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

Сарқытбек Арайлым Жақсылыққызы

Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау

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, қауымдастырылған профессор
Е.А. Сарсенбаев
«02» 06 2023ж.

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау»

6В07101-«Энергетика»

Орындаған Сарқытбек А.Ж.

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

Ғылыми жетекші
аға оқытушы
_____ Р.Ш. Абитаева
(қолы)
«13» маусым 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____2023ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Студент *Сарқытбек Арайлым Жақсылыққызы*

Тақырыбы*: «Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау»*

Институттың Ғылыми кеңесі бекіткен. *№ 408-п «23» қараша 2022 ж.*

Аяқталған жұмысқа тапсыру мерзімі *«15» мамыр 2023 ж.*

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері *110МВт, 100МВт, 90МВт, 120МВт, 80МВт, 120км, 110км, 100км, 150км, 100км желінің қуаттары және арақашықтықтары берілген. Осы берілген мәндерге сүйене отырып электр торабын жобалау және кернеуді реттеу құралдарын таңдау.*

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі *а) Электрлік қосалқы станцияларының тиімді схемасын таңдау; желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері; қуат шығындарын есептеу; б) Арнайы бөлім; кернеу шығындарын есептеу; кернеуді реттеу; б) Экономикалық бөлім;*

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс) *Сызбалық материалдар слайдтармен көрсетілген:*

Ұсынылатын негізгі әдебиет:

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

2) Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012.-248 с.

3) Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. - М.: Высш. шк., 2012. -1199 с.

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	15.04-2023	жоқ
Экономика бөлімі	27.04.2023	жоқ

Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	**Кеңесшілер, А.Ә.Т. (ғылыми дәрежесі, атағы)**	**Қол қойылған күні**	**Қолы**
Негізгі бөлім	Р. Ш. Абитаева, магистр, аға оқытушы	13.05.2023	
Арнайы бөлім	Р. Ш. Абитаева, магистр, аға оқытушы	13.05.2023	
Норма бақылау	Ә. О. Бердібеков, магистр, аға оқытушы	14.05.2023	

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

Тапсырманы орындауға алған студент _____ /А. Ж. Сарқытбек/
(қолы)

Күні «18» 01 2023 ж.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс «Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау» тақырыбы бойынша орындалды. Электр беріліс желісінің номиналды кернеуі, қосалқы станцияның күштік трансформаторларының саны мен қуаты анықталып, электр желісінің жұмыс режимдерін есептеу жүргізілді.

Арнайы бөлімде электр желілерінде қолданылатын кернеуді реттеу әдістері, желідегі және трансформаторлардағы кернеудің жоғалуын есептеу көрсетілді. Сонымен қатар, трансформаторлардың орамдарындағы жүктеме кезіндегі кернеуді реттеу қарастырылды.

Диплом жұмысының экономикалық бөлімінде электр беріліс желісінің тиімді схемасы анықталды.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа выполнена на тему «Выбор средств регулирования напряжения при передаче электрической энергии». Определены номинальное напряжение линии электропередачи, число и мощность силовых трансформаторов подстанции, проведены расчеты режимов работы электрической сети.

В специальном разделе приведены методы регулирования напряжения, применяемые в электрических сетях, расчет потерь напряжения в сети и в трансформаторах. Кроме того, предусмотрено регулирование напряжения под нагрузкой в обмотках трансформаторов.

В экономической части дипломной работы определена эффективная схема линии электропередачи.

ANNOTATION

This diploma project was carried out on the topic «The choice of voltage regulation means for the transmission of electrical energy». The nominal voltage of the power transmission line, the number and power of power transformers of the substation were determined, calculations of the operating modes of the electric network were carried out.

In a special section, the methods of voltage regulation used in electrical networks, calculation of voltage losses in the network and in transformers are given. In addition, voltage regulation under load in the transformer windings is provided.

In the economic part of the thesis, an effective power transmission line scheme is defined.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	АҚ "ТАЭТК" аудандық электр тораптарын жобалау	8
1.1	Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары	8
1.2	Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау	9
1.3	Қосалқы станцияларда күштік трансформаторды таңдау	10
1.4	Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу	12
2	Тұйықталған жүйені есептеу	16
2.1	Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	16
2.2	Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	16
3	Тұйықталмаған жүйені есептеу	17
3.1	Тұйықталмаған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	17
3.2	Тұйықталмаған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін	17
3.3	есептеу	22
	Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	
4	Арнайы бөлім	23
4.1	Кернеуді реттеу	23
4.2	Электр қабылдағыштардың сипатына байланысты кернеуді реттеу	24
4.3	OILTAP®MSE типті жаңа РПН құрылғысы	27
4.4	Электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері	28
4.4.1	Электр станциялардағы желілер кернеуін генератормен реттеу	29
4.4.2	Трансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту арқылы кернеуді реттеу	29
4.4.3	Үш орамалы трансформаторлары мен автотрансформаторлары бар төмендететін қосалқы станциялар арқылы кернеуді реттеу	31
4.4.4	Желідегі кернеуді желі параметрлерін өзгерту арқылы реттеу	33
4.4.5	Желідегі реактивті қуат өлшемін өзгерте отырып кернеуді реттеу	35
5	Кернеу шығындарын есептеу	37
5.1	Желідегі кернеу шығындарын есептеу	37
5.2	Трансформатордағы кернеу шығындарын есептеу	39
6	Кернеудің реттелуін есептеу	41
6.1	Кернеудің автоматты реттелуі	47
6.2	Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу	49
7	Экономикалық бөлім	52
7.1	Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар	52
7.2	Тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар	56
	Қорытынды	61
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	62

КІРІСПЕ

Кернеуді реттеу - электр энергетикалық жүйелердің жұмыс режимдерін басқарудың маңызды міндеттерінің бірі болып табылады. Кернеуді реттеу мәселелері электр желілерінің қалыпты және апаттық жұмыс режимдерінде туындайды. Кернеуді реттеу міндеті әртүрлі және оны тек жедел персонал ғана толық шеше алмайды, қойылған міндетті шешу шарттары электр беру желілері мен желілерін жобалау, жүктеме кестесін болжау және электр энергиясын өндіру сатысында анықталады. Кернеуді реттеу электр энергиясы сапасының қажетті көрсеткіштерін қамтамасыз етеді және тұтастай алғанда энергия жүйесінің экономикалық және техникалық көрсеткіштерін жақсартады.

Энергетикалық жүйенің жұмыс режимдерін жақсарту негізінен электр энергиясын өндіруге, беруге және таратуға минималды шығындармен тұрақты режимді іздеу болып табылады. Энергия жүйелерінің үнемді жұмысы белсенді және реактивті қуаттарды өндіруші көздер арасында үнемді бөлу, жүйедегі кернеу деңгейлерін ыңғайлы реттеу, желілердегі қуат шығынын азайту, энергия жүйесінің тиімді схемасын таңдау арқылы қамтамасыз етіледі. Тарату желілеріндегі кернеу режимдерін басқару мен реттеудің кейбір мәселелері осы жұмыста қарастырылған.

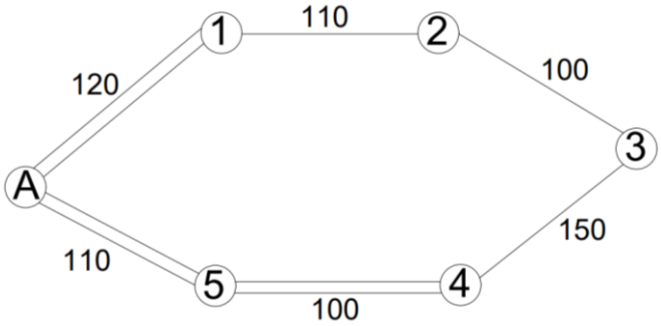
Өзара әрекеттесетін белсенді және пассивті элементтердің жиынтығынан тұратын энергетикалық жүйенің қасиеттері жүйе элементтерінің параметрлері деп аталатын физикалық шамалармен сипатталады. Жүйенің параметрлеріне элементтердің толық, активті, реактивті және өткізгіштік мәндері, меншікті және өзара кедергілер, трансформация коэффициенттері және т.б. энергия жүйесінің жұмыс режимдерін басқару жүйенің параметрлерін өзгертуден тұрады. Жүйелердегі кернеуді оңтайлы реттеу үшін кернеуді басқару әдістерін және осы процесте қолданылатын басқару заңдарын білу қажет.

Электр желілерінде қолданылатын кернеуді реттеудің бірнеше әдістері бар. Олар электр станцияларындағы кернеуді реттеу, төмендету қосалқы станцияларындағы трансформаторлардың реттеуші құрылғыларының көмегімен кернеуді реттеу және электр желісіндегі кернеудің жоғалуын өзгерту арқылы кернеуді реттеу болып табылады.

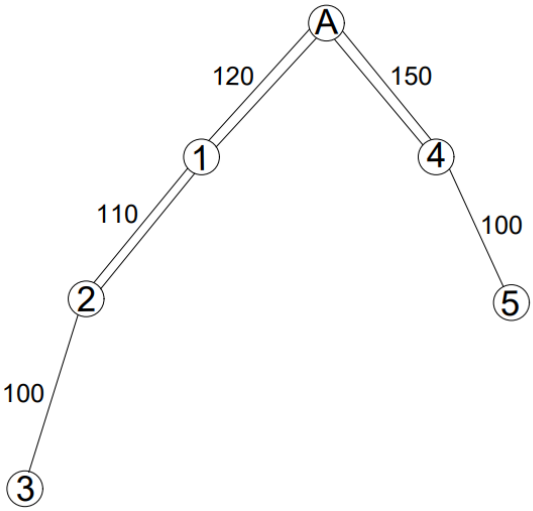
1 АҚ "ТАЭТК" аудандық электр тораптарын жобалау

1.1 Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары

Номиналды кернеуі 220 кВ болатын тұйықталған электр беріліс желілерінен, бес қосалқы станциядан №1 қ.с - $P_1 = 110$, №2 қ.с - $P_2 = 100$, №3 қ.с - $P_3 = 90$, №4 қ.с - $P_4 = 120$, №5 қ.с - $P_5 = 80$ (МВт) тұратын, сәйкесінше олардың ұзындықтары $L_1 = 120$, $L_2 = 110$, $L_3 = 100$, $L_4 = 150$, $L_5 = 100$ (км) тең (қосымша 1, АҚ "ТАЭТК" аудандық электр тораптарының карта-схемасы). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты T_{max} = 5000 сағ, $cos\varphi = 0{,}8$, $tg\varphi = 0{,}75$. Жобаны тұйықталған және тұйықталмаған жүйеде есептеу қажет.



1.1-сурет – Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы



1.2-сурет – Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы

Осы дипломдық жұмыста мен екі схеманы қарастырамын. Біріншісі тұйықталған 1.1-суретте көрсетілген, екіншісі тұйықталмаған 1.2-суретте көрсетілген схемалар болып табылады. Біз үшін экономикалық жағынан тиімді және тұтынушыларға электр қуатын үзіліссіз таратуды қамтамасыз ету,

электр энергияны аймақтарға сенімді және тиімді тарату басты мақсат болып табылады. Осыған байланысты бізге ең тиімді сұлбаны таңдау басты шарттардың біріне кіреді.

1.2 Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау

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

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}\text{, кВ} \tag{1.1}$$

мұндағы U-желідегі кернеу, кВ;
l-желінің ұзындығы, км;
P-активті қуат, кВт.

$$U_1 = \frac{1000}{\sqrt{500/120 + 2500/110}} = 192{,}82 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \frac{1000}{\sqrt{500/110 + 2500/100}} = 183{,}97 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \frac{1000}{\sqrt{500/100 + 2500/90}} = 174{,}66 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \frac{1000}{\sqrt{500/150 + 2500/120}} = 203{,}41 \text{ кВ},$$

$$U_5 = \frac{1000}{\sqrt{500/100 + 2500/80}} = 166{,}09 \text{ кВ}.$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 220 кВ алып, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі

$$Q = P \cdot tg\varphi\text{, МВар} \tag{1.2}$$

$$Q_1 = 110 \cdot 0{,}75 = 82{,}5 \text{ МВАр},$$

$$Q_2 = 100 \cdot 0{,}75 = 75 \text{ МВАр},$$

$$Q_3 = 90 \cdot 0{,}75 = 67{,}5 \text{ МВАр},$$

$$Q_4 = 120 \cdot 0{,}75 = 90 \text{ МВАр},$$

$$Q_5 = 80 \cdot 0{,}75 = 60 \text{ МВАр}.$$

1.3 Қосалқы станцияларда күштік трансформаторды таңдау

Қосалқы станция үшін:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{н}}}{1{,}4}, \tag{1.3}$$

мұндағы $S_н$ – толық жүктеме, МВА.

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ МВА} \tag{1.4}$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;
Q – реактивті жүктеме, квар.

Қосалқы станциялардағы жүктеме мен номиналды кернеу бойынша таңдалады.

№1 қосалқы станция үшін

$$S_{\text{н1}} = \sqrt{110^2 + 82{,}5^2} = 138 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{тр1}} \geq \frac{138}{1{,}4} = 98{,}57 \text{ МВА}.$$

№1 қосалқы станция үшін таңдалған ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері 1.1- кестеде көрсетілген.

1.1-кесте – ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$		
100	230	11	115	360	0,7	12

№2 қосалқы станция үшін

$$S_{н2} = \sqrt{100^2 + 75^2} = 125 \text{ МВА},$$

$$S_{тр2} \geq \frac{125}{1,4} = 89,28 \text{ МВА}.$$

№2 қосалқы станция үшін таңдалған ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері №1 қосалқы станция үшін таңдалған трансформатордың параметрлерімен бірдей, 1.1- кестеде көрсетілген.

№3 қосалқы станция үшін

$$S_{н3} = \sqrt{90^2 + 67,5^2} = 113 \text{ МВА},$$

$$S_{тр3} \geq \frac{113}{1,4} = 80,71 \text{ МВА}.$$

№3 қосалқы станция үшін таңдалған ТРДЦН-100000/220 типті трансформатордың параметрлері №1 қосалқы станция үшін таңдалған трансформатордың параметрлерімен бірдей, 1.1- кестеде көрсетілген.

№4 қосалқы станция үшін

$$S_{н4} = \sqrt{120^2 + 90^2} = 150 \text{ МВА},$$

$$S_{тр4} \geq \frac{150}{1,4} = 107,14 \text{ МВА}.$$

№4 қосалқы станция үшін таңдалған АТДЦТН-125000/220/110 типті автотрансформатордың параметрлері 1.2 - кестеде көрсетілген.

1.2-кесте – АТДЦТН-125000/220/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ			Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%		
	ВН	СН	НН	$P_х$	$P_к$		ВН	СН	НН
125	230	121	11	85	290	0,5	11	31	19

№5 қосалқы станция үшін

$$S_{н5} = \sqrt{80^2 + 60^2} = 100 \text{ МВА},$$

$$S_{тр5} \geq \frac{100}{1{,}4} = 71{,}42 \text{ МВА}.$$

1.4 Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

Трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом.

$$r_{тр} = \frac{P_к \cdot U_{ном}^2}{S_{трн}^2}, \text{Ом} \quad (1.5)$$

мұндағы $U_н$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

ΔРк – трансформатордың қысқа тұйықталу кезіндегі активті шығыны, кВт.

Трансформатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$x_{тр} = \frac{U_к \cdot U^2}{100 \cdot S_к}, \text{Ом} \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \frac{I_x \cdot S_{трн}}{100}, \text{МВАр} \quad (1.7)$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығыны, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot r_{тр}, \text{МВт} \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot x_{тр}, \text{МВАр} \quad (1.9)$$

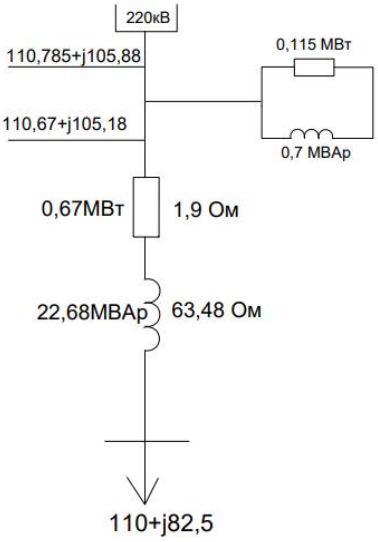
мұндағы $U_н$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

№1 қосалқы станция үшін

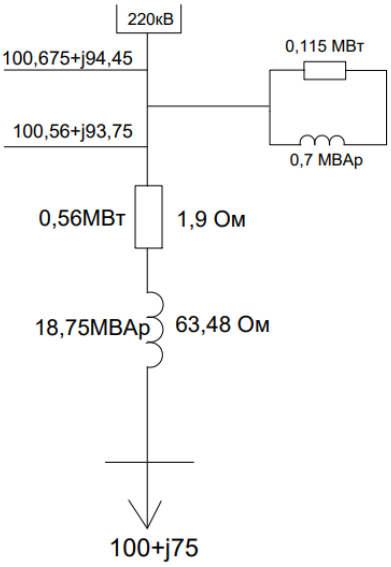
Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 1.4-суретте көрсетілген.



1.4-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№2 қосалқы станция үшін

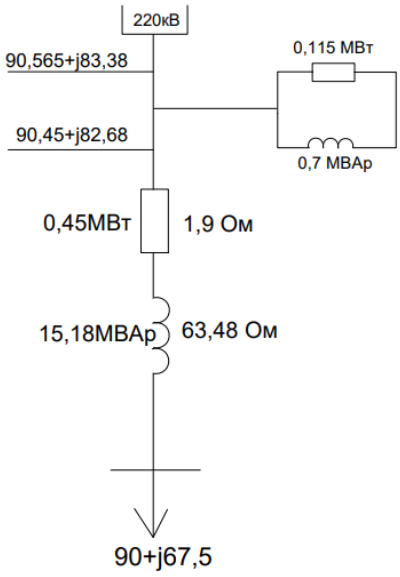
Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 екі орамды трасформатордың алмастыру схемасы 1.5-суретте көрсетілген.



1.5-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№3 қосалқы станция үшін

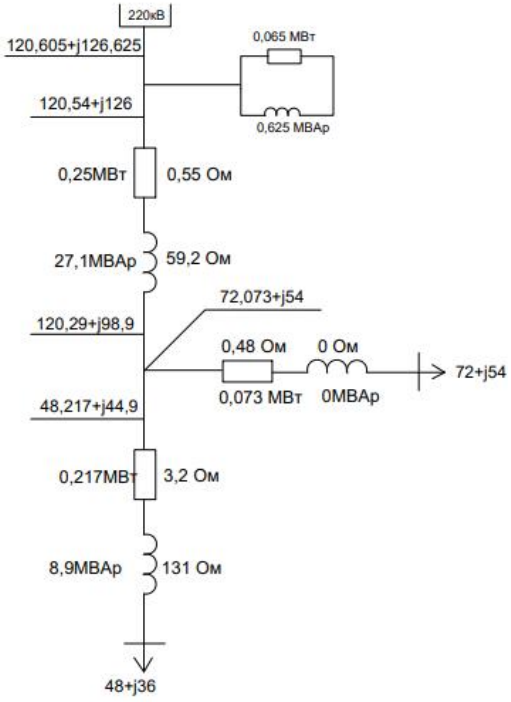
Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 екі орамды трасформатордың алмастыру схемасы 1.6-суретте көрсетілген.



1.6-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін

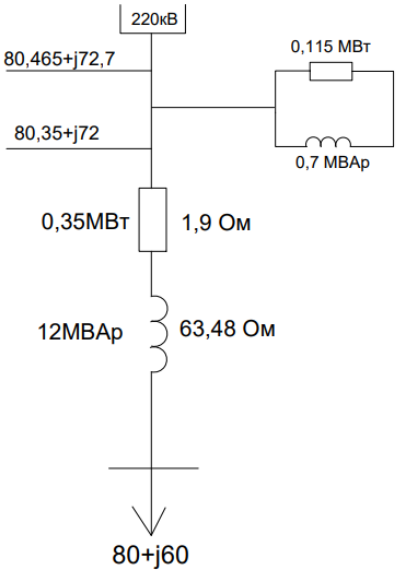
Автотрансформатор типі: АТДЦТН-125000/220/110 екі орамды автотрасформатордың алмастыру схемасы 1.7-суретте көрсетілген.



1.7-сурет – Екі орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

№5 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТРДЦН-100000/220 екі орамды трасформатордың алмастыру схемасы 1.8-суретте көрсетілген.

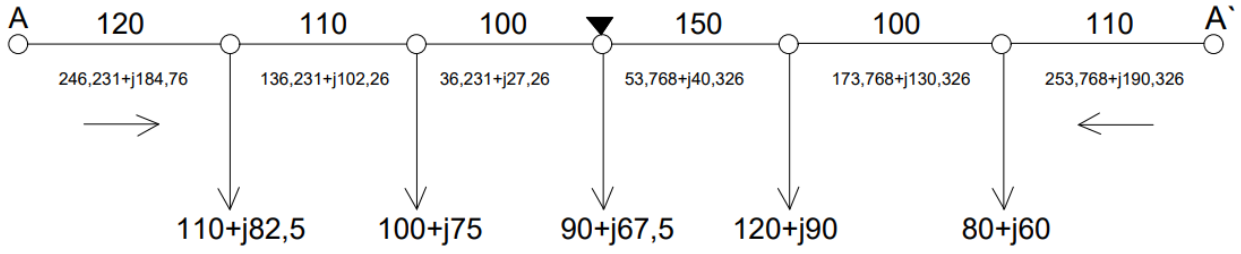


1.8-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

2 Тұйықталған жүйені есептеу

2.1 Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

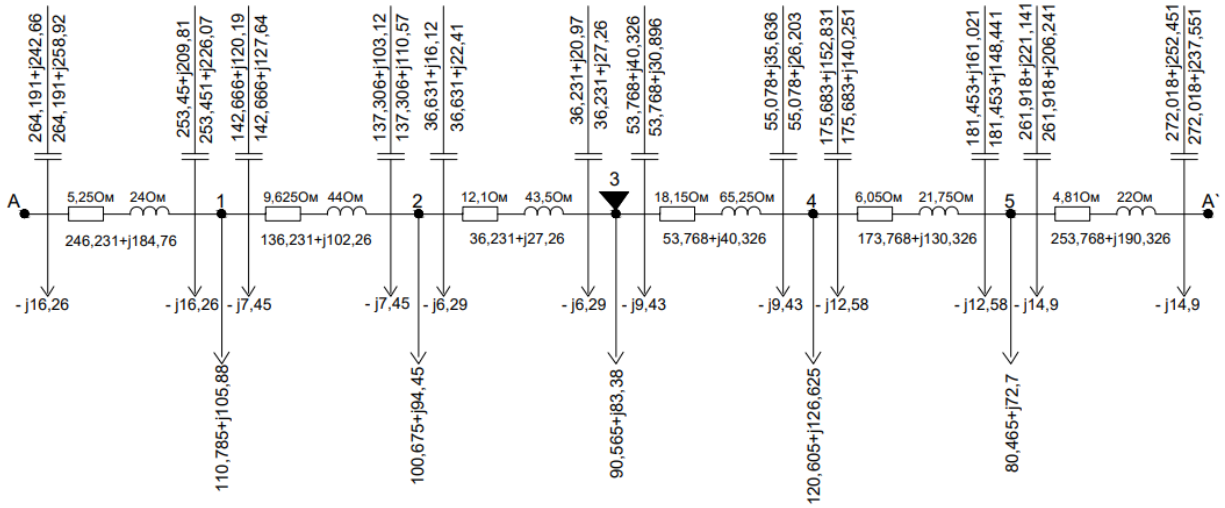
Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін желі сияқты анықталады. Электр беріліс желісінің схемасы 2.1-суретте көрсетілген.



2.1-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

2.2 Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 2.2 - суретте көрсетілген.

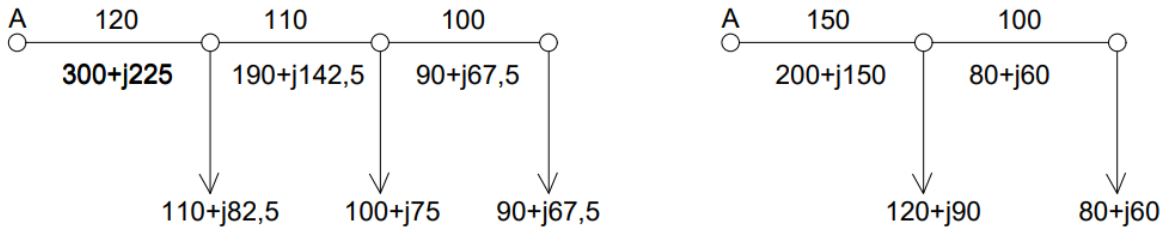


2.2-сурет – Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

3 Тұйықталмаған жүйені есептеу

3.1 Тұйықталмаған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Электр беріліс желісінің схемасы 3.1-суретте көрсетілген.



3.1-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

3.2 Тұйықталмаған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу

Желінің әрбір учаскесі бойынша токтарды анықтаймыз, ол желінің қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы табылады:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, A \qquad (3.1)$$

Желінің әрбір учаскесі бойынша токтарды анықтаймыз, ол желінің қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы табылады.

Желілердегі токтар:

$$\mathrm{I}_1 = \frac{\sqrt{300^2 + 225^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 984{,}11 \text{ А},$$

$$\mathrm{I}_2 = \frac{\sqrt{190^2 + 142{,}5^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 623{,}27 \text{ А},$$

$$\mathrm{I}_3 = \frac{\sqrt{90^2 + 67{,}5^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 295{,}23 \text{ А},$$

$$I_1 = \frac{\sqrt{200^2 + 150^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 650 \text{ А},$$

$$I_2 = \frac{\sqrt{80^2 + 60^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 260 \text{ А}.$$

Желілердегі есептік ток:

$$I_р = I_n \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, A, \qquad (3.2)$$

мұндағы I-желідегі ток, А;

$\alpha_i = 1{,}05$; $\alpha_T = 1$

$$I_{1р} = I_1 = 984 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 1033 \text{ А},$$

$$I_{2р} = I_2 = 623 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 654{,}15 \text{ А},$$

$$I_{3р} = I_3 = 295 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 310 \text{ А},$$

$$I_{1р} = I_1 = 650 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 682{,}5 \text{ А},$$

$$I_{2р} = I_2 = 260 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 273 \text{ А}.$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз:

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

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \text{ , мм}^2 \qquad (3.3)$$

$$S_{эк1} = \frac{1033}{1{,}3} = 794{,}61 \text{ мм}^2, \qquad 2 * \text{АС} - 400/51,$$

$$S_{эк2} = \frac{654{,}15}{1{,}3} = 503{,}19 \text{ мм}^2, \qquad 2 * \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{эк3} = \frac{310}{1{,}3} = 238{,}46 \text{ мм}^2, \qquad \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{эк4} = \frac{682{,}5}{1{,}3} = 525 \text{ мм}^2, \qquad 2 * \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{эк5} = \frac{273}{1{,}3} = 211{,}53 \text{ мм}^2. \qquad \text{АС} - 240/32.$$

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадық, олар төмендегі 3.1 - кестеде көрсетілген.

3.1-кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы,км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тогы, А	Меншікті кедергісі, r_o Ом/км
L_1	120	220	2*АС-400/51	1033	0,075
L_2	110	220	2*АС-240/32	654,15	0,121
L_3	100	220	АС-240/32	310	0,121
L_1	150	220	2*АС-240/32	682,5	0,121
L_2	100	220	АС-240/32	273	0,121

Желінің салыстырмалы параметрлерін анықтау.
Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық осыған тең:

220 кВ кернеу үшін:

$$D_{орт} = 6м,$$

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз.
Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз:

$$R = r_0 \cdot l, Ом \tag{3.4}$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;
l – желінің ұзындығы, км.

Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз:

$$x_0 = 0{,}144 \cdot log\left(\frac{D_{орт}}{r_{сым}}\right) + 0{,}0157, Ом/км \tag{3.5}$$

$$X = x_0 \cdot l, Ом \tag{3.6}$$

Желінің реактивті өткігіштігін келесідей есептелінеді:

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт}/r_{сым})}, См/км \tag{3.7}$$

$$B = b_0 \cdot l, См \tag{3.8}$$

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

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі:

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot B, \text{МВАр} \tag{3.9}$$

Желідегі қуат шығындары:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R, \text{МВт} \tag{3.10}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R, \text{МВар} \tag{3.11}$$

I_1 участок L_1 желісі:
Сым маркасы: 2*АС-400/51
Параметрлері:

$$\text{r}_0 = 0{,}075 \text{ Ом /км},$$

$$\text{R} = \frac{0{,}075 \cdot 120}{2} = 4{,}5 \text{ Ом},$$

$$\text{x}_0 = 0{,}42 \text{ Ом/км},$$

$$\text{X} = \frac{0{,}42 \cdot 120}{2} = 25{,}2 \text{ Ом},$$

$$\text{b}_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\text{B}_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 120 = 3{,}24 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$\text{Q}_\text{c} = \frac{2}{2} * 220^2 \cdot 3{,}24 \cdot 10^{-4} = 15{,}68 \text{ МВар}.$$

I_2 участок үшін L_2 желісі:
Сым маркасы: 2*АС-240/32
Параметрлері:

$$\text{r}_0 = 0{,}121 \text{ Ом /км},$$

$$\text{R} = \frac{0{,}121 \cdot 110}{2} = 6{,}65 \text{ Ом},$$

$$\text{x}_0 = 0{,}435 \text{ Ом/км},$$

$$\text{X} = \frac{0{,}435 \cdot 110}{2} = 23{,}92 \text{ Ом},$$

$$\text{b}_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 2{,}86 \cdot 10^{-4}\ \text{См},$$

$$Q_c = \frac{2}{2} * 220^2 \cdot 2{,}86 \cdot 10^{-4} = 13{,}84\ \text{МВар}.$$

I_3 участок үшін L3 желісі:
Сым маркасы: АС-240/32
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}121\ \text{Ом /км},$$

$$R = 0{,}121 \cdot 100 = 12{,}1\ \text{Ом},$$

$$X = 0{,}435 \cdot 100 = 43{,}5\ \text{Ом},$$

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

$$B = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 2{,}6 \cdot 10^{-4}\ \text{См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 220^2 \cdot 2{,}6 \cdot 10^{-4} = 6{,}29\ \text{МВар}.$$

I_1 участок үшін L1 желісі:
Сым маркасы: 2*АС-240/32
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}121\ \text{Ом /км},$$

$$R = \frac{0{,}121 \cdot 150}{2} = 9{,}075\ \text{Ом},$$

$$x_0 = 0{,}435\ \text{Ом/км},$$

$$X = \frac{0{,}435 \cdot 150}{2} = 32{,}625\ \text{Ом},$$

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

$$B_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 3{,}9 \cdot 10^{-4}\ \text{См},$$

$$Q_c = \frac{2}{2} * 220^2 \cdot 3{,}9 \cdot 10^{-4} = 18{,}87\ \text{МВар}.$$

I_2 участок үшін L2 желісі:
Сым маркасы: АС-240/32
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}121\ \text{Ом /км},$$

$$R = 0{,}121 \cdot 100 = 12{,}1 \text{ Ом},$$

$$X = 0{,}435 \cdot 100 = 43{,}5 \text{ Ом},$$

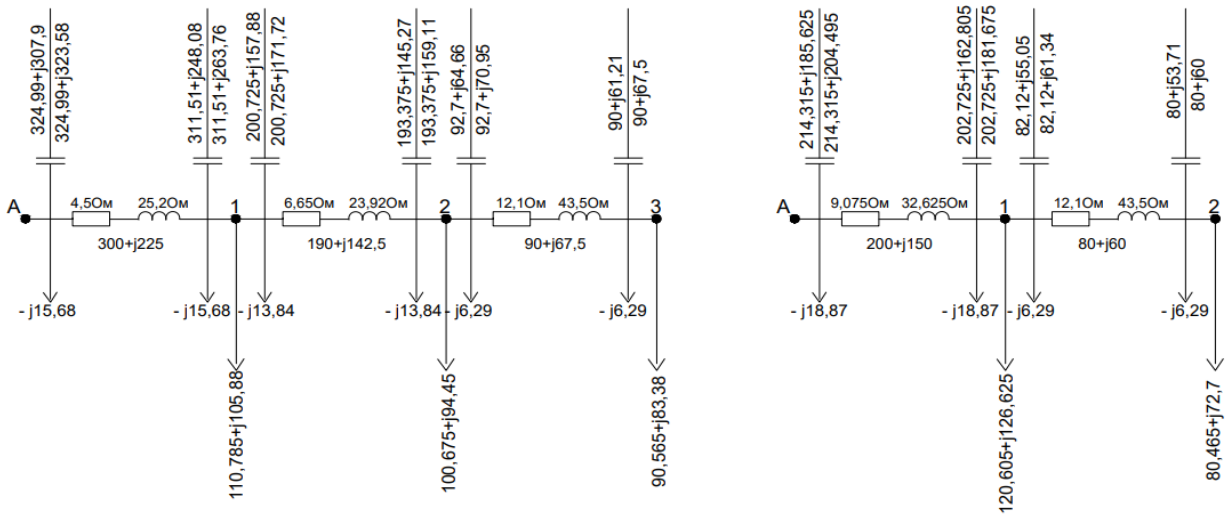
$$b_0 = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \text{См/км},$$

$$B = 2{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 2{,}6 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 220^2 \cdot 2{,}6 \cdot 10^{-4} = 6{,}29 \text{ МВар}.$$

3.3 Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 3.2-суретте көрсетілген.



