МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения
Кафедра «Энергетика»

Жарылқасын Айжарық Берікқызы

«Исследование режимов работы электрических сетей 110кВ с учетом подключения на участок ВИЭ с мощностью 250 МВт»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6В07101– «Энергетика»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения
Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоц. профессор
_____Е.А.Сарсенбаев
«12» 06 2023г.

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

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Исследование режимов работы электрических сетей 110кВ с учетом подключения на участок ВИЭ с мощностью 250 МВт»

6В07101– «Энергетика»

Выполнила Жарылқасын А.Б.

Рецензент
доцент кафедры «Электроснабжение и ВИЭ» АО «АУЭиС им. Г.Даукеева»,
канд. техн.наук
_____М.Ж.Жантурин
«3» _____2023г.

ЭЛЕКТР ТЕХНИКА ИНСТИТУТЫ

Научный руководитель
ассоц. профессор, PhD
_____Н.Е.Балгаев
«01» 06 2023г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения
Кафедра «Энергетика»

6В07101– "Энергетика"

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоц. профессор
_____Е.А.Сарсенбаев
«16» 01 2023г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающейся *Жарылқасын Айжарық Берікқызы*
Тема: *Исследование режимов работы электрических сетей 110 кВ с учетом подключения ВИЭ с мощностью 250 МВт*
Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам
Приказ №*434-б* от *«15» марта 2023г.*
Срок сдачи законченной работы *«25» мая 2023г.*
Исходные данные к работе: *Напряжение сети 110 кВ, длина участка 10,15,7,5 км, мощность 60,30,40,50 МВА*.
Краткое содержание дипломной работы:
а) Расчет схемы электрической сети;
б) Технико-экономический расчет;
в) Выбор основных оборудований подстанции;
г) Моделирование электрической сети с подключением ВИЭ и исследование режимов работы;
Перечень графического материала: *представлены 15 слайдов презентации работы*
Рекомендуемая литература: *из 9 наименований*

ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Расчет схемы электрической сети.	19.01.2023	нет
Технико-экономический расчет.	5.03.2023	нет
Выбор основных оборудований подстанции	13.04.2023	нет
Моделирование электрической сети с подключением ВИЭ и исследование режимов работы	22.05.2023	нет

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	**Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)**	**Дата подписания**	**Подпись**
Расчет схемы электрической сети	Н.Е. Балгаев PhD, ассоц. профессор	19.01.23г.	
Технико-экономический расчет	Н.Е. Балгаев PhD, ассоц. профессор	05.03.23г.	
Выбор основных оборудований подстанции	Н.Е. Балгаев PhD, ассоц. профессор	13.04.23г.	
Моделирование электрической сети с подключением ВИЭ и исследование режимов работы	Н.Е. Балгаев PhD, ассоц. профессор	22.05.23 г.	
Нормоконтроль	А.О. Бердибеков, магистр техн.наук, ст. преподаватель	31.05.2023	

Научный руководитель _____ Н.Е. Балгаев
(подпись)

Задание приняла к исполнению обучающаяся _____ А.Б. Жарылқасын
(подпись)

Дата «23» 01 2023г.

АҢДАТПА

Бұл аннотация учаскеге қуаты 250 МВт жаңартылатын энергия көздерін (ЖЭК) қосуды ескере отырып, кернеуі 110 кВ электр желілерінің жұмыс режимдеріне арналған зерттеудің қысқаша шолуын ұсынады. Зерттеудің мақсаты ЖЭК интеграциясының электр желісінің жұмысына әсерін зерттеу және оның тұрақты жұмыс істеуін қамтамасыз ету болды.Зерттеу қуаты 250 МВт ЖЭК қосылған 110 кВ электр желілерінің жұмыс режимдерінің ерекшеліктерін жақсы түсінуге және жаңартылатын энергия көздерін қолданыстағы инфрақұрылымға тиімді интеграциялау бойынша ұсыныстар жасауға мүмкіндік береді.

АННОТАЦИЯ

Данная аннотация представляет краткий обзор исследования, посвященного режимам работы электрических сетей напряжением 110 кВ с учетом подключения на участок возобновляемых источников энергии (ВИЭ) мощностью 250 МВт. Цель исследования заключалась в изучении влияния интеграции ВИЭ на работу электрической сети и обеспечении ее стабильного функционирования.Исследование позволяет лучше понять особенности режимов работы электрических сетей 110 кВ с подключенными ВИЭ мощностью 250 МВт и разработать рекомендации для эффективного интегрирования возобновляемых источников энергии в существующую инфраструктуру.

ANNOTATION

This abstract provides a brief overview of the study devoted to the modes of operation of 110 kV electric networks, taking into account the connection to the site of renewable energy sources (RES) with a capacity of 250 MW. The purpose of the study was to study the impact of renewable energy integration on the operation of the electric grid and to ensure its stable functioning.The study makes it possible to better understand the features of the operating modes of 110 kV electric networks with connected RES with a capacity of 250 MW and to develop recommendations for the effective integration of renewable energy sources into the existing infrastructure.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Исходные данные схемы электрической сети	8
2	Расчет схемы электрической сети	9
2.1	Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач	9
2.2	Распределение мощностей по линии электропередач	10
2.3	Выбор трансформаторов на подстанциях	11
2.4	Расчет потерь в трансформаторах	13
2.5	Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы	17
2.6	Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы	21
2.7	Технико-экономический расчет	23
2.8	Потери напряжения и мощности в ЛЭП	28
2.9	Падение напряжения в трансформаторе	31
2.10	Расчет напряжения на стороне потребителя	33
2.11	Расчет тока короткого замыкания на подстанции	36
2.12	Выбор оборудования для трансформаторной подстанции 1	39
3	ВИЭ. Подключение ВИЭ на участок	41
3.1	Расчет параметров трансформатора для схемы в MATLAB	43
3.2	Исследование режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом подключения ВИЭ мощностью 250 МВт	45
	Заключение	57
	Список использованной литературы	58

ВВЕДЕНИЕ

Расчет и проектирование электроэнергетических сетей и систем является комплексной задачей, требующей знания различных дисциплин, таких как электротехника, электроэнергетика, математическое программирование, экономика и право. В настоящее время активно развиваются компьютерные технологии, позволяющие автоматизировать расчеты и проектирование электроэнергетических сетей и систем. В целом, исследование и проектирование электроэнергетических сетей и систем является одним из важных элементов развития энергетической отрасли. Само проектирование позволяет обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей. При этом мы должны учитывать не только техническую надежность, но и требования экономической эффективности, эксплуатационной надежности и устойчивого развития энергосистемы.

При исследовании режимов работы электрической сети должны учитывать различные факторы, которые могут повлиять на ее работу, например, климатические условия, географическое положение, технические характеристики оборудования, технологические нормы и требования. В процессе работы необходимо учитывать следующие основные факторы и следовать им:

- Выбор типа схемы электрической сети;
- Выбор типа трансформаторов на каждом участке;
- Расчет сечения проводов и параметры высоковольтной линии электропередач;
- Технико-экономический расчет;
- Расчет потерь в линиях
- Выбор защитного оборудования;

Можем также отметить нормы и требования к проектированию электроэнергетических сетей и систем. Нормы устанавливаются соответствующими органами и включают в себя правила и порядок разработки проекта или работы, экспертизы, а также соответствие проекта действующим техническим нормам и стандартам.

1 Исходные данные схемы электрической сети

Исходные данные мощностей и длина участков линии
Таблица 1 – Данные напряжения, длин линий и мощности участков.

S_{min}	$U_н$, кВ	L_1, км	L_2, км	L_3, км	L_4, км	L_5, км	P_1, МВт	P_2, МВт	P_3, МВт	P_4, МВт
0.55 S_{max}	110	10	15	7	5	25	60	30	40	50

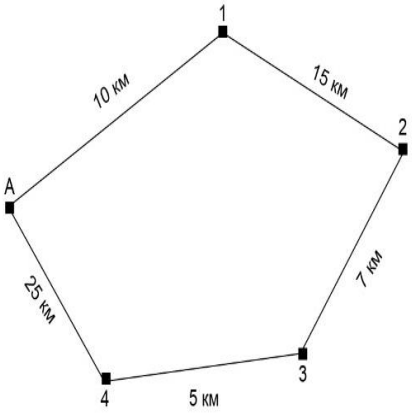

Рисунок 1.1 – Замкнутая схема подключения участков

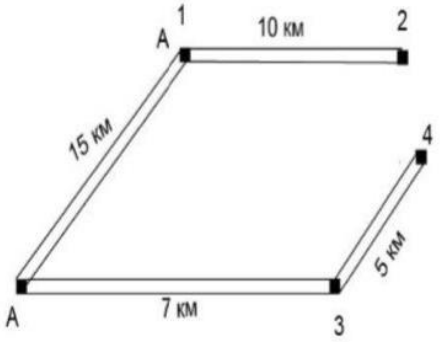

Рисунок 1.2 – Разомкнутая схема подключения участков

2 Расчет схемы электрической сети

2.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач

Для расчета напряжений отдельных участков сети существует несколько различных формул, которые могут быть применены в зависимости от конкретной ситуации. Наиболее подходящая в этом случае формула А.М.Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}. \quad (2.1.)$$

где, L – длина или расстояние участков, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

