фазаның жерге тұйықталуы бар әуе желісін табу үшін оны ажыратпай "Поиск-1", "Волна", "Зонд"аспаптары қолданылады.

Бұл құрылғылар жерге тұйықталу тогындағы жоғары гармоникалардан магниттік индукция компоненттерін өлшеуге негізделген. Олардың зақымдалған желідегі деңгейі әрдайым бүлінбеген желіге қарағанда жоғары; бұл желідегі зақымданудың белгісі ретінде қызмет етеді.

Зақымдалған әуе желісін табу үшін аспап кіші станциядан шығатын әрбір желінің астына аспапты (оның антеннасын) желі трассасының осінен 5-10 м қашықтықта орналастырады. Желі зақымдалған деп саналады, егер өлшеу кезінде аспаптың көрсеткіші көп бөліктерге ауытқыса

5.2 Сириус-2-ОМП құрылғысы



5.4 -сурет. Сириус-2-ОМП құрылғысы

Сириус-2-ОМП құрылғысының мақсаты:

"Сириус-2-ОМП" құрылғысы кернеуі 6-750 кВ электр берудің әуе желілерінде зақымдану орнын анықтауға арналған.

Құрылғы кернеуі 6-750 кВ электр станциялары мен қосалқы станциялардың релелік залдары мен басқару пульттеріндегі КРУ, КРУН және КӘЖ релелік бөліктерінде, панельдер мен шкафтарда орнатылады.

Құрылғы біріктірілген микропроцессорлық терминал (көп функциялы құрылғы) болып табылады.

Құрылғыда модульдік мультипроцессорлық архитектураны қолдану заманауи беттік монтаждау технологияларымен қатар жоғары сенімділікті, үлкен есептеу қуаты мен жылдамдығын, сондай-ақ электр шамалары мен уақыт аралықтарын өлшеудің жоғары дәлдігін қамтамасыз етеді, бұл терминалдың сезімталдығы мен дәлдігін арттыруға мүмкіндік береді.

Құрылғыда іске асырылған зақымдану орнын анықтау алгоритмдері, сондай-ақ құрылғыны қосу схемалары энергия жүйелері мен жобалау институттарының өкілдерімен бірлесіп отандық РҚА жүйелеріне қойылатын талаптар бойынша әзірленді, бұл әртүрлі элементтік базада орындалған аппаратурамен үйлесімділікті қамтамасыз етуге, сондай-ақ жобалаушылар мен пайдалану персоналына жаңа техниканы енгізуді жеңілдетуге мүмкіндік берді.

Құрылғыда апаттық режим параметрлері бойынша біржақты ОМП әдісі жүзеге асырылды. Әдістемелік тұрғыдан алғанда, біржақты әдістер дәл екіжақты әдістерден төмен, сондықтан құрылғы екі жақты әдістерде қолдану үшін қажетті деректерді қалыптастырады. Желінің басқа жақтарынан алынған мәліметтер ұқсас мақсаттағы құрылғылардан алынуы мүмкін, мысалы, ӘЖ-нің екінші жағында орналасқан FIP, LIFP, IMP-3. Екі жақты әдісті есептеу қолмен немесе компьютердегі тиісті бағдарламалық жасақтаманың көмегімен жүзеге асырылуы мүмкін**.**

Құрылғы келесі операциялық мүмкіндіктерді қамтамасыз етеді:

- ішкі конфигурация тапсырмасы (әртүрлі функцияларды енгізу/шығару, уақыт сипаттамаларын таңдау және т. б.);
- іске қосу органдары мен желі параметрлерін тұрақты жадта сақтау;
- апат параметрлерін беру, байланыс желісі бойынша белгілеулерді енгізу және өзгерту;
- бүкіл жұмыс уақыты ішінде жұмыс қабілеттілігін үздіксіз жедел бақылау (өзін-өзі диагностикалау) ;
- жалған дабылдарды болдырмау үшін құрылғы ақаулы болған кезде барлық шығуларды бұғаттау;
- дискретті іске қосу сигналдарын және жұмыс режимінің тапсырмаларын алу, ескерту сигнализациясы командаларын беру;
- жоғары кедергіге төзімділікті қамтамасыз ету үшін барлық кірістер мен шығыстарды, соның ішінде қуатты гальваникалық ажырату;
- қосалқы станциялардың қайталама тізбектерінде пайда болатын асқын кернеулерге құрылғының тұрақтылығын арттыру үшін корпусқа және бір-біріне қатысты кірістер мен шығыстарды оқшаулаудың жоғары кедергісі мен беріктігі.