3.2-сурет – Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

4 Арнайы бөлім

4.1 Кернеуді реттеу

Желі түйіндеріндегі кернеу жүктеменің, қуат көздерінің жұмыс режимінің, желі схемасының өзгеруіне байланысты үнемі өзгеріп отырады. Электр қабылдағыштардың шиналарындағы кернеудің қажетті ауытқуларын қамтамасыз ету үшін кернеуді реттеуді қолданамыз. Кернеуді реттеу арнайы техникалық құралдардың көмегімен желінің белгілі нүктелеріндегі кернеу деңгейлерін өзгерту процесі деп аталады.

Кернеуді өлшеу және бақылау мүмкіндіктері шектеулі болғандықтан, кернеулер электр станциялары мен қосалқы станциялардың шиналарында және электр станцияларында шиналарға жақын жерде өлшенеді, ал желілердің аралық нүктелерінде кернеу өлшеу қиын болып табылады. Сонымен қатар, реттеуші құрылғының желі режиміне әсері көбінесе осы құрылғы орнатылған жергілікті, шектеулі түйін және электрлік жақын орналасқан желі түйіндері арқылы анықталады. Әдетте, кернеуді реттеу үшін бақылау нүктелері ретінде жүйе құраушы желілердегі ірі тораптық қосалқы станциялардың жоғары және орташа кернеулі шиналары, генераторлар мен синхронды компенсаторлар шиналары, тарату желілеріндегі қуат орталықтары мен ірі тұтынушылардың шиналары, сондай-ақ реттеуші құрылғылар орнатылатын барлық тораптар таңдалады.

4.1.1 Кернеуді реттеу әдістері

- электр станцияларындағы кернеуді реттеу;

-төмендету қосалқы станцияларындағы трансформаторлардың реттеуші құрылғыларының көмегімен кернеуді реттеу;

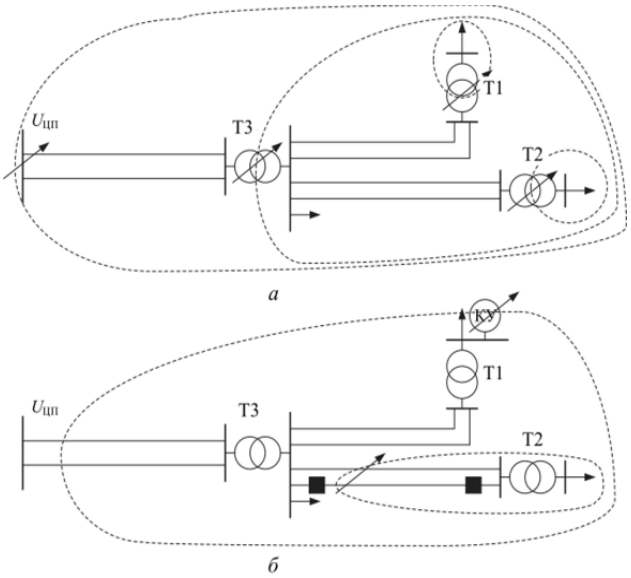
- электр желісіндегі кернеудің жоғалуын өзгерту арқылы кернеуді реттеу.

Электр станцияларындағы кернеудің өзгеруі электр станциялары арасындағы реактивті қуаттың қайта бөлінуіне байланысты бір уақытта жоғары және ультра жоғары кернеудің бүкіл тарату желісіндегі кернеулерді өзгерте алады. Бір электр станциясынан қуат алатын желі жағдайында кернеулер желінің барлық түйіндерінде өзгеретіндігі 4.1 а - суретінде көрсетілген [2].

Төмендететін трансформаторлардың біреуінің трансформация коэффициентінің өзгеруі тек берілген трансформатордағы төмен кернеулі шиналардың кернеуіне және осы шиналардан қуат алатын желінің кернеуіне әсер етеді.

Конденсатор қондырғысын (КУ) төмендететін қосалқы станциялардың біріне орнату электр желісіндегі (ЭБЖ) реактивті қуат ағындарын процессордан осы қосалқы станцияға дейін өзгертеді, демек, сол ЭБЖ-дегі кернеудің төмендеуі орын алады. Төменгі 4.1 б - суретінде көрсетілгендей, ол

процессордан басқа барлық желілік түйіндердегі кернеулерді өзгертеді [2]. Электр желісінің учаскелеріндегі кернеудің жоғалуын желідегі параллель элементтердің бір бөлігін, нақтырақ айтқанда, қос тізбекті электр желісінің бір тізбегін, өшіру және қосу арқылы өзгертуге болады.



4.1-сурет – Кернеуді реттеудің әртүрлі әдістерін қолданған кезде әсер ету аймақтары бар электр желісінің схемасы [2]

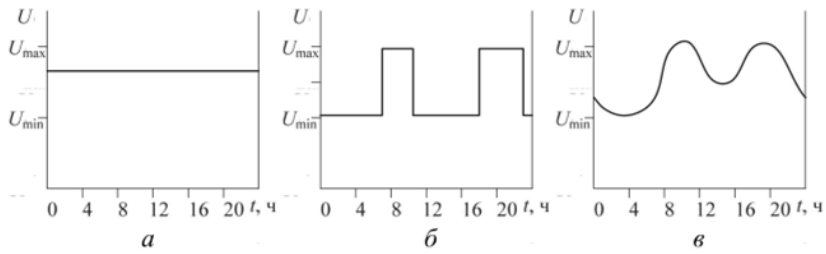
4.2 Электр қабылдағыштардың сипатына байланысты кернеуді реттеу

Электр қабылдағыштардың сипатына байланысты кернеуді реттеудің үш түрін ажыратуға болады:

- кернеуді тұрақтандыру;
- кернеуді екі сатылы реттеу;
- қарсы реттеу.

Кернеуді тұрақтандыру тәулік бойы өзгермейтін жүктемесі бар тұтынушылар үшін қолданылады.

Тұрақтандыру принципіне сәйкес жүктеме шиналарындағы кернеу әрқашан берілген деңгейде сақталатындығы 4.2 а-суретінде көрсетілген [8]. Берілген фафик бойынша реттеу, берілген кернеулердің әртүрлі уақыт аралықтарында, әртүрлі мәндерін тұрақтандыруды көздейді. Бұл жағдайда кернеу кестесі сатылы болады, яғни, 4.2 б-суретінен көріп тұрғанымыздай, таңертеңгі және кешкі максимум сағаттарында кернеу тәуліктің қалған сағаттарына қарағанда жоғары болады [8]. Тұрақтандыру принциптері электр станцияларындағы кернеуді реттеуде және кейбір электр қабылдағыштардағы кернеуді жеке реттеу үшін арнайы жағдайларда қолданылады.

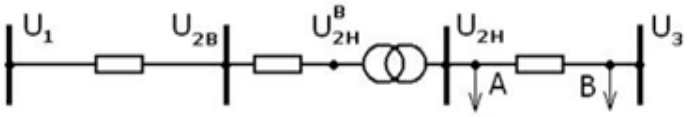


4.2-сурет – Кернеу графиктері [8]

Екі сатылы реттеу жүктеменің өзгеруінің нақты екі сатылы сипаты бар электр қабылдағыштар үшін, демек, бір сатылы кәсіпорындарда орындалады.

Айнымалы тәуліктік жүктеме жағдайында қарсы реттеу орындалады. Кернеуді реттеудің бұл кіші түрі ең көп таралған.

Қарсы реттеу әдісінің мәні электр қабылдағыштың жүктеме кестесінің өзгеруіне байланысты кернеудің өзгеруі болып табылады. ПУЭ-ге сәйкес процессор шиналарында 6...20 кВ кернеуді қарсы реттеу қамтамасыз етілуі керек, бұл кезде процессордың кернеуі жүктеме өскен сайын артуы керек. Бұл әдіске сәйкес, ең жоғары жүктеме кезеңінде аудандық қосалқы станциялардың төмен кернеулі шиналарындағы кернеу қоректенетін желінің номиналды кернеуінен 5 % жоғары болуы керек. Жұмыс тәжірибесі көрсететіндей, егер жақын тұтынушылардағы кернеудің ауытқуы рұқсат етілген мәннен аспаса, кернеуді 10% - ға арттыру керек. Процессор шиналарындағы 4.2 в - суретінде көрсетілген кернеу графигі токтық жүктеме графигін формасында қайталайды [8]. Кернеуді қарсы реттеу принципінің схемасы 4.3 - суретте көрсетілген [4].

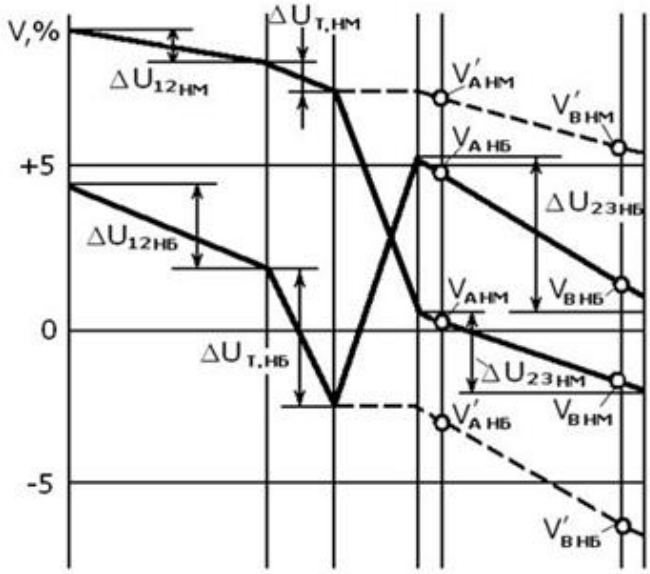


а-алмастыру схемасы [4]

Жоғарыдағы а - суретінде мынадай белгілер қабылданды: U_1 - қуат орталығының шиналарындағы кернеу; $U_{2В}$ - аудандық қосалқы станцияның бастапқы кернеу (ВН) шиналарындағы кернеу; $U_{2Н}$ - аудандық қосалқы станцияның қайталама кернеу (НН) шиналарындағы кернеу; U_3 - тұтынушылардағы кернеу [4].

Ал б - суретінде екі режим, ең кіші және ең үлкен жүктемелер үшін кернеудің өзгеру графиктері ұсынылған [4]. Бұл жағдайда ординат осі бойынша кернеудің ауытқу мәндері номиналды пайызбен кейінге қалдырылады. Пайыздық ауытқулар барлық V-ге қатысты және осы кескін өрісіндегі ΔU нүктесі болып табылады. Егер $n_Т = 1$ болса (суреттегі штрихтық сызық), онда ең аз кернеулі жүктемелер режимінде тұтынушылар жоғары болады, ал ең үлкен жүктемелер режимінде рұқсат етілген мәннен төмен болады (яғни U ауытқуы рұқсат етілген мәннен үлкен) дегенді білдіреді. Бұл ретте НН желісіне қосылған электр энергиясын қабылдағыштар (мысалы, А

және В нүктелерінде) жол берілмейтін жағдайларда жұмыс істейтін болады. $n_{\text{Т}}$ аудандық қосалқы станциясының трансформаторының трансформация коэффициентін өзгерте отырып, біз $U_{2\text{Н}}$ -ді өзгертеміз, яғни кернеуді реттейміз (суреттегі қара түзу сызық).



б-кернеу диаграммалары [4]

4.3-сурет – Кернеуді қарсы реттеу принципі [4]

Осылайша, тұтынушылардың қысқыштарындағы кернеу қуат орталығынан алыс - В нүктесінде де, жақын - А нүктесінде де рұқсат етілген шектерге енгізіледі. Ең үлкен және ең аз жүктеме режимдерінде мұндай реттеумен кернеу сәйкесінше жоғарылайды және төмендейді. Сондықтан мұндай реттеу қарсы деп аталады.

Кернеудің ең үлкен ауытқуы жүйенің апаттық режимдерінде байқалады. Бұл жағдайда кернеуді реттейтін арнайы құрылғыларға айтарлықтай шығынсыз қалыпты жұмыс режимі үшін барлық тұтынушылардың кернеуін белгіленген шектерде ұстап тұру мүмкін емес. Сондықтан авариялық режимдерде кернеудің көбірек ауытқуына жол беріледі.

Желі түйіндеріндегі кернеудің ауытқуы әдетте желінің номиналды кернеуіне қатысты пайызбен анықталады:

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \qquad (4.1)$$

Генераторлардың кернеуін қоздыру тогын реттеу арқылы өзгертуге болады. Генератордың белсенді қуатын өзгертпестен кернеуді ±5 % аралығында өзгертуге болады. Кернеудің номиналды деңгейден 5% - ға жоғарылауы болаттағы шығындардың жоғарылауымен және оның қызуының

жоғарылауымен бірге жүреді. Кернеу 5% төмендеген кезде статордың номиналды тогы 5% - ға артады және сәйкесінше орамның қызуы артады. Трансформацияның әр сатысында кернеудің шамамен 5-10% жоғалады. Сондықтан генераторлардың реттеу диапазоны желідегі қажетті кернеу деңгейін ұстап тұру үшін жеткіліксіз. Сонымен қатар, жақын және қашықтағы электр қабылдағыштардағы кернеуді реттеу талаптарын үйлестіру қиын. Нәтижесінде, электр станцияларының генераторлары кернеуді реттеудің қосалқы құралы болып табылады. Реттеудің жалғыз құралы ретінде генераторлар тек қарапайым жүйе үшін қолданылады. Бұл жағдайда электр станцияларының шиналарында кернеуді қарсы реттеу жүзеге асырылады.

Электр станцияларындағы күшейткіш трансформаторлар да кернеуді реттеудің қосалқы құралы болып табылады. 110 және 220 кВ кернеуі 250 МВА дейінгі трансформаторларда ПБВ типті (қозусыз ауысу, яғни желіден ажыратумен) кернеуді реттеу құрылғысы бар. Жоғары қуатты трансформаторлар ПБВ құрылғыларынсыз шығарылады. Қосалқы станциялардың трансформаторларымен кернеуді реттеу үшін трансформация коэффициентін 10-20 % шегінде өзгерту мүмкіндігі қарастырылған.