Расчет участка А-1:

$$U_{\text{ном }1} = \sqrt{60(100 + 15\sqrt{10})} = 94 \text{ кВ}.$$

Расчет участка 1-2:

$$U_{\text{ном }2} = \sqrt{60(100 + 15\sqrt{15})} = 68 \text{ кВ}.$$

Расчет участка 2-3:

$$U_{\text{ном }3} = \sqrt{60(100 + 15\sqrt{7})} = 83 \text{ кВ}.$$

Расчет участка 3-4:

$$U_{\text{ном }4} = \sqrt{60(100 + 15\sqrt{5})} = 73 \text{ кВ}.$$

Выбираем стандартное $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

2.2 Распределение мощностей по линии электропередач

Расчет распределения активной мощности в ЛЭП

$$P_A = \frac{\Sigma P * l}{\Sigma l} . \quad (2.2)$$

$$P_A = \frac{(60 * 10) + (30 * 15) + (50 * 32) + (40 * 37)}{0 + 15 + 7 + 5 + 25} = 71 \text{ МВт},$$

$$P_{A'} = \frac{(40 * 25) + (50 * 30) + (30 * 42) + (60 * 57)}{10 + 15 + 7 + 5 + 25} = 109 \text{ МВт}.$$

\

Проверка:

$$P_A + P_{A'} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4. \quad (2.3.)$$

$$71 + 109 = 60 + 30 + 50 + 40 = 180 \text{ МВт}.$$

Для дальнейших расчетов понадобится нормативный коэффициент мощности, который на шинах высокого напряжения подстанций принимается равным $\cos\varphi_н$ = 0.8, что соответствует tgφ =0.62. Нормативный коэффициент мощности обычно обозначается как cosφ и представляет собой отношение активной мощности к полной мощности в электрической системе. Он измеряет степень эффективности использования электроэнергии.

$$Q = P * tg\varphi . \quad (2.4)$$

$Q_1 = 60 * 0{,}62 = 37{,}2$ МВар,

$Q_2 = 30 * 0{,}62 = 18{,}6$ МВар,

$Q_3 = 50 * 0{,}62 = 31$ МВар,

$Q_4 = 40 * 0{,}62 = 24{,}8$ МВар.

Расчет распределения реактивной мощности в ЛЭП

Расчет распределения реактивной мощности в линии электропередачи (ЛЭП) основывается на нескольких факторах, включая ее геометрические параметры, тип используемых проводников, напряжение и угол сдвига фазы.

Распределение реактивной мощности в ЛЭП может варьироваться в зависимости от длины линии, типа проводников, конфигурации схемы подключения и других факторов. При проектировании ЛЭП используются специализированные программы и методы расчета, учитывающие эти параметры для определения оптимального распределения реактивной мощности и обеспечения эффективной передачи электроэнергии.

$$Q_A = \frac{\Sigma Q * l}{\Sigma l} \ . \qquad (2.5.)$$

$$Q_A = \frac{(37{,}2 * 10) + (31 * 25) + (18{,}6 * 32) + (24{,}8 * 37)}{10 + 15 + 7 + 5 + 25} = 42{,}9 \text{ МВар},$$

$$Q_{A'} = \frac{(24{,}8 * 25) + (18{,}6 * 30) + (31 * 37) + (37{,}2 * 42)}{10 + 15 + 7 + 5 + 25} = 68{,}7 \text{ МВар}.$$

Сделаем проверку:

$$Q_A + Q_{A'} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \ . \qquad (2.6.)$$

$$42{,}9 + 68{,}7 = 37{,}2 + 18{,}6 + 31 + 24{,}8 = 111{,}6 \text{ МВар}.$$

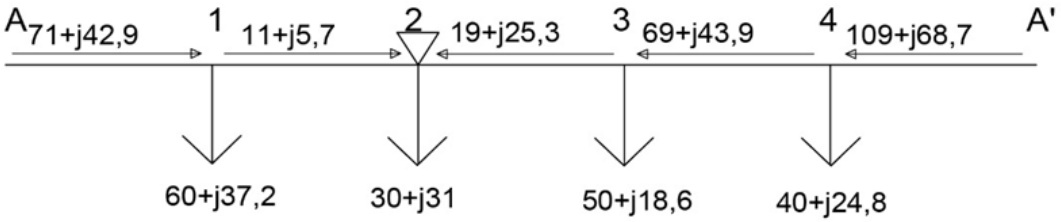

Рисунок 2.1 – Схема распределения мощности по замкнутой сети

2.3 Выбор трансформаторов на подстанциях

Полную мощность участка рассчитываем по формуле:

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} \ . \qquad (2.7.)$$

$S_1 = \sqrt{60^2 + 37{,}2^2} = 70{,}6$ МВА,

$S_2 = \sqrt{30^2 + 31^2} = 43{,}14$ МВА,

$S_3 = \sqrt{50^2 + 18{,}6^2} = 53{,}3$ МВА,

$S_4 = \sqrt{40^2 + 24{,}8^2} = 47$ МВА.

Выбор количества трансформаторов обычно зависит от соблюдения надежности электроснабжения питающихся подстанций потребителей и характеризуется технико-экономической задачей. В работе выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях

рассматривается с общих позиций, поэтому режимы их работы детально не прорабатываются.

Трансформаторы, установленные на подстанциях с высшим напряжением 110 кВ, являются важными элементами системы электропередачи. Они изменяют характеристики напряжения для передачи и распределения по сети.

Трансформаторы на подстанциях 110 кВ на самом деле имеют высокое напряжение напряжения (первичной стороны) и обычно включаются для передачи энергии или напряжения с целью передачи энергии на большие расстояния или подключения к другим уровням напряжения.

Желаемая мощность трансформатора обычно определяется с учетом нескольких факторов. При установке двух трансформаторов без резервирования по сетям среднего и низкого напряжений, каждый из них выбирается таким образом, чтобы его нагрузка не превышала 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме. Также учитывается потребность в обеспечении покрытия нагрузки потребителей в случае отказа одного из трансформаторов с допустимой перегрузкой до 40%. Выражение для определения желаемой мощности трансформатора выглядит следующим образом:

$$S_{\text{н.тр}} = \frac{S_{max}}{n * k_{\text{з}}} \ . \qquad (2.8.)$$

где, S_{max} – полная максимальная мощность нагрузки подстанции, МВА;
n – количество трансформаторов;
$k_{\text{з}}$ – коэффициент трансформации ($k_{\text{з}}$=0,7).

$$S_{\text{н.тр 1}} = \frac{70{,}6}{2 * 0{,}7} = 50{,}4 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих участков

$$S_{\text{н.тр 2}} = \frac{70{,}6}{2 * 0{,}7} = 30{,}8 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{н.тр 3}} = \frac{70{,}6}{2 * 0{,}7} = 38{,}07 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{н.тр 4}} = \frac{70{,}6}{2 * 0{,}7} = 33{,}6 \text{ МВА}.$$

По расчетным данным выбираем трансформаторы ТРДЦН 63000/110, ТД 40000/110 (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Паспортные данные трансформаторов

Марка ТП		ТРДЦН 63 000/110	ТД 40 000/110
$S_{ном}$, МВА		63	40
Вид и диапазон регулирования		$\pm 9 * 1{,}78\%$	$\pm 9 * 1{,}78\%$
$U_{ном}$, кВ	ВН	115	115
	СН	-	-
	НН	6,3	6,3
$U_к$, %		10,5	10,5
$\Delta P_х$, кВт		59	50
$\Delta P_{кз}$, кВт		245	160
$\Delta Q_х$, кВар		410	260
$I_{хх}$, %		0,65	0,70
$R_т$, Ом		0,87	1,46
$X_т$, Ом		22	38,4

2.4 Расчет потерь в трансформаторах

Подстанция 1- ТРДЦН 63 000/110

$$\Delta P_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2_{ном.тр}} * R_{тр}\,, \qquad (2.9.)$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2_{ном.тр}} * X_{тр}\,. \qquad (2.10.)$$

где P – Активная мощность, МВт;

Q - Реактивная мощность, МВар;

$U_{ном.тр}$– Номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$R_{тр}$ – Активное сопротивление, Ом;

$X_{тр}$ – Реактивное сопротивление, Ом.

Потери на обмотке

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{60^2 + 37{,}2^2}{115^2} * 0{,}87 = \ 0{,}32 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{60^2 + 37{,}2^2}{115^2} * 22 = 8{,}29 \text{ Мвар}.$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + j\Delta Q_{\text{тр}} \,. \qquad (2.11.)$$

$$P' + jQ' = 60 + j37{,}2 + 0{,}33 + j8{,}3 = 60{,}32 + j45{,}5,$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = P' + jQ' + \Delta P_{\text{хх}} + \Delta \text{Q}_{\text{хх}} \,. \qquad (2.12.)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – Активные потери холостого хода, МВт;

$\Delta \text{Q}_{\text{хх}}$ – Реактивные мощности холостого хода, МВар.

$$P'' + jQ'' = 60{,}32 + j45{,}5 + 0{,}059 + j0{,}41 = 60{,}38 + j45{,}9.$$

На рисунке 2.2, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности в трансформаторе.