Сириус-2-ОМП құрылғысы орындайтын функциялар:

- құрылғыны орнату орнына қатысты зақымдану қашықтығын анықтау, км;
- зақымдану түрін анықтау;
- апаттың пайда болу уақыты мен күнін белгілеу;

- басқа құрылғыларға апат кезінде іске қосу сигналын беру мүмкіндігі.

- ток бойынша желінің шамадан тыс жүктелу сигналын беру мүмкіндігі;

- желі сымдарының бірінің үзілу сигналын беру мүмкіндігі (фазалық токтардың симметриясын бұзу бойынша);

- кернеу тізбектерінің ақаулығы туралы сигнал беру мүмкіндігі (кері тізбектегі кернеудің пайда болуы бойынша);

- кернеу класына және қорғалған қосылымның бейтарап жұмыс режиміне байланысты құрылғының әртүрлі алгоритмдерін пайдалану;

- селективті немесе селективті емес іске қосу мүмкіндігі;

- белгіленген нүктелері өзгертілген қысқа тұйықталу орнына дейінгі қашықтықты қайта есептеу мүмкіндігі.

- Қосымша қызмет функциялары:

- апат кезінде токтар мен кернеулерді бекіту;

- зақымдану орнына дейінгі қашықтықты екі жақты есептеу үшін Токтар мен кернеулердің симметриялы компоненттерінің параметрлерін бекіту;

- желінің апаттық режимінің болу уақытын өлшеу;

- құрылғыны станцияның немесе қосалқы станцияның бірыңғай нақты уақыт жүйесіне енгізу мүмкіндігі;

- ағымдағы фазалық токтар мен кернеулерді өлшеу және көрсету;

- барлық кіріс сигналдарының сандық осциллографиясы;

- екі дискретті кіріс бойынша ескерту дабылын қалыптастыру мүмкіндігі;

- сыртқы дискретті кіріске ауысатын екі орнату жиынтығы;

- кіріктірілген күнтізбе сағаты арқылы барлық оқиғаларды уақыт бойынша байланыстыру;

- құрылғының FLS қосылу нүктелерін екі бағдарламаланатын релеге де, құрылғының алдыңғы жағындағы 5 бағдарламаланатын жарықдиодты шамдарға да шығару мүмкіндігі.

5.3 ӘЖ зақымдану орындарын анықтау үшін қолданылатын әдістер

Қазіргі уақытта бұл мақсаттарда екі негізгі әдіс қолданылады:

- импеданс,

- толқын.

Зақымдану орындарын анықтау үшін (қысқартылған —ОМП) импеданс типті аспаптар әуе желілеріндегі ток күші мен кернеуді өлшеуге сүйенеді. Алынған мәліметтер компьютерде өңделеді, нәтижесінде ықтимал ақаулық аймағы есептеледі.

Импеданс әдісі бойынша есептеулердің дәлсіздігі келесі әсер ету факторларына байланысты туындайды:

- токтың бұрмалануы;

- кабель индукциялары;

- жерге қатысты сыйымдылықтар;
- өтпелі қарсылық әсерлері және т. б.

Бұл жағдайда есептеу процесіндегі қателіктер 1% - дан 20% - ға дейін өзгеруі мүмкін.

ӘЖ зақымдану орындарын анықтаудың толқындық әдісі

Бұл ОМР анықтау технологиясы дәлірек деп саналады, өйткені мұнда ток күші мен кернеу емес, электромагниттік толқынның өту уақыты өлшенеді. Ол әрқашан жоғары вольтты желіде келесі жағдайларда пайда болады:

- атмосфералық разряд нәтижесінде;
- коммутациялық операциялар кезінде.