Кернеуді басқару құрылғылары трансформатор бағының ішіндегі жалғыз қозғалатын компонент болғандықтан, оған электрлік және механикалық сенімділік бойынша жоғары талаптар қойылады. Конструкциясы бойынша кернеуді реттеу құрылғыларының екі түрі бар:

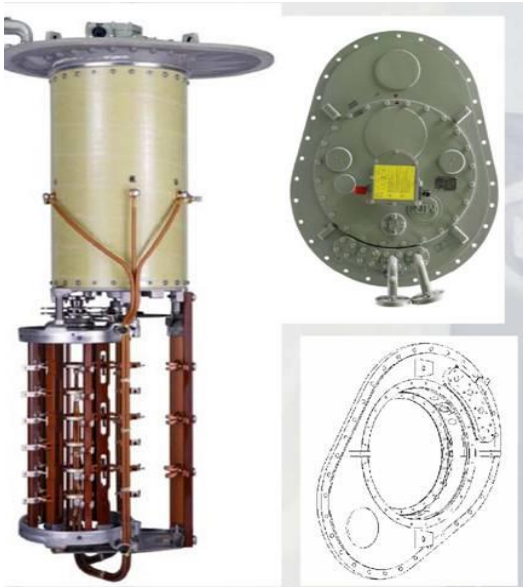
- қозусыз реттеумен (ПБВ), яғни трансформация коэффициентін өзгерту үшін трансформатор желіден ажыратылады;
- жүктеме кезіндегі кернеуді реттеумен (РПН).

РПН құрылғылары және оларды басқаратын автоматты реттеу жүйелері реттеу сатысының кернеу мөлшерімен, сезімталдық аймағымен, іске қосу уақытының төзімділігімен және реттеудің дәлдігімен сипатталады. Кейде қондырғыны өшірмей жұмыс кезінде желінің сипаттамаларын өзгерту қажет болады немесе ток беру кезінде параметрлер өзгереді. Сол уақытта трансформаторларда кернеуді берудің тиісті режимін қамтамасыз ету үшін РПН қолданылады.

4.3 OILTAP®MSE типті жаңа РПН құрылғысы

Көптеген энергиямен қамтамасыздандыру кәсіпорындарында және өндірістік заводтар Болгарияда жасалынған РПН-ді қолданып келді. Қазіргі кезде бұл құрылғылардың көбі өзінің қолдану ресурсын сөндіріп алды. Болгарияда жасалған РПН құрылғысы бар көп трансформаторлар жұмысқа қабілетті, бірақ оларға жаңа РПН құрылғысын орнату трансформаторлардың қолдану уақытын ұлғайтады. Сол мақсатта Лидер фирмасы РПН-ді ауыстырудың кәсіби және тиімді шешімін зерттеп, Болгарияда жасалған RS типті стандартты ауыстырып қосқыш орнына Германияның MR фирмасының OILTAP®MSE типті ауыстырып қосқышын ұсынды. Жаңадан шыққан

TAPMOTION® ED типтегі мотор іске қосқышпен бірге OILTAP®MSE типті РПН құрылғысы трансформатордың қолдану уақытын көп жылдарға созады. Бұл құрылғының артықшылықтарына тоқталатын болсақ, сапасы мен сенімділігі жоғары, мотор іске қосқышпен жабдықталған, ауыстыру жұмысы үлкен өзгерістерді талап етпейді, тек 1 ғана күнді алады, техникалық бақылануы қарапайым және ұзақ ревизия аралық интервалдары бар. Ал құру процесі трансформаторды сөндіру, жерлендіру, мүмкін болатын қосылуларды бұғаттау, майды құйып алу, люкті ашу, ажырату және шығыстарды маркалау, мотор іске қосқышты, механикалық қосылуларды, бұрыштық редукторды және қорғаныстық релені монтаждау және трансформация коэффициентін өзгерту, кептіру, май құюды байқап көру арқылы сипатталады.



4.4-сурет – OILTAP®MSE типті жаңа РПН құрылғысы [10]

4.4 Электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері

Электр станцияның генераторларының кернеуін өзгерту, трансформаторлардың және автотрансформаторлардың тансформация коэффициентін өзгерту, қоректендіруші желі параметрлерін өзгерту, желі бойынша өтетін реактивті қуат өлшемін өзгерту арқылы электр желілерінде кернеуді реттеу қиынға түседі. Қолданылатын бұл әдістер кернеудің орталықтандырылған реттеуін қамтамасыз етеді , бірақ соңғы үшеуі кернеуді жергілікті реттеуге де қолданылады.

Жергілікті реттеудің өзі орталықтандырылған және жергілікті болып сипатталады. Орталықтандырылған реттеу кезінде электр станциясының шиналары, сондай-ақ төмендететін қосалқы станцияның орташа немесе төмен кернеулі шиналары болуы мүмкін қуат орталығында, яғни процессорда кернеу өзгереді. Жергілікті реттеу тікелей тұтынушыларда жүргізіледі. Қуат

орталықтарындағы кернеуді реттеу одан қуат алатын бүкіл желідегі кернеу режимінің өзгеруіне әкеледі. Жергілікті реттеу желінің шектеулі бөлігіндегі кернеу режимінің өзгеруіне әкеледі.

Электр желілерінде қолданылатын кернеуді реттеу әдістерін қарастырамыз.

4.4.1 Электр станциялардағы желілер кернеуін генератормен реттеу

Элекр станцияларлардағы генераторлар энергетикалық жүйеде ортақ элекрлік желіге жұмыс істейді және сол үшін олардың жұмысы электр жүйелеріне қойылатын талаптарға бағынады. Мысалы, электр желілерінде түйіндік нүктелерде кернеу есептік деңгейін қамтамасыз ету шартынан шығып электр станцияларға активті қуатты өндіру тапсырмасымен бірге реактивті қуатты генерациялау графигі тапсырылады: максималды – активті жүктеменің таңертенгі және кешкі максимумдары және минималды – түнгі уақытта байқалады.

Жоғарлатқыш трансформаторлы блоктарда жұмыс істейтін генераторлар генераторлы кернеудің тарату желілерімен тікелей байланыста болмайды, ал өзіндік қажеттілік жүктемесі жүктеме кезінде кернеуді реттеуі бар трансформаторлар арқылы қоректенеді. Сондықтан реактивді қуатты олар арқылы генерациялануының үлкен өзгерісі және осыған байланысты генераторлар қысқыштарындағы кернеудің түбегейлі өзгерісі ерекше қиындықтар туғызбайды. Әдетте блоктық генераторларда ПТЭ-ге сәйкес кернеу өзгерісінің мүмкін болатын шегі -5%-дан +10% UH - ға дейін қоланылады.

Таратушы желі жалғанған генераторлық кернеу шинасында жұмыс істейтін генераторда кернеу кіші шекте реттеледі, өйткені кернеудің терең өзгерісі тұтынушылар үшін қолайсыз болады. Жүктеме жүйесінің берілген графигі бойынша бұл генераторларда реактивті қуатты реттеу кезінде тұтынушылардың дұрыс жұмысына қажетті шиналарда кернеу деңгейі ЖК желісімен генераторларды жалғайтын РПН-і бар трансформаторларының трансформация коэффициентінің өзгерісімен жетеді.

Генераторларды ЖК желілерімен жалғайтын трансформаторларда РПН болмаған жағдайда генераторлық кернеу шиналарында кернеуді реттеу генераторлардың қозуын өзгертумен бірге бір уақытта олардың реактивті қуатының (автоматты) өзгерісімен жүргізіледі. Реттеу қарсы және электр желдерінің диспетчері арқылы берілген кернеудің тәуліктік графигі бойынша іске асады.

4.4.2 Трансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту арқылы кернеуді реттеу

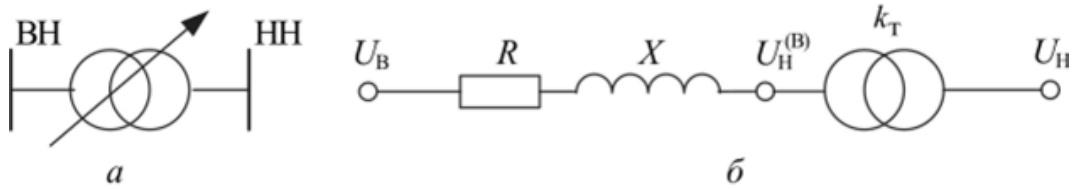
Кернеуі 6-10 кВ қалалық және ауылдық тарату желдері қуаты үлкен емес (400-630 кВ-ға дейін) трансформаторлармен жабдықталған. Бұл трансформаторлардың трансформация коэффициенті трансформаторды

желіден ажыратып, яғни трансформатордың қозуынсыз (ПБВ) ЖК орамының тармақтарын ауыстырып қосу арқылы ± 5% шегінде өзгереді. Сондықтан бұл трансформаторлардың трансформация коэффициенті тек қана жабдықтаудың сұлбасын өзгерісте, немесе ең жоғары маусымдық жүктемеден ең төменгі жүктемеге ауысуда немесе керісінше болғанда өзгереді, яғни маусымдық реттеу жүзеге асырылады. Бұл желілердегі кернеудің тәуліктік реттелуі ЦП-ға байланысты болады. Ұзақ маусымды мерзімге тиісті трансформация коэффициенті, ЦП шинасында кернеу деңгейіне және тарату желісінде кернеу шығындарына сүйене отырып таңдалады.

Тарату желілерін қоректендіретін қосалқы станцияларда кернеуді орталықтандырылған тәуліктік реттеуін қамтамасыз ету үшін РПН-і бар трансформаторлар орнатылады, яғни тармақтарын ауыстырып қосу барысында тұтынушыларды электрмен қамтамасыз ету үзілісісіз жүріп отырады. Трансформаторлар автоматты реттеу аппараттатарымен жабдықталады, жинақтаулы қамсыздандыруға кіретін кернеулі реттеуіштер кіреді.

35-330 кВ кернеу трансформаторларындағы ішіне салынған реттеу құрылғылары ЖК орамдарының бейтарабында орналасады. Кернеуді реттеу ауқымы 1, 5 немесе 1, 78% бойынша сатылы номинал кернеудің 12% немесе 16% -ін құрайды. 110 және 220 кВ үш орамды трансформаторларда РПН тек қана ЖК орамында орналасады, ал ОК орамы трансформатордың қозуынсыз ауыстырып қосылауына болатын трансформация коэффициенті ±2 - 2,5% аралығында өзгерісіне арналған тармаққа ие болады.

Электр желісін жобалау кезінде ең үлкен және ең аз жүктемелердің режимдерін есептеу орындалады және орнатылған төмендететін трансформаторлардың РПН немесе ПБВ көмегімен кернеуді реттеу мүмкіндігі тексеріледі. Ол үшін қосалқы станцияның НН шиналарында қажетті кернеуге жету үшін қажетті тармақтың нөмірі немесе кернеуі анықталады. Бұл жағдайда, әдетте, кернеуді қарсы реттеу принципіне сәйкес жүзеге асырылады. 4.5-сурет бойынша трансформатордың кедергісінде кернеудің төмендеуі орын алатындықтан, тармақты таңдағанда, ВН кернеуіне әкелетін трансформатордың кедергісінен кейінгі НН орамасының терминалдарындағы кернеуді есептеу керек [12].

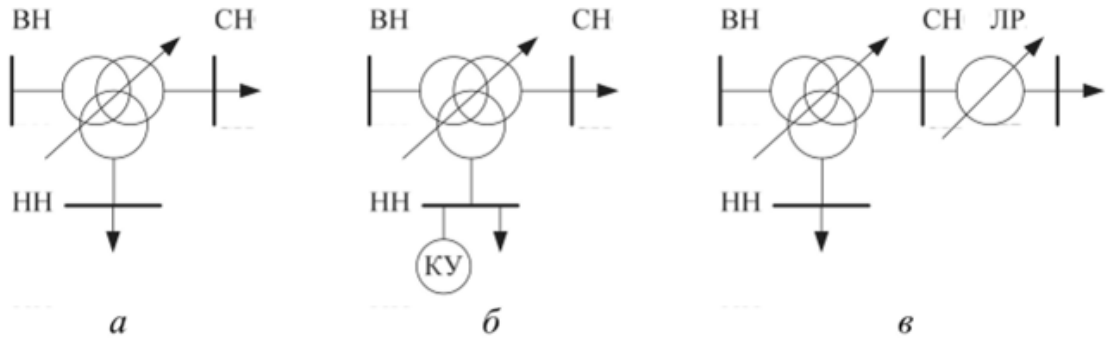


4.5-сурет – РПН трансформаторы: а-есептік схемасы; б-алмастыру схемасы [12]

4.4.3 Үш орамалы трансформаторлары мен автотрансформаторлары бар төмендететін қосалқы станциялар арқылы кернеуді реттеу

110 және 220 кВ үш орамалы трансформаторлар РПН - мен тек ВН орамасында орындалады, ал СН орамасында трансформация коэффициентін +2 х 2,5% өзгерту үшін ПБВ тармақтары қолданылады.

Үш орамалы трансформаторлардағы ВН жағынан кернеуді реттеу схемасы екі орамалы трансформаторлармен бірдей. Алайда, ВН жағындағы бұрылыстар санының өзгеруі ВН мен СН орамалары арасында да, ВН мен НН арасында да трансформация коэффициентінің өзгеруіне әкелетіндігін 4.6 а - суретінен көруге болады [12]. Мұндай реттеу байланыстырылған, нақтырақ тәуелді деп аталады, яғни кейбір шиналарда, мысалы, НН шиналарында реттеуді қамтамасыз ету басқа шиналарда СН кернеулерін өзгертуге мәжбүр болады. Егер СН және НН шиналарындағы жүктеме графиктері формада ұқсас болса, онда РПН құрылғысы номиналды кернеулердің екі сатысының желілеріндегі кернеуді реттеу үшін жеткілікті болуы мүмкін.



4.6-сурет – Үш орамалы трансформаторлары бар қосалқы станциядағы кернеуді реттеу [12]

Үш орамалы трансформатордың РПН тармақтарын таңдау дәл екі орамалы трансформатор сияқты орындалады, тек айырмашылығы, бұған дейін екі ораманың қайсысы, СН немесе НН кернеуді реттейтінін анықтау қажет. Осыған байланысты келесі формулалардың бірі қолданылады:

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{с}}^{(\text{в})} \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{жел}}}, \qquad U_{\text{отв}} = U_{\text{н}}^{(\text{в})} \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{жел}}} \tag{4.2}$$

мұндағы бірінші формуладағы $U_{\text{жел}}$ - СН орамасының кернеуіне, ал екінші формулада НН орамасына сәйкес келеді.

Шиналардың екі жүйесіндегі кернеуді реттеуге қойылатын талаптар қарама-қарсы болған жағдайда қосымша реттеу құралдары белгіленеді. Оларға 4.6 б - суретінде көрсетілген конденсатор қондырғысы (КУ) және 4.6 в - суретінде көрсетілген арнайы реттеу трансформаторлары, яғни

трансформатордың қайталама орамаларының бірінен тізбектей қосылатын сызықтық реттегіштер (ЛР) кіреді [12].

ЛР 6-35 кВ кернеуге 16-дан 100 МВА-ға дейінгі қуаттылықта шығарылады және трансформаторлардың реттелмейтін орамаларымен, сондай-ақ тікелей ЭБЖ-ға тізбектей орнатуға арналған. Негізгі трансформаторға қатысты конструктивті түрде бұл құрылғылар сыртқы болып табылады.

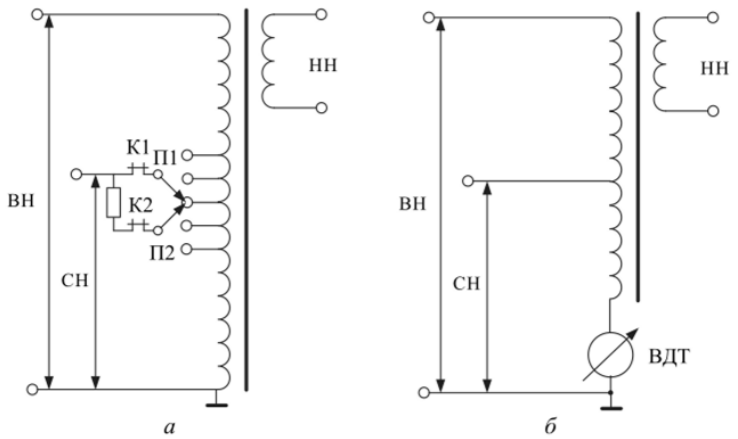
Номиналды кернеуі 220 кВ және одан жоғары қосалқы станцияларда автотрансформаторлар орнатылады. Автотрансформаторлардағы кернеуді реттеу құрылғысы (РПН) СН орамасының сызықтық ұшына енгізіледі, бұл тек 4.7 а - суретінде көрсетілгендей ВН және СН орамалары арасындағы трансформация коэффициентінің өзгеруін қамтамасыз етеді [14]. Автотрансформатордың НН орамасындағы кернеуді реттеу НН орамасымен немесе конденсатор қондырғысы (КУ) көмегімен сызықтық реттегіштер (ЛР) тізбектей орнату арқылы орындалуы мүмкін.