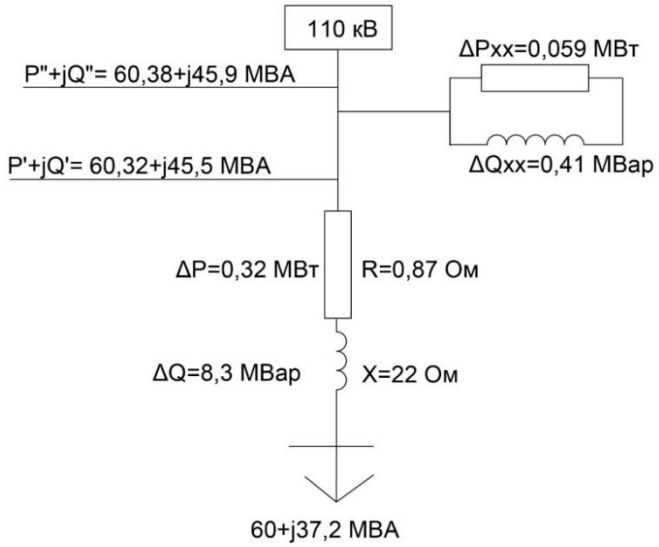

Рисунок 2.2 – Схема замещения трансформатора

Подстанция 2 – ТД 40 000/110

Потери на обмотке

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{30^2 + 31^2}{115^2} * 1{,}46 = 0{,}2 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{30^2 + 31^2}{115^2} * 31{,}4 = 5{,}4 \text{ Мвар}.$$

$$P' + jQ' = 60 + j37{,}2 + 0{,}33 + j8{,}3 = 60{,}32 + j45{,}5 \text{ МВА},$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = 30{,}2 + j36{,}4 + 0{,}05 + j0{,}26 = 30{,}05 + j36{,}66 \text{ МВА}.$$

На рисунке 2.3, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности в трансформаторе.

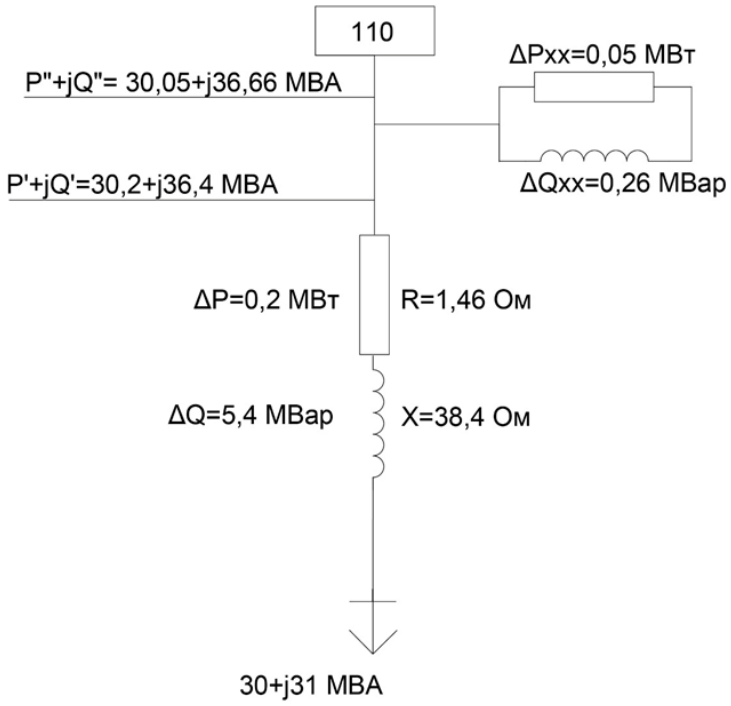

Рисунок 2.3 – Схема замещения трансформатора

Подстанция 3 – ТД 40 000/110

Потери на обмотке

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{50^2 + 18{,}6^2}{115^2} * 1{,}46 = 0{,}31 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{50^2 + 18{,}6^2}{115^2} * 38{,}4 = 8{,}2 \text{ Мвар}.$$

$$P' + jQ' = 50 + j18{,}6 + 0{,}31 + j8{,}2 = 50{,}31 + j18{,}9 \text{ МВА},$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = 50{,}3 + j18{,}91 + 0{,}05 + j0{,}26 = 50{,}36 + j19{,}7 \text{ МВА}.$$

На рисунке 2.4, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности в трансформаторе.

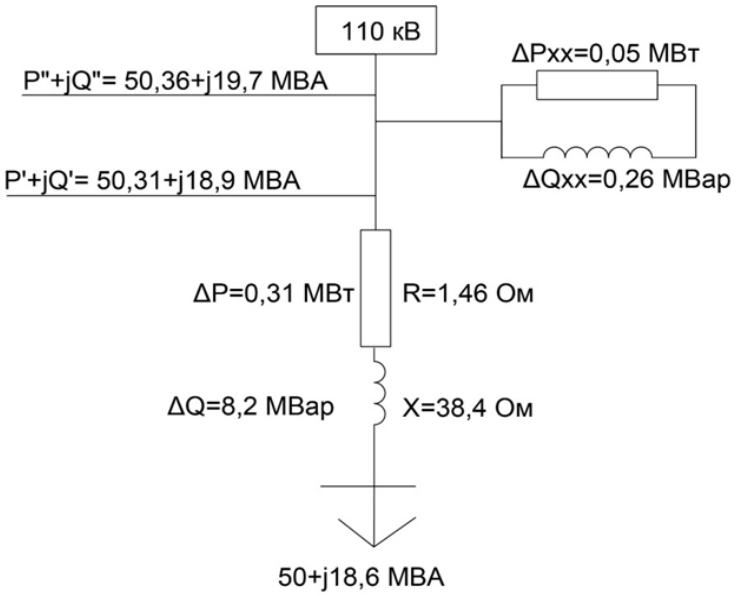

Рисунок 2.4 – Схема замещения трансформатора

Подстанция 4 – ТД 40 000/110

Потери на обмотке

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{115^2} * 1{,}46 = 0{,}24 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{115^2} * 38{,}4 = 6{,}4 \text{ Мвар}.$$

$$P' + jQ' = 40 + j24{,}8 + 0{,}24 + j6{,}4 = 40{,}24 + j31{,}2 \text{ МВА},$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = 40{,}24 + j31{,}2 + 0{,}05 + j0{,}26 = 40{,}29 + j31{,}46 \text{ МВА}.$$

На рисунке 2.5, представлены все нагрузки, сопротивления, потери мощности в трансформаторе.

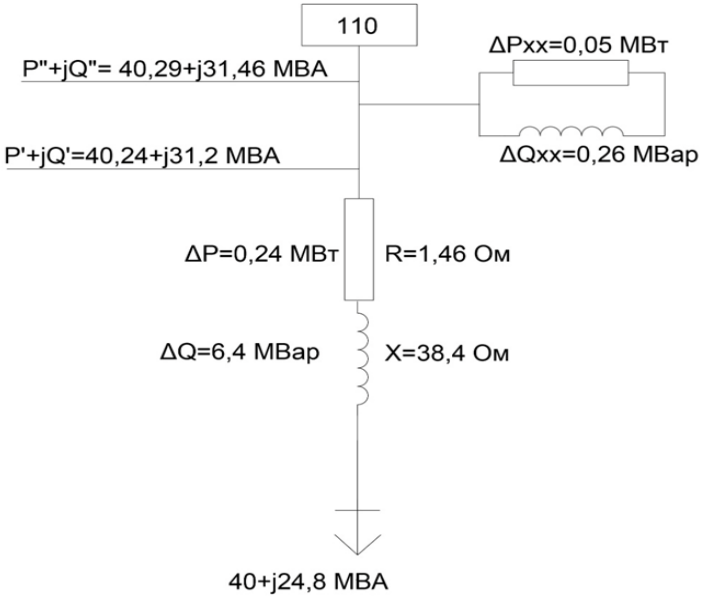

Рисунок 2.5 – Схема замещения трансформатора

2.5 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы

Выбор сечений проводной сети и расчетные токовые нагрузки для замкнутых схем электроэнергетической сети требуют учета факторов, таких как номинальная мощность потребления, длина, тип проводов и допустимое падение напряжения.

$$I_{max} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{\sqrt{{P_{уч}}^2 + {Q_{уч}}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном}} . \quad (2.13.)$$

где $S_{уч}$ – полная мощность, которая протекает по участку линии, МВА;
$U_{ном}$ – Номинальное напряжение, кВ;
$P_{уч}$ – активная мощность, которая протекает по участку линии, МВт;
$Q_{уч}$ – реактивная мощность, МВар.

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{max} * \alpha_i * \alpha_T . \quad (2.14.)$$

где, I_{max} – максимальный рабочий ток на пятый год эксплуатации линии, который может быть выдержано около пяти лет;

α_i – коэффициент, который учитывает изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, который учитывает число часов максимальной нагрузки линии.

Для высоковольтной линии 110 кВ я приняла α_i=1,05. Коэффициент α_T выбрала α_T=1,2.

Сечения проводов выбрала по справочнику. Выбранные сечения проверяются по значениям допускаемого тока нагрева, механической прочности, условиям короны.