Яғни, жоғары вольтты әуе желісінің зақымдану (бұзылу) орнынан электромагниттік толқындар екі жаққа да таралады, оларды анықтау тек техника мәселесі болып табылады. Бұл әдісті қолданған кезде келесі факторларды ескеру қажет:

- толқынның жылдамдығы;
- оның әлсіреуі және бұрмалануы;
- оның ықтимал шағылыстары;
- ӘЖ моделі;
- диагональды трансформация және т. б.

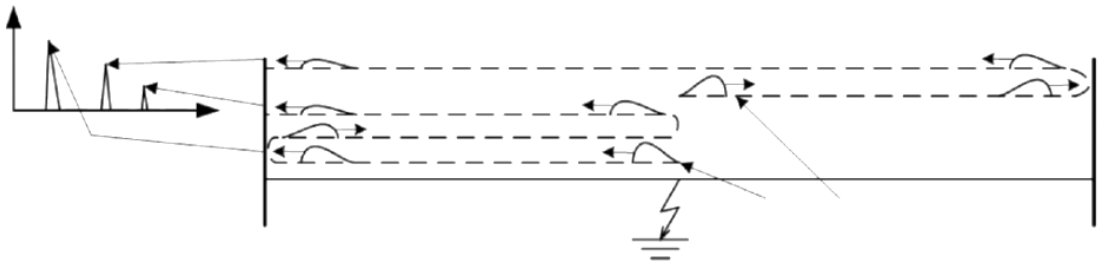
Толқындық әдістің артықшылықтарына 150-500 метрден аспайтын жоғары дәлдікті жатқызуға болады. Бұл технология сонымен қатар әуе желілерін бақылауға мүмкіндік береді.

ӘЖ зақымдану орындарын толқындық әдіспен анықтауға арналған аспаптардың бес түрі бар

Қолданылатын Әдістеменің ерекшеліктеріне байланысты бұл құрылғылар 5 түрге бөлінеді. Олардың жұмыс принципі бұзылу (қысқа тұйықталу) нәтижесінде пайда болған электромагниттік толқынды талдауға негізделген.

Оларға мыналар жатады:

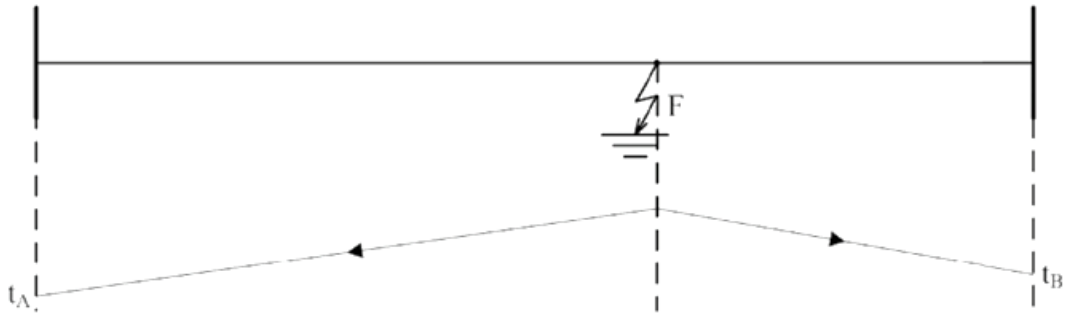
1-А түрі. бұл бір жақты ОМП құрылғысы. Бұл жағдайда бұзылу нәтижесінде пайда болған Бірінші толқын да, шағылысқан толқын да өлшенеді.



5.5 -сурет. 1-А түрі

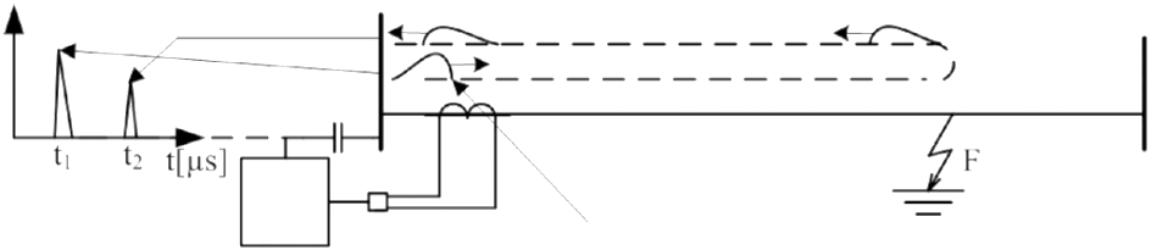
2-В Түрі . Бұл екі жақты ОМР құрылғысы. Қысқа тұйықталу кезінде электромагниттік толқындар қарама-қарсы бағытта бөлініп, екі қосалқы

станциямен ұсталады. Олардың есептеулері салыстырылады, бұл проблемалық аймақты дәлірек анықтауға мүмкіндік береді.