Автотрансформатордағы РПН тармақтарын таңдау үшін тармақтың болжамды кернеуін есептеу үшін келесі формула қолданылады:

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{вн}} \frac{U_{\text{жел}}}{U_{\text{с}}^{(\text{в})}} \tag{4.3}$$

мұндағы $U_{\text{жел}}$ - СН орамасындағы қажетті кернеу, ал $U_{\text{с}}^{(\text{в})}$ - ВН орамасының кернеуіне әкелетін СН жағындағы кернеу.

Алынған тармақ кернеуі ең жақын стандартты тармақ кернеуін таңдау үшін қолданылады.



а - СН жағынан желіде; б - Вольт-қосымша трансформаторлар (ВДТ) көмегімен

4.7-сурет – Автотрансформатордың кернеуін реттеу схемалары [14]

1985 жылға дейін автотрансформаторларда үш орамалы трансформаторлар сияқты РПН құрылғылары бейтарапқа орнатылды, бұл СН және НН орамдарындағы кернеудің байланысты реттелуіне әкелді. Бұл жағдай автотрансформаторлардағы реттеу мүмкіндіктерін айтарлықтай шектеді. Кейде автотрансформаторлардағы кернеуді реттеу үшін ЛР-ге ұқсас құрылғылар қолданылады, оларды вольт-қосымша трансформаторлар (ВДТ) деп атайды, олардың арнайы орамасы 4.7 б - суретінде көрсетілгендей ВН фазалық орамаларына тізбектей қосылады [14].

4.4.4 Желідегі кернеуді желі параметрлерін өзгерту арқылы реттеу

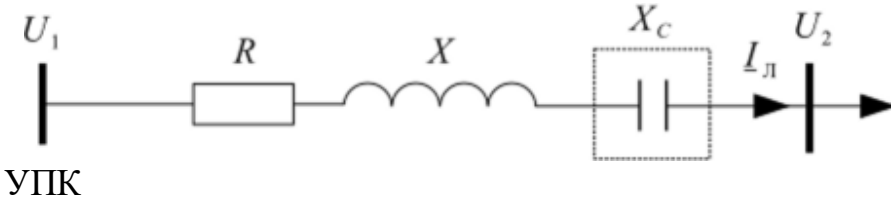
Жоғары және ультра жоғары кернеулі электр желілерінде, сондай-ақ трансформаторларда индуктивті кедергі белсенді кедергіден әлдеқайда жоғары, сондықтан кернеудің жоғалуына үлкен әсер етеді. Кейбір шектерде кернеуді қоректік желінің кедергісін өзгерту арқылы реттеуге болады. Егер қоректендіруші желі немесе оның бөлігі бірнеше параллель сызықтардан тұратын болса, минималды кернеу кезінде осындай сызықтардың бірін ажырату арқылы қоректендіруші желінің кернеу шығынын үлкейтуге болады және осылайша тұтыныушының кернеуін төмендетуге болады.

Тізбектің реактивті кедергісін азаюына және кезегінше максималды жүктеме кезінде кернеудің жоғарылауына конденсаторлар желісін кесуге дәйекті қосу 4.8 - суретте көрсетілгендей желінің индуктивтіліктің бойлық копенсациясын қолдану арқылы қол жеткізуге болады [12]. Коммутаторы бар конденсатор батареясы бойлық компенсация құрылғысы (УКП) деп аталады.

Желі буынының қабылдағыш соңындағы кернеуі *Xc* кедергілі бойлық компенсация кезінде келесі формуламен өрнектеледі:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1(X - X_c)}{U_1} - j \cdot \frac{P_1(X - X_c) - QR}{U_1} \qquad (2.4)$$

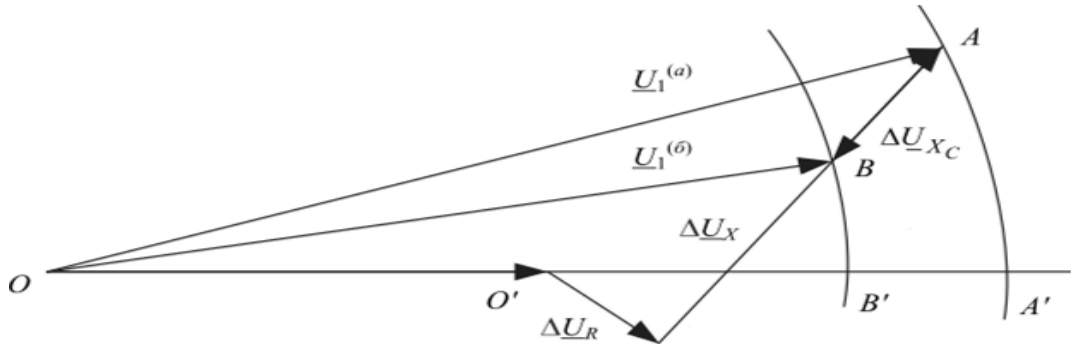
Формуладан көрініп тұрғандай *Xc* (мысалы, төмен жүктеме кезінде конденсаторларды шунтирлеу) өрнегіннің өзгерісі арқылы желідегі кернеуін сатылы реттеуге болады.



4.8-сурет – Сызықтың индуктивті кедергісінің бойлық компенсациясы [12]

Оның бойлық кедергісін компенсациялау кезінде электр желілерінің кернеулерінің векторлық диаграммасын қарастырамыз. Конденсатор

батареясы болмаса, желідегі кернеудің жоғалуы 4.9 - суретінде көрсетілгендей, O'A' сегментімен өлшенеді. Бойлық өтемақы құрылғысы (УПК) орнатылған кезде кернеудің жоғалуы O'B' сегментімен анықталады [12].



4.9-сурет – УПК орнату кезіндегі кернеулердің векторлық диаграммасы [12]

Конденсаторлық батареяның қуатын өзгерту арқылы желідегі кез-келген кернеудің жоғалуын алуға болады, оларды тіпті кернеу басынан жоғары болған кезде теріс мәнге дейін жеткізуге болады. Желінің индуктивті кедергісі УПК сыйымдылық кедергісі тең болған кезде желідегі кернеудің төмендеуі тек желінің белсенді кедергісімен анықталады:

$$\Delta U = \frac{PR}{U_2} - j\frac{QR}{U_2} \tag{4.5}$$

Іс жүзінде сызықтың индуктивті кедергісінің ішінара өтемақысы ғана қолданылады. Тарату желілеріндегі толық немесе айтарлықтай өтемақы желідегі асқын кернеулердің пайда болуымен байланысты. Алынған желінің индуктивті кедергісінің төмендеуі желідегі қысқа тұйықталу токтарының көбеюіне әкеледі.

Желінің кедергісінің өзгеруін параллель жұмыс істейтін элементтердің бір бөлігін - екі тізбекті электр желілерінің бір тізбегін немесе параллель жұмыс істейтін трансформаторлардың бірін өшіру және қосу арқылы алуға болады. Шағын жүктеме режимдерінде, кернеудің жоғалуы аз болған кезде, кернеудің жоғалуын арттыру үшін бір желі тізбегін немесе бір трансформаторды өшіруге болады, ал ауыр жүктемелер кезінде барлық элементтерді қосуға болады.

Желі желілерінің бір бөлігін ажырату электр энергиясының жоғалуының артуына және тұтынушылардың қуат сенімділігінің төмендеуіне әкеледі, сондықтан кернеуді реттеудің бұл әдісі іс жүзінде қолданылмайды. Параллель жұмыс істейтін трансформаторларды аз жүктелген режимдерде өшіру тіпті бос жүріс шығындарын азайту арқылы электр энергиясының жоғалуын азайтуы мүмкін. Сонымен қатар, трансформаторлар электр желісінің өте

сенімді элементтері болып табылады, сондықтан бір трансформатормен жұмыс істеу өте қолайлы болып табылады.

Алысқа тасымалдау желілерінде бойлық компенсацияны олардың өткізгіштік қасиетін жоғарылату үшін қолданылады. Бойлық компенсация үшін батареяда конденсаторлар саны қабылдағыш қосалқы станция талап етілген кернеуінің дәрежесімен және желінің максималды жүктемесімен анықталады. Жоғары кернеулі электр берілістерінде, әдетте, желінің индуктивтілігін 40-50% жоғары емес компенсациялайды, компенсацияның дәрежесінің үлкен болуы релелік қорғаныстың жалған қозғалысына алып келуі мүмкін.

4.4.5 Желідегі реактивті қуат өлшемін өзгерте отырып кернеуді реттеу

Реактивті қуатты өзгерту арқылы кернеуді синхронды компенсаторлар немесе конденсаторлар батареялары көмегімен, егер ол жүктемеге параллель қосылған болса тиімді реттеуге болады.

Біз желінің ұштарындағы кернеулердің арақатынасын екі жағдайға, біріншісі реактивті қуаттың компенсациясы болмаған кезде; екіншісі жүктеме шиналарында қажетті кернеуге қол жеткізілетін компенсация мөлшері болған кезде деп жазамыз. Желінің басындағы кернеу екі жағдайда да өзгермейтін болып саналады.

$$U_1 \approx U_2 + \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} \tag{4.6}$$

$$U_1 \approx U_{\text{жел}} + \frac{P_2 \cdot R + (Q_2 - Q_{\text{ку}}) \cdot X}{U_{\text{жел}}} \tag{4.7}$$

Бұл қатынастар, бұл жерде кернеудің төмендеуінің көлденең компоненті жоқ болғандықтан шамамен алынған.

Сызықтың басындағы кернеулер екі теңдеуде де бірдей болғандықтан, олардың оң бөліктерін теңестіруге болатынын келесі формулалардан көре аламыз.

$$U_2 + \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} = U_{\text{жел}} + \frac{P_2 \cdot R + (Q_2 - Q_{\text{ку}}) \cdot X}{U_{\text{жел}}} \tag{4.8}$$

Шамамен есептеп, $\frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} \approx U_{\text{жел}} + \frac{P_2 \cdot R + (Q_2 - Q_{\text{ку}}) \cdot X}{U_{\text{жел}}}$, бұдан

$U_2 = U_{\text{жел}} - \frac{Q_{\text{ку}} \cdot X}{U_{\text{жел}}}$, нәтижесінде келесі өрнекті аламыз:

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{U_{\text{жел}} \cdot (U_{\text{жел}} - U_2)}{X} \tag{4.9}$$

Синхронды компенсатор қабылдағыш қосалқы станцияға орналастырылады және қосалқы станцияның ТК шинасына немесе автотрансформатордың ТК орамына жалғанады. Мұндай компенсатор синхронды электр қозғалтқыш болып табылады, және асқын қоздырылған кезде желі үшін сыйымдылық жүктеме болады немесе реактивті индуктивті қуат генераторы болады, ал қоздырылмаса реактивті қуат тұтынушысы болады. Осылайша синхронды компенсатордың қоздыруын өзгету арқылы желі бойымен ағатын реактивті қуат мөлшеріне әсер етеді және сәйкесінше тұтынушы кернеуіне әсер етеді.

$$U_2 = U_1 - \frac{PR+QX}{U_1} - j \cdot \frac{PX-QR}{U_1} \qquad (4.10)$$

Бұл формула бойынша кедергі буынындағы кернеу құлауы активті және реактивті қуаттан бөлуінуі бар векторлық диаграмма тұрақты активті жүктеме кезіндегі желідегі реактивті қуаттың өзгерісіне тәуелді болатын U_2 өзгерісін көрсетеді.

СК-ның көмегімен кернеуді реттеу еркін өтеді. Реттеу диапазоны СК қуатынан және желінің реактивті жүктеме өлшемінен тәуелді.

Синхронды компенсатордың номинал қуаты реактивті қуатты генерациялау кезіндегі қуат болып саналады, яғни аса қоздыру жұмысы кезінде. Компенсатордың қоздырылмай қалу немесе қоздыруы жоқ болғанда жұмысы кезінде, яғни реактивті қуатты (минимал жүктеме кезідегі) тұтыну режимі кезінде оның максималды қуаты номиналды қуаттың 40-60%-ін құрайды. Бұл дегеніміз СК қоздыру тогы азаяды. Реактивті қуатты тұтыну режимі кезінде СК қуатын жоғарылату үшін қарама қарсы өоздыруды қолдану керек. Бұл жағдайда оның қуаты номиналдының 0,65-нен төмен болады.

Синхронды компенсаторлар кернеуі 6,3-10,5кВ болатын 10-16 МВА қуата және кернеуі 10,5кВ болатын 25-100 МВА қуатта тағайындалады. Қуаты 25МВА-ден жоғары болатын СК сутекті суытумен жасалады. Үлкен СК, әдетте, реактивті қуаттың жүйедегі генерациялану графигіь бойынша қолданылады және сол үшін кернеуді орталықтандырып реттеу үшін қолданылады.

Компенсациялаушы қондырғының есептік қуаты СК-ның минималды қуатынан төмен болған кезде немесе реактивті қуатты тұтыну режимінде оның жұмысы керегі болмаған кезде секция қатарына бөлінген конденсаторлардың басқару батареялары (КББ) орнатылады. Секцияның қуаты қолданушы қосалқы станцияның екіншілік шинасында кернеудің құлауының рұрсат етілген мәнімен анықталады. КББ СК-ға қарағанда үлкен тиімділікке ие және сол себепті үлкен қолданысқа ие болып табылады.

Электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері арқылы, нақтырақ айтқанда, желі параметрлерін өзгерту және реактивті қуат өлшемін өзгерте отырып кернеуді келесі есептеулер бойынша реттейміз.

5 Кернеу шығындарын есептеу

5.1 Желідегі кернеу шығындарын есептеу

Максималды режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

U_{max} *=220 кВ,*

Желінің бойлық шығынын келесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + jQ \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ} \quad (5.1)$$

мұндағы U – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U = \frac{P \cdot X - jQ \cdot R}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ} \quad (5.2)$$

$$U_i = U_i - \Delta U - j\delta U \ \text{кВ}, \quad (5.3)$$

I_1 участок үшін L1 желісі:
*2*АС-400/51*

$$\Delta U_1 = \frac{324{,}99 \cdot 4{,}5 + 323{,}58 \cdot 25{,}2}{242} = 39{,}7 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{324{,}99 \cdot 25{,}2 - 323{,}58 \cdot 4{,}5}{242} = j27{,}8 \text{ кВ},$$

$$U_2 = 242 - 39{,}7 - j27{,}8 = 202{,}3 - j27{,}8 \ \text{кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{202{,}3^2 + 27{,}8^2} = 204 \ \text{кВ}.$$

I_2 участок үшін L2 желісі: әуе желелері бойында көлдеңен БКларды қолдана отырып, реактивті қуатты төмендетім.
*2*АС-240/32*

$$\Delta U_2 = \frac{200{,}725 \cdot 6{,}65 + 71{,}72 \cdot 23{,}92}{204} = 14{,}95 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{200{,}725 \cdot 23{,}92 - 71{,}72 \cdot 6{,}65}{204} = j21{,}19 \text{ кВ},$$

$$U_3 = 204 - 14{,}95 - j21{,}19 = 189{,}05 - j21{,}19 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{189{,}05^2 + 21{,}19^2} = 190{,}23 \text{ кВ}.$$

I_3 участок үшін L3 желісі: әуе желелері бойында көлденең БКларды қолдана отырып, реактивті қуатты төмендетім.