Расчетный и максимальный ток участка А-1:

$$I_{\max A-1} = \frac{\sqrt{71^2 + 42{,}9^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0{,}435 \text{ кА},$$

$$I_{p\,A-1} = 0{,}435 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}411 \text{ кА},$$

Участок 1-2:

$$\mathrm{I}_{\max 1-2} = \frac{\sqrt{11^2 + 5{,}7^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0{,}065 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p}\,1-2} = 0{,}65 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}061 \text{ кА},$$

Участок 2-3:

$$\mathrm{I}_{\max 2-3} = \frac{\sqrt{19^2 + 25^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0{,}166 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p}\,2-3} = 0{,}166 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}157 \text{ кА},$$

Участок 3-4:

$$\mathrm{I}_{\max 3-4} = \frac{\sqrt{69^2 + 43{,}9^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0{,}429 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p}\,3-4} = 0{,}429 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}405 \text{ кА},$$

Участок 4-А’:

$$\mathrm{I}_{\max 4-A'} = \frac{\sqrt{109^2 + 18{,}7^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0{,}580 \text{ кА},$$

$I_{р\,4-A'} = 0{,}580 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}548$ кА.

Определяю сечение по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_р}{j_{экв}} . \quad (2.15.)$$

где, $j_{экв}$ – экономическая плотность тока, $j_{экв} = 1{,}3$ для Казахстана.

$$F_{экв(A-1)} = \frac{411}{1{,}3} = 310{,}2 \text{ мм}^2,$$

$$F_{экв(1-2)} = \frac{61{,}4}{1{,}3} = 47{,}3 \text{ мм}^2,$$

$$F_{экв(2-3)} = \frac{156{,}8}{1{,}3} = 120{,}8 \text{ мм}^2,$$

$$F_{экв(3-4)} = \frac{405{,}4}{1{,}3} = 311{,}1 \text{ мм}^2,$$

$$F_{экв(4-A')} = \frac{548{,}1}{1{,}3} = 421{,}8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 2.2 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода
А - 1	2хАС-150/24
1 - 2	АС-120/19
2 - 3	АС-120/19
3 - 4	2хАС-150/24
4 – А’	2хАС-240/32

Далее выбранные сечения я проверила по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах:

$$I_{max} \leq I_{д.д} . \quad (2.16.)$$

где $I_{д.д}$ – допустимо длительный ток, А.

Участок А – 1 $435 \leq 900$,

Участок 1 – 2 $65 \leq 390$,

Участок 2 – 3 $166 \leq 390$,

Участок 3 – 4 $429 \leq 900$,

Участок $4 - A'$ $580 \leq 1210$.

Определяю параметры линии по участкам:

$$R = r_0 * l\,, \quad (2.17.)$$
$$X = x_0 * l\,, \quad (2.18.)$$
$$b = b_0 * l, \quad (2.19.)$$
$$Q = q_0 * l. \quad (2.20)$$

где, l – длина линии, км;
r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км;
x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км;
b_0 – удельная ёмкостная проводимость, 10^{-6} См/км;
q_0 – удельная емкостная проводимость, МВар/км.

Параметры линии участка А-1:

$R = 0{,}198 * 10 = 1{,}98$ Ом ,

$X = 0{,}42 * 10 = 4{,}2$ Ом ,

$Q = 2{,}7 * 10^{-6} * 10 * 110^2 = 0{,}32$ Мвар

Участок 1-2:

$R = 0{,}249 * 15 = 3{,}7$ Ом ,

$X = 0{,}427 * 15 = 6{,}4$ Ом ,

$Q = 2{,}66 * 10^{-6} * 15 * 110^2 = 0{,}48$ Мвар.

Участок 2-3:

$R = 0{,}249 * 7 = 1{,}74$ Ом,

$X = 0{,}427 * 7 = 2{,}98$ Ом ,

$Q = 2{,}66 * 10^{-6} * 7 * 110^2 = 0{,}22$ Мвар.

Участок 3-4:

$R = 0{,}198 * 5 = 0{,}99$ Ом ,

$X = 0{,}42 * 5 = 2{,}1$ Ом ,

$Q = 2{,}7 * 10^{-6} * 5 * 110^2 = 0{,}16$ Мвар.

Участок 4-А':

$R = 0{,}12 * 25 = 3$ Ом,

$X = 0{,}405 * 25 = 10{,}12$ Ом ,

$Q = 2{,}81 * 10^{-6} * 25 * 110^2 = 0{,}85$ Мвар.

2.6 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы

Для выбора сечений проводов в заданной сети и расчетных токовых нагрузок линий в разомкнутой схеме использую предыдущую формулу (2.13.)

I_p рассчитывается по формуле (2.14)

Расчетный и максимальный ток разомкнутой сети для участка А-1:

$$\mathrm{I}_{\max\ \mathrm{A}-1} = \frac{113{,}73}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 0{,}298 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p\ A}-1} = 0{,}298 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}281 \text{ кА}.$$

Участок 1-2:

$$\mathrm{I}_{\max\ \mathrm{A}-1} = \frac{43{,}13}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 0{,}113 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p\ A}-1} = 0{,}113 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}106 \text{ кА}.$$

Участок А-3:

$$I_{\max\ A-1} = \frac{100{,}3}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 0{,}263 \text{ кА},$$

$$I_{p\ A-1} = 0{,}263 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}248 \text{ кА}.$$

Участок 3-4:

$$\mathrm{I}_{\max\ \mathrm{A}-1} = \frac{47}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 0{,}123 \text{ кА},$$

$$\mathrm{I}_{\mathrm{p\ A}-1} = 0{,}123 * 1{,}05 * 0{,}9 = 0{,}116 \text{ кА}.$$

Определила сечение по экономической плотности тока по формуле (2.15.)

$$\mathrm{F}_{\text{экв}(\mathrm{A}-1)} = \frac{281{,}6}{1{,}3} = 216{,}6 \text{ мм}^2,$$

$$\mathrm{F}_{\text{экв}(1-2)} = \frac{106}{1{,}3} = 81{,}5 \text{ мм}^2,$$

$$\mathrm{F}_{\text{экв}(1-3)} = \frac{248}{1{,}3} = 190{,}7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{экв(1-4)} = \frac{116}{1,3} = 89,2 \text{ мм}^2.$$

Выбрала сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 2.3 – Марка провода на участках

Участок линии	Марка провода
А - 1	2хАС-240/32
1 - 2	2хАС-95/16
А - 3	2хАС-240/32
3 - 4	2хАС-95/16

Выбранные сечения разомкнутой сети также проверила по вышеперечисленным условиям по формуле (2.16)

Участок А – 1 $298 \leq 1210$,

Участок 1 – 2 $113 \leq 660$,

Участок А – 3 $263 \leq 1210$,

Участок 3 – 4 $123 \leq 660$.

Находим параметры линии по участкам, по формулам (2.17.–2.20.)

Параметры линии по участкам А-1:

$$R = \frac{0,12 * 10}{2} = 0,6 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,405 * 10}{2} = 2,025 \text{ Ом},$$

$$Q = 2,81 * 10^{-6} * 10 * 110^2 * \frac{1}{2} = 0,17 \text{ Мвар}.$$

Участок 1-2:

$$R = \frac{0,306 * 15}{2} = 2,3 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0,434 * 15}{2} = 3,25 \text{ Ом},$$

$$Q = 2,61 * 10^{-6} * 15 * 110^2 * \frac{1}{2} = 0,23 \text{ Мвар}.$$

Участок 2-3:

$$R = \frac{0{,}12 * 7}{2} = 0{,}42 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0{,}405 * 7}{2} = 1{,}41 \text{ Ом},$$

$$Q = 2{,}81 * 10^{-6} * 7 * 110^2 * \frac{1}{2} = 0{,}12 \text{ Мвар}.$$

Участок 3-4:

$$R = \frac{0{,}306 * 5}{2} = 0{,}76 \text{ Ом},$$

$$X = \frac{0{,}434 * 5}{2} = 1{,}08 \text{ Ом},$$

$$Q = 2{,}61 * 10^{-6} * 5 * 110^2 * \frac{1}{2} = 0{,}078 \text{ Мвар}.$$

2.7 Технико-экономический расчет

Все мы знаем, что технико-экономический расчет играет очень важную роль при исследовании и проектировании электрических сетей. При расчетах ТЭР, мы смотрим на технические показатели. К самим техническим показателям относятся: надёжность электроснабжения и долговечность объекта, в целом и отдельных его частей, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода, величина номинального напряжения сети.

С помощью ТЭР я сравнила варианты и сделала выводы насчет эффективности и экономичности схем линии. По таким показателям как надёжность электроснабжения, оперативная гибкость схемы, качество напряжения сравнении не делала, так как по этим показателям рассматриваемые варианты должны удовлетворять в одинаковой и должной степени. В сравнении также не учитывала трансформаторы и потери в них, распределительные устройства низшего напряжения, так как они в обоих вариантах идентичны.