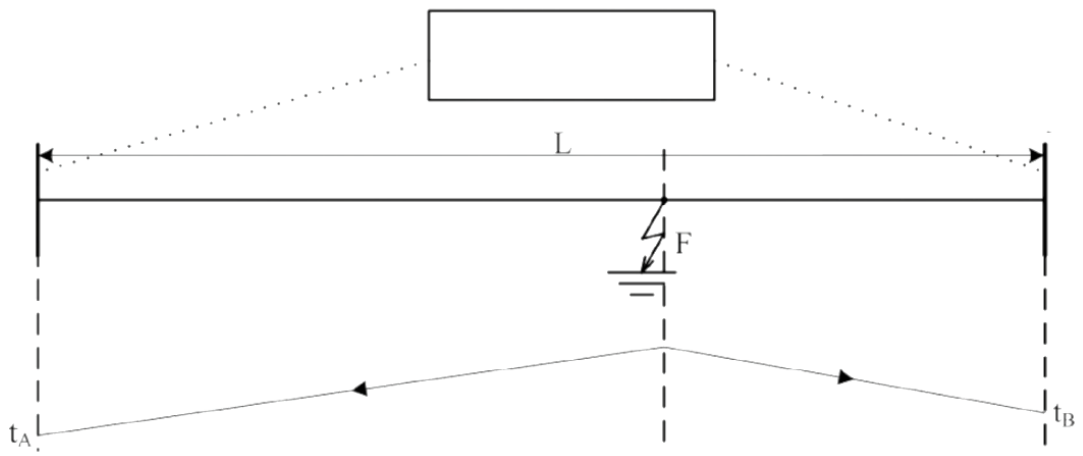
5.6 -сурет. 2-В түрі

3-түрі С. бір жақты ОМР құрылғыларына жатады. Зақымдану орнын анықтау үшін құрылғы импульсті әуе желісіне жібереді және шағылысқан электромагниттік толқынды бекітеді. Алынған мәліметтер өңделеді және қысқа тұйықталу аймағы есептеледі.



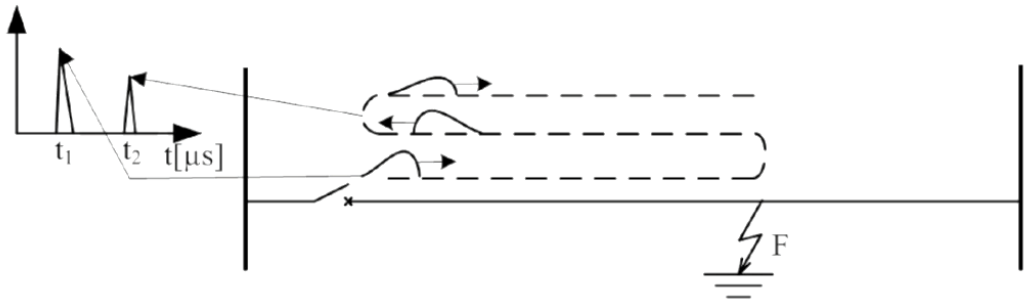
5.7 -сурет. 3-С түрі

4-түрі D. бұл екі жақты ОМР құрылғылары. Жүйе уақыт бойынша синхрондалған осындай екі құрылғыны пайдалануды қарастырады. Толқын екі жаққа бөлінген кезде оны екі тәуелсіз қосалқы станция бекітеді.