АС-240/32

$$\Delta U_3 = \frac{92{,}7 \cdot 12{,}1 + 20{,}95 \cdot 43{,}5}{190{,}23} = 10{,}68 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{92{,}7 \cdot 43{,}5 - 20{,}95 \cdot 12{,}1}{190{,}23} = j19{,}86 \text{ кВ},$$

$$U_4 = 190{,}23 - 10{,}68 - j19{,}89 = 179{,}55 - j19{,}89 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \sqrt{179{,}55^2 + 19{,}89^2} = 180{,}64 \text{ кВ}.$$

I_1 участок үшін L1 желісі:

*2*АС-240/32*

$$\Delta U_1 = \frac{214{,}315 \cdot 9{,}075 + 204{,}495 \cdot 32{,}625}{242} = 35{,}6 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{214{,}315 \cdot 32{,}625 - 204{,}495 \cdot 9{,}075}{242} = j21{,}2 \text{ кВ},$$

$$U_2 = 242 - 35{,}6 - j21{,}2 = 206{,}4 - j21{,}2 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{206{,}4^2 + 21{,}2^2} = 207 \text{ кВ}.$$

I_2 участок үшін L2 желісі:

АС-240/32

$$\Delta U_2 = \frac{82{,}12 \cdot 12{,}1 + 61{,}34 \cdot 43{,}5}{207} = 17{,}6 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{82{,}12 \cdot 43{,}5 - 61{,}34 \cdot 12{,}1}{207} = j13{,}6 \text{ кВ},$$

$$U_3 = 207 - 17{,}6 - j13{,}6 = 189{,}4 - j13{,}6 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{189{,}4^2 + 13{,}6^2} = 190 \text{ кВ}.$$

5.2 Трансформатордағы кернеу шығындарын есептеу

Максималды режим кезінде трансформатордың бойлық және көлденең шығындарын есептеу

U_{max} *=220 кВ,*

Трансформатордың бойлық шығынын елесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + jQ \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ} \quad (5.4)$$

мұндағы U – желіден шығатын кернеу.

Трансформатордың көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U = \frac{P \cdot X - jQ \cdot R}{U_{\text{ном}}}, \text{кВ} \quad (5.5)$$

$$U_i = U_i - \Delta U - j\delta U \ \text{кВ}, \quad (5.6)$$

I_1 участок үшін L1 желісі:
*2*AC-400/51*

$$\Delta U_1 = \frac{110{,}785 \cdot 1{,}9 + 105{,}88 \cdot 63{,}48}{204} = 33{,}97 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{110{,}785 \cdot 63{,}48 - 105{,}88 \cdot 1{,}9}{204} = j33{,}45 \text{ кВ},$$

$$U_2 = 204 - 33{,}97 - j33{,}45 = 170{,}03 - j33{,}45 \ \text{кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{170{,}03^2 + 33{,}45^2} = 173{,}28 \ \text{кВ}.$$

I_2 участок үшін L2 желісі:
*2*AC-240/32*

$$\Delta U_2 = \frac{100{,}675 \cdot 1{,}9 + 94{,}45 \cdot 63{,}48}{190{,}23} = 32{,}52 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{100{,}675 \cdot 63{,}48 - 94{,}45 \cdot 1{,}9}{190{,}23} = j32{,}65 \text{ кВ},$$

$$U_3 = 190{,}23 - 32{,}52 - j32{,}65 = 157{,}71 - j32{,}65 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{157{,}71^2 + 32{,}65^2} = 161{,}05 \text{ кВ}.$$

I_3 участок үшін L3 желісі:
АС-240/32

$$\Delta U_3 = \frac{90{,}565 \cdot 1{,}9 + 83{,}38 \cdot 63{,}48}{180{,}64} = 30{,}25 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{90{,}565 \cdot 63{,}48 - 83{,}38 \cdot 1{,}9}{180{,}64} = j30{,}94 \text{ кВ},$$

$$U_4 = 180{,}64 - 30{,}25 - j30{,}94 = 150{,}39 - j30{,}94 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \sqrt{150{,}39^2 + 30{,}94^2} = 153{,}53 \text{ кВ}.$$

I_1 участок үшін L1 желісі:
*2*АС-240/32*

$$\Delta U_1 = \frac{120{,}605 \cdot 0{,}55 + 126{,}625 \cdot 59{,}2}{207} = 36{,}53 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{120{,}605 \cdot 59{,}2 - 126{,}625 \cdot 0{,}55}{207} = j34{,}15 \text{ кВ},$$

$$U_2 = 207 - 36{,}53 - j34{,}15 = 170{,}47 - j34{,}15 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{170{,}47^2 + 34{,}15^2} = 173{,}85 \text{ кВ}.$$

I_2 участок үшін L1 желісі:
АС-240/32

$$\Delta U_2 = \frac{80{,}465 \cdot 1{,}9 + 72{,}7 \cdot 63{,}48}{190} = 25{,}09 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{80{,}465 \cdot 63{,}48 - 72{,}7 \cdot 1{,}9}{190} = j26{,}15 \text{ кВ},$$

$$U_3 = 190 - 25{,}09 - j26{,}15 = 164{,}91 - j26{,}15 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{164{,}91^2 + 26{,}15^2} = 166{,}97 \text{ кВ}.$$

6 Кернеудің реттелуін есептеу

№1 қосалқы станция үшін
ТРДЦН – 100000/220, $\pm 8 \times 1{,}5\%$.

$$K_{T1} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_1^T \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = 173{,}28 \cdot \frac{11}{10{,}5} = 181{,}53 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C} = \frac{230 - 181{,}53}{3{,}45} = 14,$$

$$C = 1{,}5\ \%, \qquad U_{\text{ВН}} = 3{,}45 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC = 230 - 14 \cdot 3{,}45 = 181{,}7 \text{ кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{181{,}7}{11} = 16{,}5,$$

$$U_1 = \frac{U_1^T}{\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}}} = \frac{173{,}28}{16{,}5} = 10{,}5 \text{ кВ}.$$

Тұтынушылардың номиналды кернеуін қамтамасыз ету үшін қажетті трансформация коэффициентін табамыз:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{U_4^T}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = \frac{173{,}28}{10{,}5} = 16{,}5.$$

Рационалды тармақты таңдау:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{230 \pm \text{X} \cdot 3{,}45}{11} = 16{,}5,$$

$$\text{X} = \frac{16{,}5 \cdot 11 - 230}{3{,}45} = -14{,}05,$$

$$U_{\text{Т}} = \frac{173{,}28 \cdot 11}{230 - 15 \cdot 3{,}45} = 10{,}69 \text{ кВ}.$$

Бірінші қосалқы станцияға ЛТМН реттеу трансформаторының №21-ші стандартты кернеу тармағын қою арқылы 8,28 кВ кернеуді 10,69 кВ-қа көтердім. ЛТМН-16000/10$\pm 10 \times 1{,}5\%$ реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары 6.1-кестеде көрсетілген.

6.1-кесте– ЛТМН-16000/10$\pm 10 \times 1{,}5\%$ реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары

№ Реті	Қосылған бұрылыстар саны. Wp%	Қосылған бұрылыстар бірлік саны	$K_{тр}$	п/ст №2
1	15	1,15	24,035	
2	13,5	1,135	23,7215	
3	12	1,12	23,408	
4	10,5	1,105	23,0945	
5	9	1,09	22,781	
6	7,5	1,075	22,4675	
7	6	1,06	22,154	
8	4,5	1,045	21,8405	
9	3	1,03	21,527	
10	1,5	1,015	21,2135	
11	0	1	$K_{T1} = \frac{230}{11} = 20{,}9$	Max
12	-1,5	0,985	20,5865	
13	-3	0,97	20,273	
14	-4,5	0,955	19,9595	
15	-6	0,94	19,646	
16	-7,5	0,925	19,3325	
17	-9	0,91	19,019	
18	-10,5	0,895	18,7055	
19	-12	0,88	18,392	
20	-13,5	0,865	18,0785	
21	**-15**	**0,85**	**17,765**	

№2 қосалқы станция үшін

ТРДЦН – 100000/220, $\pm 8 \times 1{,}5\%$

$$K_{T1} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_2^T \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = 161{,}05 \cdot \frac{11}{10{,}5} = 168{,}71 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C} = \frac{230 - 168{,}71}{3{,}45} = 18,$$

$$C = 1{,}5\ \%, \qquad U_{\text{ВН}} = 3{,}45 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC = 230 - 18 \cdot 3{,}45 = 167{,}9 \text{ кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{167{,}9}{11} = 15{,}26,$$

$$U_2 = \frac{U_1^T}{\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}}} = \frac{161{,}05}{15} = 10{,}73 \text{ кВ}.$$

Тұтынушылардың номиналды кернеуін қамтамасыз ету үшін қажетті трансформация коэффициентін табамыз:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{U_4^T}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = \frac{161{,}05}{10{,}5} = 15{,}33.$$

Рационалды тармақты таңдау:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{230 \pm \text{X} \cdot 3{,}45}{11} = 15{,}33,$$

$$\text{X} = \frac{15{,}33 \cdot 11 - 230}{3{,}45} = -17{,}78,$$

$$U_{\text{Т}} = \frac{161{,}05 \cdot 11}{230 - 15 \cdot 3{,}45} = 9{,}93 \text{ кВ}.$$

Екінші қосалқы станцияға ЛТМН реттеу трансформаторының №21-ші стандартты кернеу тармағына қою арқылы 7,7 кВ кернеуді 9,93 кВ-қа көтердім. ЛТМН-16000/10$\pm$10 $\times$ 1,5% реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары жоғарыда 6.1-кестеде көрсетілген.

№3 қосалқы станция үшін
ТРДЦН – 100000/220, $\pm 8 \times 1{,}5\%$

$$K_{T1} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{З}}^{T} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = 153{,}53 \cdot \frac{11}{10} = 168{,}8 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C} = \frac{230 - 168{,}8}{3{,}45} = 18,$$

$$C = 1{,}5\ \%, \qquad U_{\text{ВН}} = 3{,}45 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC = 230 - 18 \cdot 3{,}45 = 167{,}9 \text{ кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{167{,}9}{11} = 15{,}26,$$

$$U_{\text{З}} = \frac{U_{1}^{T}}{\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}}} = \frac{153{,}53}{15{,}26} = 10{,}06 \text{ кВ}.$$

Тұтынушылардың номиналды кернеуін қамтамасыз ету үшін қажетті трансформация коэффициентін табамыз:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{U_{4}^{T}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = \frac{153{,}53}{10} = 15{,}35.$$

Рационалды тармақты таңдау:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{230 \pm \text{X} \cdot 3{,}45}{11} = 15{,}35,$$

$$\text{X} = \frac{15{,}35 \cdot 11 - 230}{3{,}45} = -18,$$

$$U_{\text{Т}} = \frac{153{,}53 \cdot 11}{230 - 15 \cdot 3{,}45} = 9{,}47 \text{ кВ}.$$

Үшінші қосалқы станцияға ЛТМН реттеу трансформаторының №21-ші стандартты кернеу тармағына қою арқылы 7,34 кВ кернеуді 9,47 кВ-қа көтердім. ЛТМН-16000/10$\pm 10 \times 1{,}5\%$ реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары жоғарыда 6.1-кестеде көрсетілген.

№4 қосалқы станция үшін

АТДЦТН – 125000/220/110, $\pm 6 \times 2\%$

$$K_{T4} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_4^T \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = 173{,}85 \cdot \frac{11}{10{,}5} = 182{,}12 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C} = \frac{230 - 182{,}12}{4{,}6} = 10,$$

$$C = 2\%, \qquad U_{\text{ВН}} = 4{,}6 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC = 230 - 10 \cdot 4{,}6 = 184 \text{ кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{184}{11} = 16{,}72,$$

$$U_1 = \frac{U_4^T}{\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}}} = \frac{173{,}85}{16{,}72} = 10{,}4 \text{ кВ}.$$

Тұтынушылардың номиналды кернеуін қамтамасыз ету үшін қажетті трансформация коэффициентін табамыз:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{U_4^T}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = \frac{173{,}85}{10{,}5} = 16{,}55.$$

Рационалды тармақты таңдау:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{230 \pm \text{X} \cdot 4{,}6}{11} = 16{,}55,$$

$$\text{X} = \frac{16{,}55 \cdot 11 - 230}{4{,}6} = -10{,}42,$$

$$U_{\text{Т}} = \frac{173{,}85 \cdot 11}{230 - 10 \cdot 4{,}6} = 10{,}4 \text{ кВ}.$$

Төртінші қосалқы станцияға РПН реттеу трансформаторының №12-ші стандартты кернеу тармағына қою арқылы 8,31 кВ кернеуді 10,4 кВ-қа көтердім. РПН $\pm 6 \times 2\%$ реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары 6.2-кестеде көрсетілген.

6.2-кесте – РПН $\pm 6 \times 2\%$ реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары

№ Реті	Қосылған бұрылыстар саны. Wp%	Қосылған бұрылыстар бірлік саны	$K_{тр}$	п/ст №2
1	12	1,12	23,408	
2	10	1,1	22,99	
3	8	1,08	22,572	
4	6	1,06	22,154	
5	4	1,04	21,736	
6	2	1,02	21,318	
7	0	1	$K_{T1} = \frac{230}{11} = 20{,}9$	Max
8	-2	0,98	20,482	
9	-4	0,96	20,064	
10	-6	0,94	19,646	
11	-8	0,92	19,228	
12	**-10**	**0,90**	**18,81**	
13	-12	0,88	18,392	

№5 қосалқы станция үшін

ТРДЦН – 100000/220, $\pm 8 \times 1{,}5\%$

$$K_{T1} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{11} = 20{,}9.$$

Қажетті тармақ кернеуі:

$$U_{\text{Т.ҚЖ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{З}}^{T} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = 166{,}97 \cdot \frac{11}{10{,}5} = 174{,}92 \text{ кВ}.$$

Тармақтар саны:

$$n = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{Т.ҚЖ1}}^{\text{НБ}}}{C} = \frac{230 - 174{,}92}{3{,}45} = 16,$$

$$C = 1{,}5\ \%, \qquad U_{\text{ВН}} = 3{,}45\ \text{кВ},$$

$$U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}} = U_{\text{ВН}} - nC = 230 - 16 \cdot 3{,}45 = 174{,}8\ \text{кВ},$$

$$\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}} = \frac{U_{\text{Т.СТ}}^{\text{НБ}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{174{,}8}{11} = 15{,}89,$$

$$U_2 = \frac{U_1^T}{\text{К}_{\text{ТР.Р}}^{\text{НБ}}} = \frac{166{,}97}{15{,}89} = 10{,}5\ \text{кВ}.$$

Тұтынушылардың номиналды кернеуін қамтамасыз ету үшін қажетті трансформация коэффициентін табамыз:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{U_4^T}{U_{\text{ҚЖ}}^{\text{НБ}}} = \frac{166{,}97}{10{,}5} = 15{,}9.$$

Рационалды тармақты таңдау:

$$\text{К}_{\text{ҚЖ}} = \frac{230 \pm \text{X} \cdot 3{,}45}{11} = 15{,}9,$$

$$\text{X} = \frac{15{,}9 \cdot 11 - 230}{3{,}45} = -16,$$

$$U_{\text{Т}} = \frac{166{,}97 \cdot 11}{230 - 15 \cdot 3{,}45} = 10{,}3\ \text{кВ}\ .$$

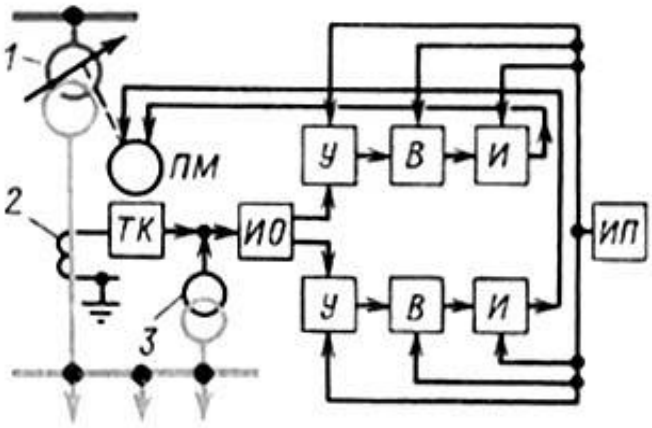
Бесінші қосалқы станцияға ЛТМН реттеу трансформаторының №21-ші стандартты кернеу тармағына қою арқылы 7,98 кВ кернеуді 10,3 кВ-қа көтердім. ЛТМН-16000/10$\pm$10 $\times$ 1,5% реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармақтары жоғарыда 6.1-кестеде көрсетілген.