2.7.1 Для замкнутой схемы

Район по гололёду- I-II (электрический справочник книга 3 страница 368)

Таблица 2.4 – Удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена млн/км
А-1	I	Двухцепная	2хАС-150	24,6
1-2	I	Одноцепная	АС-120	15,6
2-3	I	Одноцепная	АС-120	15,6
3-4	I	Двухцепная	2хАС-150	24,6
4-А’	I	Двухцепная	2хАС-240	30,6

Капитальные вложения линии

$$K_{л} = c_0 * l * k \quad (2.21)$$

где, c_0 – удельная стоимость линии, тг/км;

l – длина линии, км,

k – коэффициент стоимости в тг.

$$K_{л} = 24{,}6 * 10^3 * 800 * 10 = 196 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 15{,}6 * 10^3 * 800 * 15 = 187 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 15{,}6 * 10^3 * 800 * 7 = 87{,}36 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 24{,}6 * 10^3 * 800 * 5 = 98.4 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{л} = 30{,}6 * 10^3 * 800 * 25 = 612 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum K_{л} = 196 + 187 + 87{,}36 + 98{,}4 + 612 = 1180{,}7 \text{ млн. тг.}$$

Капитальные вложения подстанции

$$K_{п} = c_0 * n_{тр} * k \quad (2.22)$$

где, c_0 – удельная стоимость трансформатора, тг;

$n_{тр}$ – число трансформаторов.

$$K_{п} = 110 * 10^3 * 800 * 2 = 176 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{п} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{п} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{п} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum K_{п} = 176 + 140 + 140 + 140 = 596 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum K = 1180{,}7 + 596 = 1776{,}7 \text{ млн. тг}$$

Определяем потери электроэнергии в линии

τ=4500 ч

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * r * \tau * 10^3,$$

$$\Delta W_{A-1} = \frac{71^2 + 42.9^2}{110^2} * 0{,}99 * 4500 * 10^3 = 2533{,}6 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

$$\Delta W_{1-2} = \frac{11^2 + 5.7^2}{110^2} * 1{,}74 * 4500 * 10^3 = 99{,}32 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{19^2 + 25.3^2}{110^2} * 1{,}74 * 4500 * 10^3 = 647{,}81 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{69^2 + 49.3^2}{110^2} * 0{,}99 * 4500 * 10^3 = 2647{,}7 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

$$\Delta W_{4-A'} = \frac{109^2 + 68.7^2}{110^2} * 1{,}5 * 4500 * 10^3 = 9260{,}7 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

Стоимость потерь в электролинии

$$И = \beta * \sum \Delta W,$$

$$И = 0{,}7 * 15189{,}1 * 10^3 = 10.06 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum \Delta W = 2533{,}6 + 99{,}32 + 647{,}81 + 2647{,}7 + 9260{,}7 = 15189{,}1 * 10^3 \text{ кВт/ч}$$

Стоимость отчисления на амортизацию и капитальный ремонт

$$И_{от} = \frac{(\alpha_a + \alpha_p) * K_л}{100}, \quad (2.23)$$

$$И_{от} = \frac{(2{,}8 + 1) * 1180{,}7}{100} = 44{,}86 \text{ млн. тг.}$$

Годовые эксплуатационные издержки

$$И = \frac{(\alpha_a + \alpha_p) * K_п}{100}, \quad (2.24)$$

$$И = \frac{(9{,}4 + 3{,}5) * 596}{100} = 76{,}88 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатационные расходы

$$\sum И = И + И_л + И_п, \quad (2.25)$$

$$\sum И = 10{,}06 + 44{,}86 + 76{,}88 = 131{,}8 \text{ млн. тг.}$$

Минимальные затраты

$$З_{min} = \sum К * Р_н + \sum И, \quad (2.26)$$

$$З_{min} = 1776{,}7 * 0{,}12 + 131{,}8 = 345{,}1 \text{ млн. тг.}$$

где, $\Sigma К$ – сумма капитальных вложений,
$Р_н$ – нормативный коэффициент эффективности,
$\Sigma И$ – сумма издержек.
Расчетные значения минимальных затрат записаны в таблице (2.5 .).

Таблица 2.5 – расчетные значения $З_{min}$

$З_{min}$, тг	ΣК, тг	Рн	ΣИ, тг
345 004 000	1 776 700 000	0,12	131 800 000

2.7.2 Для разомкнутой схемы

Район по гололёду- I-II.

Таблица 2.6 – Удельная стоимость ЛЭП

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена млн/км
А-1	I	Двухцепная	2хАС-240	30,6
1-2	I	Двухцепная	2хАС-95	22,1
1-3	I	Двухцепная	2хАС-240	30,6
1-4	I	Двухцепная	2хАС-95	22,1

Капитальные вложения линии рассчитываются по формуле (2.27)

$$K_л = 30{,}6 * 10^3 * 800 * 10 = 244 \text{ млн. тг.}$$

$$K_л = 22{,}1 * 10^3 * 800 * 15 = 265{,}2 \text{ млн. тг.}$$

$$K_л = 30{,}6 * 10^3 * 800 * 7 = 171{,}3 \text{ млн. тг.}$$

$$K_л = 22{,}1 * 10^3 * 800 * 5 = 88{,}4 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum К_л = 244 + 265{,}2 + 171{,}3 + 88{,}4 = 769 \text{ млн. тг.}$$

Капитальные вложения подстанции рассчитываются по формуле (2.28)

$$K_{\text{п}} = 110 * 10^3 * 800 * 2 = 176 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{\text{п}} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{\text{п}} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$K_{\text{п}} = 88 * 10^3 * 800 * 2 = 140 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum \text{К}_{\text{п}} = 176 + 140 + 140 + 140 = 596 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum \text{К} = \sum \text{К}_{\text{л}} + \sum \text{К}_{\text{п}}$$

$$\sum \text{К} = 769 + 596 = 1365 \text{ млн. тг}$$

Потери электроэнергии в линии рассчитываются по формуле (2.29)

$$\Delta W_{A-1} = \frac{60^2+37{,}2^2}{110^2} * 0{,}6 * 4500 * 10^3 = 1112{,}1 * 10^3 \text{кВт/ч},$$

$$\Delta W_{1-2} = \frac{11^2+5.7^2}{110^2} * 6.72 * 4500 * 10^3 = 383.6 * 10^3 \text{ кВт/ч},$$

$$\Delta W_{A-3} = \frac{53{,}3^2+47^2}{110^2} * 0{,}42 * 4500 * 10^3 = 788{,}8 * 10^3 \text{ кВт/ч},$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{40^2+24{,}8^2}{110^2} * 0{,}765 * 4500 * 10^3 = 630{,}1 * 10^3 \text{ кВт/ч}.$$

Стоимость потерь в электролинии рассчитываются по формуле (2.30)

$$\text{И} = 0{,}7 * 4123 * 10^3 = 2{,}9 \text{ млн. тг.}$$

$$\sum \Delta W = 1112{,}1 + 1592 + 788{,}8 + 630.1 = 4123 * 10^3 \text{ кВт/ч}.$$

Стоимость отчисления на амортизацию и капитальный ремонт рассчитываются по формуле (2.23)

$$\text{И}_{\text{от}} = \frac{(2{,}8 + 1) * 768{,}9}{100} = 29{,}21 \text{ млн. тг.}$$

Годовые эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле (2.24)

$$\text{И} = \frac{(9{,}4 + 3{,}5) * 596}{100} = 76{,}88 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатационные расходы рассчитываются по формуле (2.25)

$$\sum \text{И} = 2{,}9 + 29{,}21 + 76{,}9 = 109 \text{ млн. тг.}$$

Минимальные затраты рассчитываются по формуле (2.26)

$$З_{min} = \sum K * \text{Р}_\text{н} + \sum \text{И} = 1365 * 0{,}12 + 109 = 272{,}8 \text{ млн. тг.}$$

Таблица 2.7 – расчетные значения $З_{min}$

$З_{min}$, тг	ΣК, тг	$Р_н$,	ΣИ , тг
272 800 000	1 365 000 000	0,12	109 000 000

Исходя из всех технико-экономических показателей, я выбрала разомкнутую схему, поскольку она является наиболее выгодным вариантом. Этот выбор обусловлен минимальными затратами и эксплуатационными расходами, что делает его экономически эффективным. По этому принципу в дальнейших расчетах я буду использовать разомкнутую схему электрической сети для моделирования.

2.8 Потери напряжения и мощности в ЛЭП

Потери мощности на участках ЛЭП

$$\Delta P = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{нач}}^2} * R \,, \quad (2.31)$$

$$\Delta Q = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{ном}}^2} * X \,. \quad (2.32)$$

где, $P_{\text{кон}}$ – активная мощность в конце участка, МВт;
$Q_{\text{кон}}$ – активная мощность в конце участка, МВар;
$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;
R – активное сопротивление линии, Ом;
X – реактивное сопротивление линии, Ом.

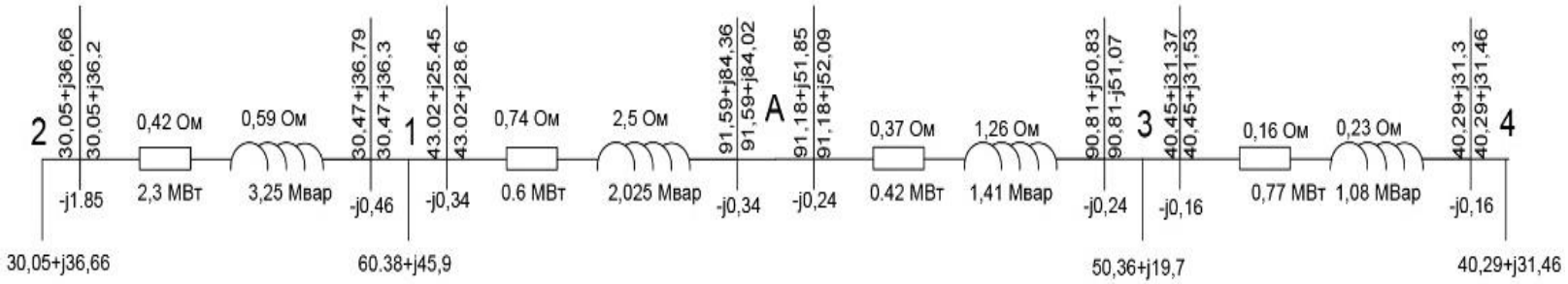

Рисунок 2.6– Схема замещения ЛЭП

Потери напряжения на участках ЛЭП

$$\Delta U = \frac{P_{\text{нач}} R + Q_{\text{нач}} X}{U_{\text{нач}}} . \quad (2.33)$$

где, $P_{\text{нач}}$ – активная мощность в начале участка, МВт;

$Q_{\text{нач}}$ – реактивная мощность в начале участка, МВар;

**при расчете стоит учитывать зарядную мощность ($Q_{\text{нач}} + Q_{\text{с}}$);*

$U_{\text{нач}}$ – напряжение в начале участка, кВ.