5.8 -сурет. 4-D түрі

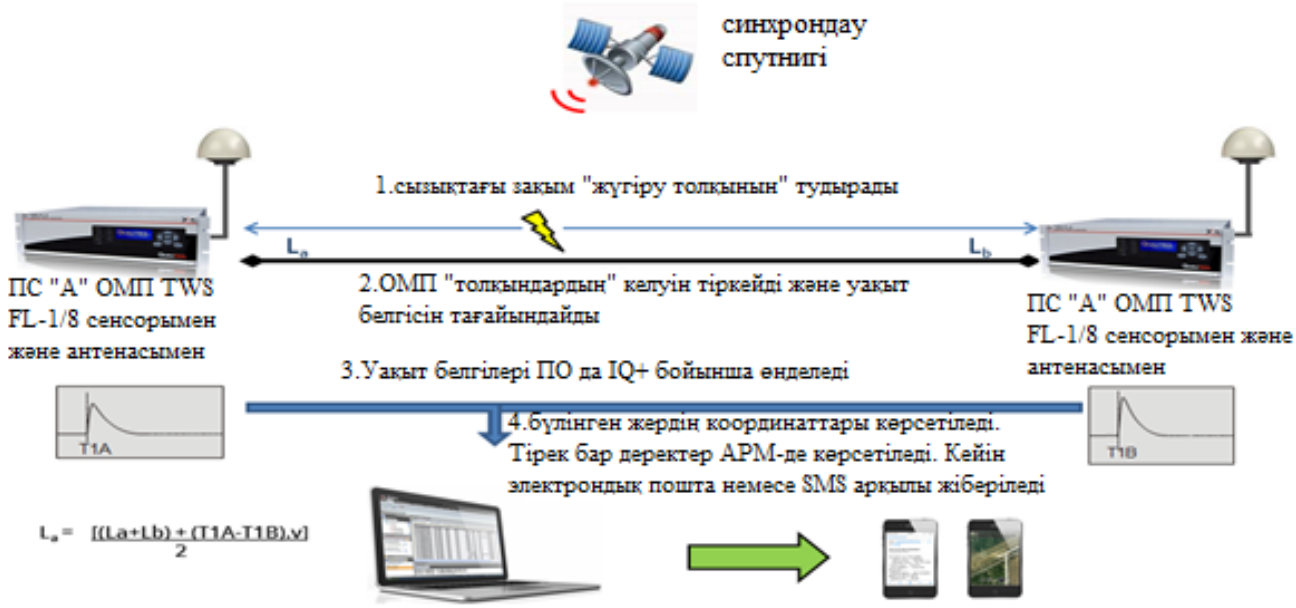
5-түрі E. бір жақты ОМП құрылғыларына жатады. Коммутатордың көмегімен электромагниттік толқын жасалады, ол әуе желісіне жіберіледі және зақымдану орнын анықтау үшін қолданылады. Бұл жағдайда қуат қосқышы үш импульстік генератордың қызметін атқарады.



5.9 -сурет. 5-E түрі

5.4 Әуе желілерін бақылау

ӘЖ бүкіл ұзындығы бойынша толқындық аспаптары бар қосалқы станцияларды орнату тек мерзімді диагностиканы ғана қамтамасыз етпейді. Олардың көмегімен сіз әуе желілерінің толық мониторингін ұйымдастыра аласыз.



5.10 -сурет. ОМП TWS FL-1/8 толқындық ОМП жүйесінің жұмыс принципі

Толқындық жүйені енгізу келесі артықшылықтарды қамтамасыз етеді:

- автоматты режимде ӘЖ үздіксіз бақылау;
- ӘЖ зақымдану орнын жедел анықтау;
- ақаулықтарды жою үшін шешім қабылдаудың жоғары жылдамдығы.

5.1-кесте–Сириус-2-ОМП құрылғысының техникалық сипаттамалары

Характеристика	Мәндері
Аналогтық ток кірістерінің саны	4
Аналогтық кернеу кірістерінің саны	4
Сандық кірістер саны	21
Дискретті шығыс сигналдарының саны (контактілер тобы)	4 (7)
Габариттік өлшемдері (БхЕхТ), мм	190х305х185
Салмағы, кг	7