6.1 Кернеудің автоматты реттелуі

РПН-ді автоматты реттеу үшін трансформация коэффициентін автоматты реттеу (ТКАР) блоктарымен жабдықталады. Автоматты реттеудің құрылымдық схемасы 6.1-суретте келтірілген [6]. Кернеу трансформаторынан

ТКАР блок қысқыштарына реттелетін кернеу беріледі. Сонымен қатар, жүктеме тогынан кернеудің құлауын ток компенсация (ТК) құрылғысы арқылы есептеледі. ТКАР блогының шығысында орындаушы орган И дұрыс механизмнің жұмысын басқарады.

Қашықтықтан басқаруда оларды тек қана автоматты реттеуді түзетуге болмайтын жағдайда, ауыстырып қос бұйрығы орындалмаған жағдайда (сайлауыш түйіспелерінің аралық жағдайда қалып қалғанда, іске қосу механизмінің жұмысынан бас тартқанда) ауыстырылады. ТКАР блогы зақымданған кезде ол ажыратылулы болуы керек және РПН құрылғысын қашықтықтан басқаруға ауыстыру керек.



1-реттелінетін трансформатор; 2-ток трансформаторы; 3-кернеу трансформаторы; ТК- ток компенсация құрылғысы; ИО- өлшеуіш бөлік; У- басқару бөлігі; В- уақыт ұстанымы бөлігі; И- орындаушы бөлік; ИП- қорек көзі; ПМ- іске келтіргіш механизм

6.1-сурет – Кернеуді автоматты реттеудің құрылымдық схемасы [6]

РПН құрылғысын қашықтықтан басқарудан бас тартқан жағдайда жергілікті басқаруға ауыстыру керек. Түйіспені немесе сайлағышты өзгертуге болмайтын болғанда трансформаторды ажыратып сөндіреді.

Трансформаторды қалыпты пайдалану кезінде аса жүктелу , апаттық аса жүктелу (егер ток мәні 200%-тік номиналды токтан асып кетпесе) РПН жұмысына шектеу қоя алмайды. Рұқсат етілген максималды жүктелуден асқан кезде арнайы бұғаттау ауыстырып қосқыш құрылғысының іске қосылуына тиым салады.

РПН жағдайы жабдықты тексеру кезінде бақылану керек. Басқару шитындағы және РПН ауыстырып қосқыштың жағдайын көрсететін көрсеткіштерді салыстыру керек, себебі сельсин-датчик және сельсин-қабылдағыштың бір бірімен сәйкес келмеуі жұмыстың істелуіне кері себепкер болады. Барлық параллель жұмыс істейтін трансформаторлардың РПН ауыстырып қосқыштырының бірдей жағдайы тексеріледі немесе фаза

бойынша басқару кезінде жеке фазалар тексеріледі, РПН ауыстырып қосқыштар санының санағышының корсеткіші жазылады.

РПН-нің электрлік тозуға төзімділігі ауыстырылып қосылатын ток мәнінен тәуелді болады. 1000 А-ге дейінгі ток кезінде 60 000 ауыстырып қосылудан кем емес, 1000 А ток кезінде 25 000 ауыстырып қосылу болады.

Қолданыста жоғары өтпелі кедергілі түйіспелерді қалдыруға болмайды, себебі олардың қызуы майдың бұзылу процесін тездетеді.

РПН түйіспелер багіндегі май сапасының критериі ылғалдылықтың болмауы болып табылады. Түсі, көміртектің болуы, қышқылдылық және басқа да көрсеткіштердің рөлі жоқ және түйіспелер багінде оның әрі қарай қолдаруына кедергі болмайды. Май сынамасының анализі әрбір 5000 ауыстырып қосылудан кейін алынуы керек, ол РПН жұмыс уақытына тәуелсіз.

Кеңейткіш бөлігінде немесе түйіспелер багында майды май көрсеткіш арқылы тексереді. Май деңгейін рұқсат етілген шекте ұстап тұру керек. Майдың төмен деңгейі кезінде түйіспелерде доғаның жану уақыты үлкейеді.

Жоғарыда айтылғандай, егер РПН-де техникалық шартта басқа температура қарастырылмаса түйіспелердің қалыпты жұмысы үшін май температурасы -20^{0}С-тан аз болмауы керек. Қоршаған ауаның төмен температурасы кезінде түйіспелер багіндегі қыздыру элементтерінің жұмысын бақылау керек. Егер май температурасы түйіспе багінде немесе трансформатор багінде -21^0 С дейін төмендесе РПН-ді жұмыстан шығару керек. Тұтқыр май болғанда түйіспе іске қосылу кезінде оның сынуына қауіп келтіретін механикалық жүктелу пайда болады. Сонымен қатар ауыстырып қосу уақыты көп болып және олардың ток астында ұзақ болуына байланысты резисторлар зақымдануы мүмкін.

Егер РПН-де түйіспелер қызуы қарастырылса, онда қыс уақытында қоршаған ауа температурасы -15^{0}С түйіспелерді автоматты қыздыру жүйесі іске қосылады. Қыздыру жүйесін қолмен қосуға рұқсат етілмейді.

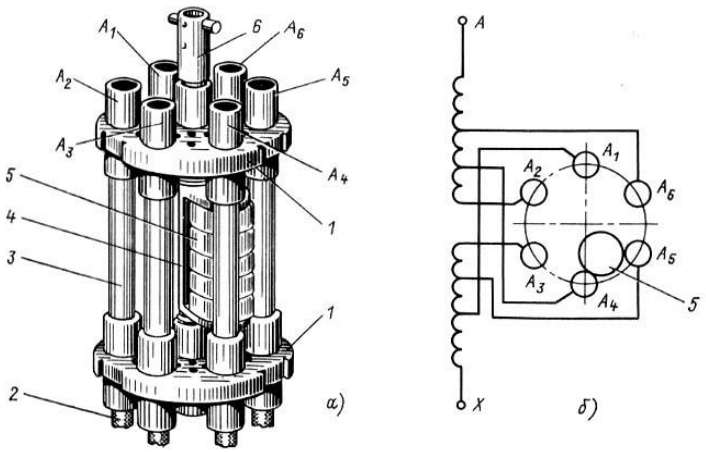
6.2 Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу

Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің ең кең тараған түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу болып табылады. Осы мақсатта трансформаторлардың орамдарында реттеуші тармақтар және тарамақтарды арнайы ауыстырып қосқыштар қарастырылады. Тарамақтарды арнайы ауыстырып қосқыштар көмегімен трансформация коэффициентін жоғарылату немесе төмендету арқылы жұмысқа қосылған тармақтар санын өзгертеді:

$$К_{ВН-НН} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{w_{ВН}}{w_{НН}} \qquad (6.1)$$

мұндағы $w_{ВН}$ және $w_{НН}$ - ЖК және ТК сәйкес орамдардың жұмысқа қосылған тармақтар саны

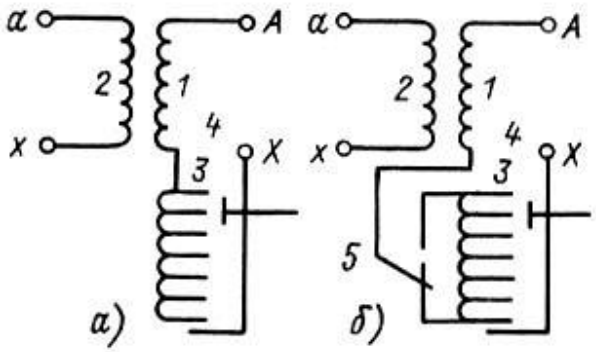
Жоғары және төмен кернеу орамдары арасындағы трансформация коэффициентінің өзгерісі 6.2-суретте көрсетілгендей, ТК шинасында номинал кернеуге жақын кернеуді ұстап тұрады [5].



6.2-сурет – Тармақтардың барабан типті ауыстырып қосқышы және тармақтарды ауыстырып қосу схемасы [5]

Жоғарыда, 4.2-тараудан конструкциясы бойынша коммутациялық құрылғылардың 2 түрі бар екендігі белгілі. Тармақтар секциясын ауыстырып қосу операциясы желіден ажыратылған ПБВ (қоздырусыз ауыстырып қосу) құрылғысы бар трансформаторда немесе жүктеме кезінде жұмыс істейтін РПН (жүктеме кезінде реттеу) құрылғысы бар трансформаторда өтеді. ПБВ құрылғысы бар үлкен қуатты трансформаторлар номинал $(\pm 2x2{,}5\%)U_{НОМ}$ кернеуге қатысты кернеудің төрт сатысын алуға арналған беске дейін жететін тармақтардан тұрады.

РПН құрылғысы бар трансформаторлар ПБВ құрылғысы бар трансформаторларға қарағанда көп реттеуші сатылардан тұрады және реттеудің кең диапазонына ие. Трансформаторлардағы реттеудің қолданылатын схемасы 6.2-суретте көрсетілген. Реттелетін тармақтар нейтрал бөлігінде орналасқан, ол жеңілдетілген оқшауламасы бар РПН-ді қолдануға мүмкіндік береді [5]. 6.3 б-суреттегі схемада екі позициялы ауыстырып қосқыш реверсор 5, реттеуші орамды 3 негізгіге, 1 сәкесінше немесе қарсы жалғайды, сол себепті реттеу диапазоны 6.3 а-суреттегі схемамен салыстырғанда екі еселенеді [5].



1,2-сәйкесінше бірінші және екінші орамдар; 3- тармақталған реттеуші орам; 4- ауыстырып қосқыш құрылғы; 5- реверсор [5]

6.3-сурет – Трансформаторларда реттеу орамының реверстеу (а) және реверстеусіз (б) реттеу схемалары [5]

Барлық келтірілген реттеу жағдайларында РПН құрылғысы қолданылады. Ол келесі негізгі бөліктерден тұрады: ауыстырып қосқыш немесе таңдағыш, түйіспе, ток шектегіш элемент (реактор немесе резистор) және келтірілген механизм. Реттелінетін тармақтарды ауыстырып қосу процесі трансформатордың жұмыс тогы тізбегінің үзілуінсіз өтеді. Резисторлы РПН құрылғысының қозғалысы көптеген жағынан реакторлы ауыстырып қосқыш құрылғысы жұмысымен сәйкес келеді.

Айырмашылығы нормалы режимде резистор жұмысы ажыратылған болады және ток одан өтпейді, ал коммутация процесінде ток жүздеген секундта өтеді. Резистор ток кезінде ұзақ уақыттық жұмысқа арналмаған, сондықтан түйіспелердің ауыстырылып қосылуы қысылған серіппе көмегімен тез жүреді. Іске келтіргіште қорек көзі жоғалып кеткен кезде түйіспелердің ауыстырып қосылу мүмкіндігі аз. Резисторлардың көлемі кіші болады және түйіспенің конструктивті бөлігі болып табылады.

7 Экономикалық бөлім

7.1 Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар

Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері 7.1-кестеде көрсетілген.

7.1-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы км	Кернеуі кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L_1	120	220	2*АС-330/30	Екітізбекті сым	3475,2
L_2	110	220	АС-330/33	Біртізбекті сым	1900,8
L_3	100	220	АС-240/32		1680
L_4	150	220	АС-240/32		2520
L_5	100	220	2*АС-240/32	Екітізбекті сым	2752
L_6	110	220	2*АС-330/30		3185,6

Алдымен желінің толық құнын есептейміз, ол желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептеледі:

$$K_л = K_{л1} + K_{л2} + K_{л3} + K_{л4} + K_{л5} + K_{л6}\text{, млн. тг} \quad (7.1)$$

мұндағы $K_{л1}$ - желінің толық құны.

$$K_л = \sum K_0 \cdot l\text{, млн. тг} \quad (7.2)$$

мұндағы K_0 - желінің құны, тг,

l - желінің ұзындығы, км.

$$К_{л1} = 36{,}2 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 120 = 3475{,}2 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л2} = 21{,}6 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 110 = 1900{,}8 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л3} = 21 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 100 = 1680 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л5} = 34{,}4 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 100 = 2752 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л6} = 36{,}2 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 110 = 3185{,}6 \text{ млн. тг}.$$

Қосалқы станцияның толық бағасын келесі формулалар арқылы есептейміз:

$$K_{пс} = K_{пс1} + K_{пс2} + K_{пс3} + K_{пс4}\text{, млн. тг} \quad (7.3)$$

$$К = K_{пс} + K_{л}\text{, млн. тг} \quad (7.4)$$

Таңдалған трансформатордың бағаларының берілгендері 7.2-кестеде көрсетілген.

7.2-кесте – Таңдалған трансформатордың бағаларының берілгендері

Қосалқы станциясы	Трансформатор типі	Бағасы, млн.тг
№1	ТРДЦН-100000/220	176
№2	ТРДЦН-100000/220	176
№3	ТРДЦН-100000/220	176
№4	АТДЦТН-125000/220/110	160
№5	ТРДЦН-100000/220	176

$$К_{пс1} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс2} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс3} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс4} = 200 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 740 \cdot 10^3 \cdot 800 = 592 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс5} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг}.$$

$$К_{общ} = (3475{,}2 + 624) + (1900{,}8 + 624) + (1680 + 624) + (2520 + 592) + (2752 + 624) + 3185{,}6 = 18601{,}6 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар

$$И_{т} = И_{пс} + И_{л} + И_{\Delta w}\text{, млн. тг} \quad (7.5)$$

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

$$И_{л} = \frac{\alpha_{а} + \alpha_{в}}{100} \cdot К_{л}\text{, млн. тг} \quad (7.6)$$

мұндағы $\alpha_{а}$=2,8.

$$И_{л1} = \frac{2{,}8}{100} \cdot 3475{,}2 = 97{,}3 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л2} = \frac{2,8}{100} \cdot 1900,8 = 53,22 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л3} = \frac{2,8}{100} \cdot 1680 = 47,04 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л4} = \frac{2,8}{100} \cdot 2520 = 70,56 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л5} = \frac{2,8}{100} \cdot 2752 = 77,05 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л6} = \frac{2,8}{100} \cdot 3185,6 = 89,19 \text{ млн. тг}.$$

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

$$И_{пс} = \frac{\alpha_а + \alpha_р}{100} \cdot К_{пс} \text{ , млн. тг} \tag{7.7}$$

мұндағы $\alpha_а$=8,4.

$$И_{пс1} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс2} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс3} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс4} = \frac{8,4}{100} \cdot 592 = 49,72 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс5} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығының есептеу үшін, кедергілерін келесі формула арқылы есептеп аламыз:

$$R_{\sum n} = R_л + \frac{R_т}{2} \text{ , Ом} \tag{7.8}$$

$$R_{\sum 1} = 5,25 + \frac{1,9}{2} = 6,2 \text{ Ом ,}$$

$$R_{\sum 2} = 9,625 + \frac{1,9}{2} = 10,575 \text{ Ом ,}$$

$$R_{\sum 3} = 12{,}1 + \frac{1{,}9}{2} = 13{,}05 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 4} = 18{,}15 + \frac{0{,}55}{2} = 18{,}425 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 5} = 6{,}05 + \frac{1{,}9}{2} = 7 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 6} = 4{,}81 \text{ Ом}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max} = 3 \cdot I^2 R_{\Sigma}, \text{МВт} \tag{7.9}$$

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}812^2 \cdot 6{,}2 = 12{,}26 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}447^2 \cdot 10{,}575 = 6{,}33 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0{,}118^2 \cdot 13{,}05 = 0{,}545 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max4} = 3 \cdot 0{,}176^2 \cdot 18{,}425 = 1{,}71 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max5} = 3 \cdot 0{,}57^2 \cdot 7 = 6{,}82 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max6} = 3 \cdot 0{,}832^2 \cdot 4{,}81 = 9{,}98 \text{ МВт}.$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{пост} = \Delta P_{xx} \cdot n, \text{МВт} \tag{7.10}$$

$$\Delta P_{пост1} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост2} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост3} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост4} = 0{,}065 \cdot 2 = 0{,}13 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост5} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт}.$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{мах}$=5000 сағ.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410{,}93 \text{ сағ},$$

Қосалқы станциядағы қуат шығыны:

$$И_{\Delta w} = \beta \cdot (\tau \cdot \Delta P_{max} + 8760 \cdot \Delta P_{пост})\ млн.тг \qquad (7.11)$$

мұндағы $\beta = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \frac{млн.тг}{МВт \cdot сағ}$.

$$И_{\Delta w1} = (3410{,}93 * 12{,}26 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 65{,}74\ млн.тг,$$

$$И_{\Delta w2} = (3410{,}93 * 6{,}33 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 35{,}4\ млн.тг,$$

$$И_{\Delta w3} = (3410{,}93 * 0{,}545 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 5{,}81\ млн.тг,$$

$$И_{\Delta w4} = (3410{,}93 * 1{,}71 + 8760 * 0{,}13) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 10{,}45\ млн.тг,$$

$$И_{\Delta w5} = (3410{,}93 * 6{,}82 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 37{,}91\ млн.тг,$$

$$И_{\Delta w6} = (3410{,}93 * 9{,}98) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 51{,}06\ млн.тг.$$

$$И_1 = 97{,}3 + 52{,}41 + 65{,}74 = 215{,}46\ млн.тг,$$

$$И_2 = 53{,}22 + 52{,}41 + 35{,}4 = 141{,}03\ млн.тг,$$

$$И_3 = 47{,}04 + 52{,}41 + 5{,}81 = 105{,}26\ млн.тг,$$

$$И_4 = 70{,}56 + 49{,}72 + 10{,}45 = 130{,}73\ млн.тг,$$

$$И_5 = 77{,}05 + 52{,}41 + 37{,}91 = 167{,}38\ млн.тг,$$

$$И_6 = 89{,}19 + 51{,}06 = 140{,}25\ млн.тг,$$

$$И_{сум} = 900{,}11\ млн.тг.$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз:

$$З_i = p_н \cdot \sum К + И\ млн.тг \qquad (7.12)$$

$$З_i = 18601{,}6 \cdot 0{,}15 + 900{,}11 = 3690{,}35\ млн.тг.$$

7.2 Тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар

Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері 7.3-кестеде көрсетілген.