Поперечные потери напряжения

$$\delta \text{U} = \frac{P_{\text{нач}} X - Q_{\text{нач}} R}{U_{\text{нач}}} . \quad (2.34)$$

Конечное напряжение

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U_{\text{нач}} - \Delta U)^2 + \delta \text{U}^2} . \quad (2.35)$$

Провела расчет по участку линии А-1:

$$\Delta P_{\text{А}-1} = \frac{90{,}85^2 + 81{,}86^2}{110^2} * 0.6 = 0{,}74 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{А}-1} = \frac{90{,}85^2 + 81{,}86^2}{110^2} * 2{,}025 = 2{,}5 \text{ Мвар},$$

$$\Delta U_{\text{А}-1} = \frac{91{,}59 * 0{,}6 + 84{,}36 * 2{,}025}{115} = 1{,}96 \text{ кВ},$$

$$\delta \text{U}_{\text{А}-1} = \frac{91{,}59 * 2{,}025 + 84{,}36 * 0{,}6}{115} = 2{,}05 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{кон А}-1} = \sqrt{113{,}04^2 + 2{,}05^2} = 113{,}06 \text{ кВ}.$$

Участок линии 1-2:

$$\Delta P_{1-2} = \frac{30{,}05^2 + 36{,}2^2}{110^2} * 2{,}3 = 0{,}42 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{90{,}85^2 + 81{,}86^2}{110^2} * 2{,}025 = 2{,}5 \text{ Мвар},$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{30{,}05^2 + 36{,}2^2}{110^2} * 3{,}25 = 0{,}59 \text{ Мвар},$$

$$\delta U_{1-2} = \frac{30{,}47 * 3{,}25 + 36{,}79 * 2{,}3}{113{,}06} = 1{,}62 \text{ кВ кВ},$$

$$U_{\text{кон } 1-2} = \sqrt{111{,}39^2 + 1{,}62^2} = 111{,}4 \text{ кВ}.$$

Участок линии А-3:

$$\Delta P_{\text{А}-3} = \frac{90{,}81^2 + 50{,}83^2}{110^2} * 0{,}42 = 0{,}37 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{А}-3} = \frac{90{,}81^2 + 50{,}83^2}{110^2} * 1{,}41 = 1{,}26 \text{ Мвар},$$

$$\Delta U_{\text{А}-3} = \frac{91{,}18 * 0{,}42 + 51{,}85 * 1{,}41}{115} = 0{,}97 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{\text{А}-3} = \frac{91{,}18 * 1{,}41 + 51{,}85 * 0{,}42}{115} = 1{,}3 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{кон А}-3} = \sqrt{114{,}03^2 + 1{,}3^2} = 114{,}03 \text{ кВ}.$$

Участок линии 3-4:

$$\Delta P_{3-4} = \frac{40{,}29^2 + 31{,}3^2}{110^2} * 0{,}77 = 0{,}16 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{3-4} = \frac{40{,}29^2 + 31{,}3^2}{110^2} * 1{,}08 = 0{,}23 \text{ Мвар},$$

$$\Delta U_{3-4} = \frac{40{,}45 * 0{,}77 + 31{,}37 * 1{,}08}{114.03} = 0{,}57 \text{ кВ},$$

$$\delta U_{3-4} = \frac{40{,}45 * 1{,}08 + 31{,}37 * 0{,}77}{114{,}03} = 0{,}59 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{кон } 3-4} = \sqrt{113{,}46^2 + 0{,}59^2} = 113{,}46 \text{ кВ}.$$

2.9 Падение напряжения в трансформаторе

Подстанция 1

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т1

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \tag{2.36}$$

$$\delta \text{U} = \frac{PX - QR}{U}, \tag{2.37}$$

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \Delta \delta \text{U}^2}. \tag{2.38}$$

где, P – активная мощность участка, МВт;
Q – реактивная мощность участка, МВар;

R – активное сопротивление трансформатора, Ом;

X – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

U – напряжение пришедшее с ВЛЭП, кВ.

Подстанция 2

$$\Delta U_1 = \frac{60{,}38 * 0{,}87 + 45{,}9 * 22}{113{,}06} = 9{,}39 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{60{,}38 * 22 - 45{,}9 * 0{,}87}{113{,}06} = 11{,}39 \text{ кВ},$$

$$U_{1кон} = \sqrt{103{,}67^2 + 11{,}39^2} = 104{,}29 \text{ кВ}.$$

Расчет падения напряжения на подстанции 2

$$\Delta U_2 = \frac{30{,}05 * 1{,}46 + 36{,}66 * 38{,}4}{111{,}4} = 13{,}03 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{30{,}05 * 38{,}4 + 36{,}66 * 1{,}46}{111{,}4} = 10{,}83 \text{ кВ},$$

$$U_{2кон} = \sqrt{98{,}37^2 + 10{,}83^2} = 98{,}96 \text{ кВ}.$$

Подстанция 3

$$\Delta U_3 = \frac{50{,}36 * 1{,}46 + 36{,}66 * 19{,}7}{114{,}03} = 6{,}97 \text{ кВ},$$

$$\delta U_3 = \frac{50{,}36 * 19{,}7 + 36{,}66 * 1{,}46}{114{,}03} = 9{,}16 \text{ кВ},$$

$$U_{3кон} = \sqrt{107{,}06^2 + 9{,}16^2} = 107{,}45 \text{ кВ}.$$

Подстанция 4

$$\Delta U_4 = \frac{40{,}29 * 1{,}46 + 31{,}46 * 19{,}7}{113{,}46} = 5{,}98 \text{ кВ},$$

$$\delta U_4 = \frac{40{,}29 * 19{,}7 + 31{,}46 * 1{,}46}{113{,}46} = 7{,}4 \text{ кВ},$$

$$U_{4кон} = \sqrt{107{,}48^2 + 7{,}4^2} = 107{,}73 \text{ кВ}.$$

2.10 Расчет напряжения на стороне потребителя

При расчете напряжения на потребителя в сети учитывается как напряжение в самой сети, так и мощность, чтобы определить значимую долю напряжения для потребителя.

С учетом коэффициента трансформации, реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т1 можно определить путем умножения напряжения на его высоковольтной стороне (применяя соотношение трансформации)::

$$U = U\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}\ . \tag{2.39}$$

$$\text{U} = 104{,}29\frac{6{,}3}{115} = 5{,}71\ \text{кВ}.$$

Желаемое напряжение на 5 % превышает максимальное значение в максимальном значении, которое часто рекомендуется для электроэнергетических источников. Повышение желаемого напряжения на 5% помогает компенсировать эти потери и добиваться более стабильного напряжения на фракциях пользователей. Пусть будет $U_{\text{ж}} = 6.3$ кВ. Из-за того что реальное напряжение ниже, нам необходимо использовать какие-либо средства для повышения напряжения. В данном случае мы можем применить регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). У выбранного трансформатора Т1 есть 9 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 9 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1,78% от $U_{\text{вн}}$ или:

$$\frac{115 * 1{,}78\%}{100} = 2{,}04\ \text{кВ}$$

Для каждого номера отпайки существует определенный ряд стандартных напряжений ответвления

112.96; 110.92; 108.88; 106.84; 106.4; 104.8; 102.7; 100.72; 98.68

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = U\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{ж}}}\ . \tag{2.40}$$

$$U = 104{,}29\frac{6{,}3}{6{,}3} = 104{,}3\ \text{кВ}\ .$$

Выбираю отпайку №6 (104.8 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{\text{н}} = U\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{отв.ст}}}\ . \qquad (2.41)$$

$$U_{\text{н}} = 104{,}3\frac{6{,}3}{104{,}8} = 6{,}3 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому.

Реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т2:

$$\text{U} = 104{,}29\frac{6{,}3}{115} = 5{,}71 \text{ кВ}.$$

Каждая ступень составляет 1,78% от $U_{\text{вн}}$ или:

$$\frac{115 * 1{,}78\%}{100} = 2{,}04 \text{ кВ}.$$

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 98{,}86\frac{6{,}3}{6{,}3} = 98{,}86 \text{ кВ}.$$

Выбираю отпайку №9 (98.68кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{\text{н}} = 98{,}86\frac{6.3}{98{,}68} = 6{,}3 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому.

Реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т3:

$$\text{U} = 107{,}45\frac{6{,}3}{115} = 5{,}88 \text{ кВ}.$$

Каждая ступень составляет 1,78% от $U_{\text{вн}}$ или:

$$\frac{115 * 1{,}78\%}{100} = 2{,}04 \text{ кВ}.$$

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 107{,}45\frac{6{,}3}{6{,}3} = 107{,}45 \text{ кВ}.$$

Выбираю отпайку №4 (106,84 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{\text{н}} = 107{,}45\frac{6{,}3}{106{,}84} = 6{,}3 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому.

Реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т4:

$$\text{U} = 107{,}73\frac{6{,}3}{115} = 5{,}9 \text{ кВ}.$$

Каждая ступень составляет 1,78% от $U_{\text{вн}}$ или:

$$\frac{115 * 1{,}78\%}{100} = 2{,}04 \text{ кВ}.$$

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = 107{,}73\frac{6{,}3}{6{,}3} = 107{,}73 \text{ кВ}.$$

Выбираю отпайку №4 (106,84 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{\text{н}} = 107{,}73\frac{6{,}3}{106{,}84} = 6{,}3 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому.

2.11 Расчет тока короткого замыкания на подстанции

Сопротивление системы

$$x_c^* = \frac{S_б}{S_{кз}} . \quad (2.42)$$

где, $S_б$ – базисная мощность, МВА;
$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_c^* = \frac{100}{400} = 0{,}25 .$$

Сопротивление высоковольтной линии

$$x_{вл}^* = x_0 * l * \frac{S_б}{U_б^2} . \quad (2.43)$$

где, x_0 – удельно индуктивное сопротивление линии, Ом;
l – длина линии, км;
$U_б$ – базисное напряжение, $U_б = 1{,}05 * U_{ном}$ кВ.

$$x_{вл}^* = 0{,}405 * 10 * \frac{100}{115^2} = 0{,}03.$$

Сопротивление трансформатора

$$x_{трв}^* = \frac{u_{кз}}{100} * \frac{S_б}{S_{н.тр}}. \quad (2.44)$$

где, $u_{кз.в}$ – напряжение короткого замыкания Тр, %;
$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{тр}^* = \frac{10{,}5}{100} * \frac{100}{63} = 0{,}16 .$$

Результирующее сопротивление в точек К-1

$$x_{рез.к-1} = x_c^* + x_{вл}^*. \quad (2.45)$$

$$x_{рез.к-1} = 0{,}25 + 0{,}03 = 0{,}28$$

Результирующее сопротивление в точек К-2

$$x_{рез.к-2} = x_c^* + x_{вл}^* + x_{тр.в}^* + x_{тр.н}^*. \quad (2.46)$$

$x_{рез.к-2} = 0{,}25 + 0{,}03 + 0{,}16 = 0{,}44.$

Базисный ток в точках К-1, К-2

$$I_{бк1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_б}. \quad (2.47)$$

$I_{б.к-1} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0{,}5$ кА.

$$I_{бк2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_{б.нн}}. \quad (2.48)$$

где, $U_{б.нн}$ – базисное низщее напряжение, кВ

$I_{б.к-2} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6.3} = 9.16$ кА .

Ток короткого замыкания в точках К-1, К-2

$$I_{кз.к-1} = \frac{I_{б.к-1}}{x_{рез.к-1}}. \quad (2.49)$$

$I_{кз.к-1} = \frac{0{,}5}{0{,}28} = 1{,}78$ кА.

$$I_{кз.к-2} = \frac{I_{б.к-2}}{x_{рез.к-2}}. \quad (2.50)$$

$I_{кз.к-2} = \frac{9{,}16}{0{,}44} = 20{,}8$ кА.

Определение ударного тока в точке К-1, К-2

$$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-1}. \quad (2.51)$$

где, $k_{уд}$ – ударный коэффициент

$i_{уд.к-1} = \sqrt{2} * 1{,}8 * 1{,}78 = 4{,}53$ кА.

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{кз.к-2}. \quad (2.52)$$

$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * 1.02 * 20.8 = 30.004$ кА.

Тепловой импульс

$$B_{к-1} = I_{кз}^2 * (t_{пр} + T_{оп}). \quad (2.53)$$

где, $t_{пр}$ – время срабатывания защиты, с;

$T_{оп}$ – время затухания апериодической составляющей КЗ, с.

$$B_{к-1} = 1{,}78^2 * (4 + 0{,}1) = 12{,}9 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

$$B_{к-2} = I_{кз}^2 * \left(t_{пр} + T_{оп}\right). \quad (2.54)$$

$$\text{В}_{к-2} = 20{,}8^2 * (4 + 0{,}1) = 1773{,}8 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * \text{U}_б * I_{кз.к-1}. \quad (2.55)$$

$$S_{кз.к-1} = \sqrt{3} * 115 * 1.78 = 354.5 \text{ МВА}.$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * \text{U}_{б.нн} * I_{кз.к-2}. \quad (2.57)$$

$$S_{кз.к-2} = \sqrt{3} * 6.3 * 20.8 = 226.96 \text{ МВА}.$$

Расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} * U_{ном}}. \quad (2.58)$$

$$I_{расч-1} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 110} = 330{,}66 \text{ А}.$$

$$I_{расч-2} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 6{,}3} = 5773{,}5 \text{ А}.$$

На рисунке 2.11.1, представлена однолинейная схема точек КЗ в первой подстанции.

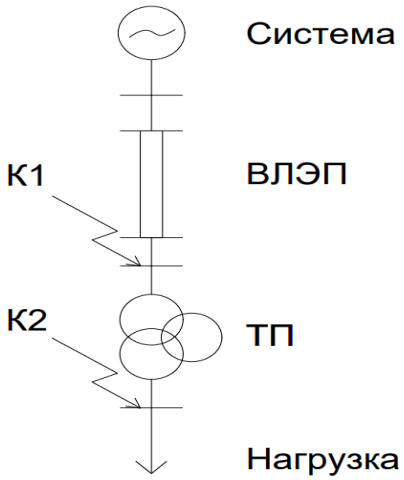

Рисунок 2.7 – Однолинейная схема точек КЗ

2.12 Выбор оборудования для трансформаторной подстанции 1

Выбор оборудования для трансформаторной подстанции (ТП) зависит от различных факторов, включая мощность, напряжение, тип и конфигурацию подстанции, а также требования к надежности, безопасности и эффективности работы системы.

Таблица 2.8 – Коммутационные аппараты для 1 точки КЗ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВЭК-110	Разъединитель РНД-110
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_н$ = 110 кВ	$U_н$=110 кВ	$U_н$=110 кВ
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 330{,}66$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном}$=630 А
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 1{,}78$ кА	$I_{ном.отк} = 40$ кА	–
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 4{,}53$ кА	$I_{дин} = 102$ кА	$I_{дин} = 80$ кА
$I_{тер} \geq B_к$	$B_k = 12{,}9$ кA	$I_{тер}^2 = 3{,}2$ к$A^2 * c$	$I_{тер}^2 = 3{,}9$ к$A^2 * c$

После выбора трансформатора тока для первой подстанции, его параметры сведены в таблицу (2.9).

Таблица 2.9– Трансформатор тока

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А		Нагрузка	$i_{уд}$
		первичный	вторичный		
ТФЗМ110Б-1	110	500	5	1,2	54

Таблица 2.10– Трансформатор напряжения

Тип	$U_{ном}$		$S_{ном}$	S_{max}
	первичной	вторичной	1	
НКФ-110-57У1	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	2000

Таблица 2.11 – Перечень приборов подключаемы к измерительным ТП

Прибор	тип	Нагрузка фазы		
		A	B	C
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА4У-И672М	2	-	2
Счетчик реактивной энергии	СР4У-673М	2	-	2
Итого:		5,1	0,1	5,1

Таблица 2.12 – Коммутационные аппараты для второй точки КЗ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВГ-20-160	Разъединитель РВП-20
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_н$ = 110 кВ	$U_н$=6,3 кВ	$U_н$=6,3 кВ
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 5773{,}5$ А	$I_{ном} = 12500$ А	$I_{ном}$=12500 А
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-2} = 20{,}8$ кА	$I_{ном.отк} = 160$ кА	–
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 30{,}004$ кА	$I_{дин} = 410$ кА	$I_{дин} = 390$ кА
$I_{тер} \geq B_к$	$B_k = 1773{,}8$ А$^2 * с$	$I^2_{тер} = 51{,}2$ к$A^2 * c$	$I^2_{тер} = 76{,}8$ к$A^2 * c$

Сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_{2н}} . \quad (2.59)$$

$$r_{приб} = \frac{5{,}1}{25^2} = 0{,}04 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка ТТ

$$r_{ном} = r_{провод} - r_{приб} - r_k . \quad (2.60)$$

$$r_{ном} = 1{,}2 - 0{,}4 - 0.1 = 1{,}06 \text{ Ом}.$$

Сечение контрольного кабеля

$$q = \frac{l_{расч} * \rho}{r_{ном}} . \quad (2.61)$$

$$q = \frac{0{,}0175 * 75}{1{,}06} = 1{,}23 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель КВРГ сечением 2,5 мм^2 .

3 Подключение ВИЭ на участок

3.1 Проект ВИЭ мощностью 250 МВт

Все мы знаем, что вопрос возобновляемых источников энергии обсуждается во всем мире уже давно и с каждым годом становится все актуальнее. На сегодняшний день в Казахстане планируется ввод 15 проектов ВИЭ мощностью 276 МВт. Планируются проекты, которые прорабатывают нынешнюю проблему, собственно получение безопасной энергии без ущерба для окружающей среды. Также вероятно, что мощность ВИЭ будет достигнут до 250 МВт в Казахстане.