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл дипломдық жұмыста тарату электр желісіндегі зақымдану орнын анықтау амалдарын таптым. Дипломдық жоба барысында 110 кВ қосалқы станцияларды қарастырдым. Жобалау кезінде қосалқы станциялардағы трансформаторлардың ТДТН – 40000/110, ТРДН – 40000/110, ТРДН – 32000/110 түрлерін таңдадым және активті реактивті қуат шығындарына есептеулер жүргізіп, кернеу шығындарын көрсеттім. Бұдан кейін желілердің ток мәндері анықталып, соған байланысты АС-185/29, АС-240/32 сым маркаларын таңдадым. Желінің максималды жүктеме кезіндегі қуатты шығындарын есептедім. 110/10 кВ кернеулі торапта қысқа тұйықталу токтары есептелініп, комутациялық аппараттар және күштік жабдықтар таңдап алынды. РДЗ-110 және РДЗ-35 типті ажыратқыштармен ТФЗМ 110-У1 және ТЛШ-10-У3 типті тоқ трансформатрларымен қатар НТМИ-10-66 және НКФ-110-58 типті кернеу трансформаторлары таңдалынды.

Дипломдық жұмыстың экономикалық бөлімінде электр торабын жобалау кезіндегі техника – экономикалық есептеулер, капиталды шығынға және амортизацияға кеткен және электр энергия шығындарына есептеулер жүргізіліп электр беріліс желісінің тұйықтылған схемасы тиімді деп таңдап алынды. Кернеу шығындары есептеліп кернеуді реттеу қарастырылды. Қысқаша тұйықталу тогын есептеуде есептік және алмастыру схемалары сызылды. Барлық электр аппараттары номинал кернеуі, номинал тогы бойынша таңдалады және электродинамикалық және термиялық тұрақтылыққа тексеріледі. Кернеуі U=110 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы таңдалды.

Арнайы бөлімде электр желісіндегі зақымдану орнын табудың амалдары мен аппараттарын қарастырдым. Аппараттардың жұмыс принципі көрсетілген. Бұрыннан қолданыста бар оқшаулағыш штангалардың жұмыс принципін жаздым. Сириус-2-ОМП құрылғысының толық сипаттамасы және жұмыс қағидасы көрсетілген. ӘЖ дегі зақымдану орындарын анықтаудың 5 әдісін сипаттадым және схемаларын сыздым. ОМП ның заманауи типінің жұмысын және ақпаратты тарату принципін көрсеттім. Бұл аппараттың жұмыс қабілетін сезімталдығын және алу аймағын жазып өттім. Құрылғының басты артықшылықтарын көрсеттім. Даму барысындағы келешекперспективасы өте үлкен. Қазіргі уақытта коммерциялық өндіріске шығуда.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 164 с

2 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.

3 Ананичева С.С., Мезенцев П.Е. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал.ун-та, 2013. 147 с.

4 Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие. 3-е изд.М. : КНОРУС, 2012. 648 с.

5 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича.М. : НЦ ЭНАС, 2012. 376 с

6 Проектирование систем электрификации: Учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Проектирование систем электрификации» / С. Н. Антонов – Ставрополь: «АГРУС», 2015 – 92 с.

7 Оржанова Ж.К., Тергеусизова М.А. Проектирование электрических сетей и систем. Конспект лекций для студентов специальности – 5В071800 – Электроэнергетика. - Алматы: АУЭС, 2015 - 78с.

8 Проектирование электропередач, сетей и систем : практикум к курсовой работе / сост. А. Л. Плиско. – Ульяновск : УлГТУ, 2016. – 29 с.

9 Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов– Ставрополь: АГРУС, 2014-70 с.

10 Использование приборов: https://leg.co.ua/knigi/raznoe/ustranenie-avariy-na-podstanciyah-i-v-elektricheskih-setyah-6.html

11 Устроиства тип Сириус-2-ОМП: https://patent-dubl.kz/catalog/pribory-dlya-energetiki/sredstva-opredeleniya-mesta-povrezhdeniya-omp-vozdushnykh-liniy-elektroperedachi/sirius-2-omp-ustroystvo-opredeleniya-mesta-povrezhdeniya-na-vozdushnykh-liniyakh-elektroperedachi-6-/

12 Методы определения: https://www.bo-energo.ru/equipment/dlya-vysokovoltnykh-liniy/

13 СТ КазНИТУ 09-2023. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Работы учебные. Алматы, КазНИТУ имени К. Сатпаева, 2023.