7.3-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы км	Кернеуі кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L_1	120	220	2*АС-400/51	Екітізбекті сым	3964,8
L_2	110	220	2*АС-240/32		3027,2
L_3	100	220	АС-240/32	Біртізбекті сым	1680
L_1	150	220	2*АС-240/32	Екітізбекті сым	4128
L_2	100	220	АС-240/32	Біртізбекті сым	1680

Алдымен желінің толық құнын есептейміз, ол желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептеледі:

$$К_{л1} = 41{,}3 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 120 = 3964{,}8 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л2} = 34{,}4 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 110 = 3027{,}2 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л3} = 21 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 100 = 1680 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л1} = 34{,}4 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 150 = 4128 \text{ млн. тг},$$

$$К_{л2} = 21 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 100 = 1680 \text{ млн. тг}.$$

Қосалқы станцияның толық бағасын есептейміз:

$$К_{пс1} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс2} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс3} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс1} = 200 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 740 \cdot 10^3 \cdot 800 = 592 \text{ млн. тг},$$

$$К_{пс2} = 220 \cdot 2 + 85 \cdot 4 = 780 \cdot 10^3 \cdot 800 = 624 \text{ млн. тг}.$$

$$К_{общ} = (3964{,}8 + 624) + (3027{,}2 + 624) + (1680 + 624) + (4128 + 592) + (1680 + 624) = 17568 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар

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

$$И_{л1} = \frac{2{,}8}{100} \cdot 3964{,}8 = 111{,}0144 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л2} = \frac{2,8}{100} \cdot 3027,2 = 84,7616 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л3} = \frac{2,8}{100} \cdot 1680 = 47,04 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л1} = \frac{2,8}{100} \cdot 4128 = 115,584 \text{ млн. тг},$$

$$И_{л2} = \frac{2,8}{100} \cdot 1680 = 47,04 \text{ млн. тг}.$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды есептейміз:

$$И_{пс1} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс2} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс3} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс1} = \frac{8,4}{100} \cdot 592 = 49,72 \text{ млн. тг},$$

$$И_{пс2} = \frac{8,4}{100} \cdot 624 = 52,41 \text{ млн. тг}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығының есептеу үшін, кедергілерін есептеп аламыз:

$$R_{\sum 1} = 4,5 + \frac{1,9}{2} = 5,45 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 2} = 6,65 + \frac{1,9}{2} = 7,6 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 3} = 12,1 + \frac{1,9}{2} = 13,05 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 1} = 9,075 + \frac{0,55}{2} = 9,35 \text{ Ом},$$

$$R_{\sum 2} = 12,01 + \frac{1,9}{2} = 13,05 \text{ Ом}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}98^2 \cdot 5{,}45 = 15{,}7 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}62^2 \cdot 7{,}6 = 8{,}76 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0{,}29^2 \cdot 13{,}05 = 3{,}29 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}65^2 \cdot 9{,}35 = 11{,}85 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}26^2 \cdot 13{,}05 = 2{,}64 \text{ МВт}.$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{пост1} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост2} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост3} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост1} = 0{,}065 \cdot 2 = 0{,}13 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{пост2} = 0{,}115 \cdot 2 = 0{,}23 \text{ МВт}.$$

Қуаттың максималды шығын уақытын есептейміз:
Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{мах}$=5000 сағ.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410{,}93 \text{ сағ},$$

Қосалқы станциядағы қуат шығыны:

$$И_{\Delta w1} = (3410{,}93 * 15{,}7 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 83{,}34 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w2} = (3410{,}93 * 8{,}76 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 47{,}84 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w3} = (3410{,}93 * 3{,}29 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 19{,}85 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w1} = (3410{,}93 * 11{,}85 + 8760 * 0{,}13) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 62{,}33 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w2} = (3410{,}93 * 2{,}64 + 8760 * 0{,}23) \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 16{,}52 \text{ млн. тг}.$$

$$И_1 = 111{,}0144 + 52{,}41 + 83{,}34 = 246{,}7704 \text{ млн. тг},$$

$$И_2 = 84{,}7616 + 52{,}41 + 47{,}84 = 185{,}0176 \text{ млн. тг},$$

$$И_3 = 47{,}04 + 52{,}41 + 19{,}85 = 119{,}306 \text{ млн. тг},$$

$$И_1 = 115{,}584 + 49{,}72 + 62{,}33 = 227{,}642 \text{ млн. тг},$$

$$И_2 = 47{,}04 + 52{,}41 + 16{,}52 = 115{,}976 \text{ млн. тг},$$

$$И_{сум} = 894{,}712 \text{ млн. тг}.$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз:

$$З_i = 17568 \cdot 0{,}15 + 894{,}712 = 3529{,}912 \text{ млн. тг}.$$

Нәтижесінде, тұйықталған жүйенің схемасы тұйықталмаған жүйеге қарағанда қымбатырақ екенін ескеріп, технико-экономикалық есептеуге сүйене отырып, тұйықталмаған жүйенің схемасын қолданған тиімдірек екеніне көз жеткіздік.

ҚОРЫТЫНДЫ

Желі схемасы мен конфигурациясын, яғни пішім үйлесімділігін таңдап алу өте күрделі, өйткені желі сенімділік, үнемділік, пайдалануға қойылатын, қауіпсіздіктерімен даму мүмкіндігігін шарттарын қанағаттандыру тиіс. Соған байланысты жобаның негізгі бөлімінде АҚ "ТАЭТК" аудандық электр торабын жобалау барысында номиналды кернеуі 220 кВ болатын тұйықталған электр беріліс желілерінен, бес қосалқы станциядан тұратын электр беріліс желісінің тиімді схемасын таңдау мақсатында желінің номинал кернеуін, күштік трансформатордың типін, кедергілерімен шығындарын есептедік. Сонымен қатар, максималды режимдегі тұйықталған және тұйықталмаған жүйелерге желілердің есептік токтарымен, соған байланысты сым маркалары таңдалып есептеулер жүргізілді.

Жұмыстың арнайы бөлімінде электр қабылдағыштардың сипатына байланысты кернеуді реттеуді, OILTAP®MSE типті жаңа РПН құрылғысын, электр желілерінде қолданылатын кернеуді реттеу әдістерін, яғни электр станцияның генераторларының кернеуін өзгерту, трансформаторлардың және автотрансформаторлардың трансформация коэффициентін өзгерту, қоректендіруші желі параметрлерін өзгерту, желі бойынша өтетін реактивті қуат өлшемін өзгерту арқылы электр желілерінде кернеуді реттеуді қарастырдық. Қолданылатын бұл әдістер кернеудің орталықтандырылған реттеуін қамтамасыз етеді , бірақ соңғы үшеуі кернеуді жергілікті реттеуге де қолданылатынына көз жеткіздік. Сонымен қатар, желідегі, трансформатордағы кернеу шығындарын есептеу арқылы кернеуді реттеу есептемесін жүргізіп, кернеуді реттеу мақсатында жасалған есептеуде реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармағын қою арқылы кернеуді көтердік.

Егер РПН-де түйіспелер қызуы қарастырылса, онда қыс уақытында қоршаған ауа температурасы -15^{0}С түйіспелерді автоматты қыздыру жүйесі іске қосылады. Қосалқы станция шиналарындағы кернеуді реттеудің ең кең тараған түрі трансформатордағы тармақтарды ауыстырып қосу болып табылады. Осы мақсатта кернеуді автоматты реттеумен трансформаторлардың орамдарында реттеуші тарамақтарды арнайы ауыстырып қосқыштар қарастырылды.

Технико-экономикалық көрсеткіштерге ең алдымен жобаның арзандылығы, электр энергияны таратудың жоғары сенімділігі және объектінің өзі мен оның кейбір бөліктерінің ұзақ эксплуатациясы, желінің номиналды кернеуінің шамасы, сымға кететін түсті металлдардың шығыны жатады. Нәтижесінде, жұмыстың экономикалық бөліміндегі жүргізілген есептеу бойынша тұйықталмаған жүйенің схемасын қолдаған тиімдірек екеніне көз жеткізілді.

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

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

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

8 Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012.-248 с.

9 Костюченко Л.П., Озов Д.А. Актуальные проблемы энергетики АПК. Материалы IX международной научно-практической конференции. Под общ. ред. Трушкина В.А., 2018. С. 76-78.

10 Копейкина Т.В. обзор методов определения неисправностей устройств рпн трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12-4. – С. 596-600.

11 Моделирование в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учебное пособие / А.Ф. Шаталов [и др.]. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 42 АГРУС, 2014. — 140 с.

12 Афонин, В. В. Электрические системы и сети : учебное пособие : в 2 ч. / В. В. Афонин, К. А. Набатов. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2014. – Ч. 2. – 128 с.

13 Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. - М.: Высш. шк., 2012. -1199 с.

14 Лавров А. Г., Попов Е. Н. Регулирование выходного напряжения трансформаторов под нагрузкой // Изв. вузов. Электромеханика. 2018. № 5. С. 86–91.

15 СТ КазНИТУ-09-2017. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Работы учебные. Алматы, КазНИТУ, 2017.

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

Сарқытбек Арайлым Жақсылыққызы
(аты-жөні)

6В07101 - Энергетика мамандығы бойынша
(мамандығы)

«Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау»
(дипломдық жобаның тақырыбы)

тақырыбындағы дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Осы дипломдық жұмыста студент Сарқытбек Арайлым, кернеуі 220/110/10 кВ элекр торабының қосалқы станциясы және әуе электр беріліс желілерінің есептеулері ұсынылған. Бұл дипломдық жұмыста номиналды кернеу таңдалды, күштік трансформаторлардың қуаттары есептелінді, болат алюминий сымдардың қималары таңдалды, кернеу және қуат шығындарының есептеулері жүргізілді.

Арнайы бөлімде электр желілерінде кернеуді реттеу әдістері, желідегі, трансформатордағы кернеу шығындарын есептеу арқылы кернеуді реттеу есептемесі жүргізіліп, трансформаторлардың орамдарындағы кернеуді реттеу карастырылды. Сонымен қатар кернеуді реттеу мақсатында жасалған есептеуде реттеу трансформаторының стандартты кернеу тармағын қою арқылы кернеуді көтеру көрсетілді.

Дипломдық жұмыс үш басты бөлімнен тұрады, олар 220/110/10 кВ электр торабын жобалау, электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу және экономикалық жағынан тиімді электр беріліс желісінің схемасы анықтау, сонымен қатар қорытынды мен қолданылған әдебиеттер тізімі келтірілген.

Қорытынды мен ұсыныстардың айғақтылығы және нақтылығы бойынша дипломдық жобадағы алдына қойылған мәселені шешу дәрежесі жоғары, зерттеу толығымен аяқталған. Дипломдық жұмыс өте жоғары деңгейде жасалған, тақырыбы толығымен ашылған.

Диплом жазушы Сарқытбек Арайлым теориялық дайындығын жеткілікті көрсетті, практикамен ұштастыра білді, алдына қойылған тапсырмаларды өздігінен шешіп, жұмысты өте жақсы меңгерді. Дипломдық жұмыс берілген тапсырмаларына сай орындалған. Барлық есептеулер жоғары деңгейде жүргізілген. Әдеби көздерден алынған мәліметтерді дипломдық жұмысында білікті қолданды.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Ал, түлек Сарқытбек Арайлым «Энергетикасы» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайықты және дипломдық жұмысын А - «өте жақсы» 95 баллмен бағалаймын.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының магистрі,
«Энергетика» кафедрасының
аға оқытушысы
_____Р.Ш. Абитаева
(колы)
«15» мамыр 2023 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Тақырыбы: **«Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау»**

6В07101 – Энергетика
(шифр және мамандық атауы)

Сарқытбек Арайлым Жақсылыққызы
(Студенттің аты-жөні)

Дипломдық жұмысына
(жұмыс түрінің атауы)

СЫН ПІКІР

Бұл дипломдық жұмыста электр торабын жобалау барысында кернеуі 220/110/10 кВ қосалқы станциялары қарастырылған. Электр беріліс желісінің номиналды кернеуі, қосалқы станцияның күштік трансформаторларының саны мен қуаты анықталып, электр желісінің жұмыс режимдерін есептеу жүргізілді. Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу мақсатында реттеу құралдары таңдалды.

Дипломдық жұмыс үш басты бөлімнен тұрады, олар 220/110/10 кВ электр торабын жобалау, электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу және экономикалық жағынан тиімді электр беріліс желісінің схемасы анықтау, сонымен қатар қорытынды мен қолданылған әдебиеттер тізімі келтірілген.

Жалпы дипломдық жұмысты орындау барысында түлектің өз ойымен жазып, есептеулерін есептеп шығарғаны байқалады. Дипломдық жұмыс берілген тапсырмаларына толықтай орындалған.

Жұмыс бойынша ескерту:

Ескерту ретінде, қазақша аудармалары кейбір жерлерде дұрыс аударылмағандығын айтуға болады. Жалпы дипломдық жұмысы талаптарға сәйкес жасалынған. Барлық есептеулер жоғары деңгейде жүргізілген. Тақырыбы толығымен ашылған.

Жұмысты бағалау

Жоғарыда айтылғандарды қорыта келе, Сарқытбек Арайлымның дипломдық жұмысы А «өте жақсы» (92 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» _____ 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Саркытбек Арайлым Жақсылыққызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 17.1

Коэффициент Подобия 2: 3.3

Микропробелы: 2

Знаки из здругих алфавитов: 72

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
31.05.23.

Абитаева Р.Ш.
проверяющий эксперт

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сарқытбек Арайлым Жақсылыққызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Электр энергиясын беру кезінде кернеуді реттеу құралдарын таңдау

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 17.1

Коэффициент Подобия 2: 3.3

Микропробелы: 2

Знаки из здругих алфавитов: 72

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

Заведующий кафедрой Энергетики

Сырсенбаев Е.А.