Проект ВИЭ мощностью 250 МВт в Казахстане представляет собой значительный и амбициозный проект, который дарит надежность и эффективность будущему развитию в сфере ВИЭ. Вот несколько ключевых аспектов, которые следует учесть при реализации такого важного и крупного проекта:

1) Ресурсы и потенциал: Провести тщательное исследование потенциала возобновляемых ресурсов в регионе, где будет развернут проект. Разузнать особенности местности и потенциал самого проекта. Оценить солнечную или ветровую энергетическую емкость, доступность этих ресурсов и потенциальные факторы, такие как солнечная радиация или скорость ветра.

2) Техническая реализация: Разработать детальный и ясный план технической реализации проекта. Включить в него выбор технологии, типы оборудования (солнечные панели или ветрогенераторы), инфраструктуру подключения к сети и систему хранения энергии, если необходимо. Следует обратиться к опытным инженерам и консультантам в области ВИЭ для разработки наиболее эффективного и надежного решения.

3) Финансирование и инвестиции: Оценить финансовую сторону проекта. Разработать бизнес-план, провести анализ стоимости и оценить потенциальные доходы. Рассмотреть возможности финансирования, такие как государственные программы поддержки, частные инвесторы или финансовые инструменты, чтобы обеспечить достаточные средства для реализации проекта.

4) Разрешительные процедуры: Узнать о необходимых разрешениях и лицензиях, которые требуются для реализации проекта. Связаться с местными органами власти и энергетическими регуляторами, чтобы получить информацию о требованиях и процессах получения разрешений.

5) Сетевое подключение: Учесть возможности подключения вашего проекта к энергетической сети. Определить потребности в мощности, требуемые для подключения, и обратиться к оператору сети для получения информации о процедурах и требованиях.

6) Экологические и социальные вопросы: Уделить должное внимание экологическим и социальным аспектам проекта. Провести оценку воздействия

на окружающую среду и обратиться к заинтересованным сторонам и сообществам для содействия партнерства и местной поддержки.

7) Обслуживание и эксплуатация: Разработать план обслуживания и эксплуатации для поддержания надежной работы системы ВИЭ. Учесть потребности в регулярном обслуживании, мониторинге и технической поддержке для обеспечения максимальной производительности и эффективности системы.

Я считаю, что важно и нужно работать с опытными специалистами и консультантами в области ВИЭ, а также сотрудничать с местными партнерами и органами власти для успешной реализации проекта ВИЭ мощностью 250 МВт в Казахстане.

Показатели развития ВИЭ в Казахстане включают в себя, помимо СЭС и ВЭС, малые ГЭС и электростанции, которые работают на биотопливе. ГЭС намного надежнее и стабильнее чем остальные виды ЭС, но если брать ВИЭ на 250 МВт, нам скорее подойдут солнечные и ветреные, так как ГЭС на 250 МВт уже станет традиционным путем энергии. ГЭС не являются источником возобновляемой энергии (ВИЭ), а представляют собой традиционный источник энергии. Они основаны на использовании потенциальной энергии воды, преобразуя ее в кинетическую энергию, а затем в электрическую энергию. ГЭС могут иметь различные мощности, и станции с мощностью 250 МВт являются крупными проектами. Однако, когда говорим о ВИЭ, обычно подразумеваем источники энергии, которые возобновляемы и экологически более чисты. Солнечная энергия, ветровая энергия, геотермальная энергия, биомасса и другие источники, которые не исчерпываются и не наносят значительного ущерба окружающей среде, относятся к ВИЭ. Эти источники энергии все более широко используются для сокращения зависимости от традиционных ископаемых видов энергии, таких как уголь, нефть и газ.

Таким образом, делаем вывод, что ГЭС, как традиционный источник энергии, не включаются в понятие ВИЭ. ВИЭ относятся к новым и более экологически устойчивым формам производства энергии, которые являются альтернативой ископаемым видам энергии.

Для осуществления данной работы и цели нам нужно вкладывать средства в альтернативные источники энергии, которые являются доступными, недорогими, устойчивыми и конечно же надежными. В свою очередь этот эксперимент при подключение ВИЭ на участок может дать нам эффективную расценку, возможность экономичности, примерную модернизацию производственных мощностей, а также привлечение в страну новых идей и инвестиций.

Первым шагом при подключении ВИЭ на участок является определение потребности в энергии. Мы должны рассмотреть свои энергетические потребности и сколько энергии требуется для покрытия этих потребностей. Оценить потребление энергии в разные времена года и в разное время суток. Это поможет нам определить, какой тип ВИЭ и какая мощность системы будет наиболее эффективной для участка.

Дальше у нас идет выбор типа ВИЭ. Солнечная энергия и ветровая энергия являются двумя наиболее распространенными и доступными источниками ВИЭ. Определяем, какой тип ВИЭ наиболее подходит для участка. Если у участка есть большая открытая площадь и доступ к солнечному свету, солнечная энергия может быть хорошим вариантом. Если участок находится в ветряной местности, ветровая энергия может быть предпочтительнее. Также можно рассмотреть возможность комбинирования обоих типов ВИЭ для максимальной эффективности.

После установки системы ВИЭ важно ее регулярно мониторить и обслуживать, отслеживать производительность системы и регулярно очищать солнечные панели или проводить обслуживание ветрогенераторов. Также необходимо проверять состояние батарей или других устройств хранения энергии, если они используются.

В моем случае, я выбрала вид альтернативных источников ВЭС, потому что данный вид ВИЭ отлично подходит на мой участок. Участок которого я моделирую находится в ветреной местности, около которого есть довольно высокие здания, поэтому я выбрала ВЭС как намного правильный и удобный вариант.

3.1 Расчет параметров трансформатора для схемы в MATLAB

Паспортные данные трансформаторов на подстанциях приведены в таблице 2.1.

Выбрали ранее на участок А-1 трансформатор типа ТРДЦН-63000/110

Рассчитываем номинальный ток по формуле:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} * U} \quad (3.1)$$

где,$S_{\text{н}} -$ номинальная мощность;

$U -$ напряжение.

$$I = \frac{63 * 10^3}{\sqrt{3} * 115 * 10^3} = 0.31 \text{ кА.}$$

Ток холостого хода равен :

$$I_{xx} = \frac{0.65}{100} * 0.31 = 0.002 \text{ кА.}$$

$$\cos_{\varphi 0} = \frac{\text{P}_{\text{xx}}}{\text{U} * \text{I}_{\text{xx}}}. \quad (3.2)$$

Коэффицент мощности:

$$cos_{\varphi 0} = \frac{59 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.002} = 0.256$$

$$\sin_{\varphi 0} = \sqrt{1 - \cos_{\varphi}^2} \quad (3.3)$$

$\sin_{\varphi 0} = \sqrt{1 - 0.256^2}$=0.966

$$R_м = \frac{S_н}{U * I_{xx} * \cos_{\varphi}}. \quad (3.4)$$

Сопротивление магнитной цепи:

$$R_м = \frac{63 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.002 * 0.256} = 1070 \text{ Ом.}$$

$$X_м = \frac{S_н}{U * I_{xx} * \sin_{\varphi}}. \quad (3.5)$$

$$X_м = \frac{63 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.002 * 0.966} = 283.5 \text{ Ом.}$$

Выбрали на участки 1-2, А-3, 3-4 трансформатор типа ТД-40000/110
Рассчитываем номинальный ток по формуле (3.1):

$$I = \frac{40 * 10^3}{\sqrt{3} * 115 * 10^3} = 0.2 \text{ кА.}$$

Ток холостого хода равен :

$$I_{xx} = \frac{0.70}{100} * 0.2 = 0.014 \text{ кА.}$$

Коэффицент мощности:

$$cos_{\varphi 0} = \frac{50 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.014} = 0.031$$

$\sin_{\varphi 0} = \sqrt{1 - 0.031^2}$=0.99

Сопротивление магнитной цепи:

$$R_{\text{м}} = \frac{40 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.014 * 0.031} = 801.44 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{м}} = \frac{40 * 10^3}{115 * 10^3 * 0.014 * 0.99} = 25.09 \text{ Ом.}$$

3.2 Исследование режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом подключения ВИЭ мощностью 250 МВт

Проектирование режимов работы большой сети 110 кВ с учетом подключения мощных источников энергии (ВИЭ) мощностью 250 МВт в MATLAB требует выполнения нескольких шагов. Вот общий план действий:

1) Моделирование сети: настройка модели сети 110 кВ в MATLAB с использованием дополнительных инструментов и библиотек, таких как Simulink или Simpower Systems. В этой модели дополнительные компоненты, такие как генераторы, трансформаторы, линии передачи, распределительные устройства и нагрузки.

2) Ввод данных ВИЭ: Предстоит определить характеристики ВИЭ мощностью 250 МВт, которого я планирую подключить к сети. К этому можно добавить тип ВИЭ (например, солнечная энергия или ветроэнергия), мощность каждого устройства, его положение, возможные вариации мощности в зависимости от условий и другие параметры времени.

3) Определение мощности и режимов работы ВИЭ: Нужно узнать мощность, которую генерируют ВИЭ (250 МВт), а также определить их режимы работы, включая варьирующуюся мощность в зависимости от изменений ветра или солнечной активности. В зависимости от типа ВИЭ, я могу использовать соответствующие модели и алгоритмы для определения генерируемой мощности.

4) Анализ влияния ВИЭ на сеть: Использовать модель сети для анализа влияния подключенных ВИЭ на различные параметры сети, такие как напряжение, токи и потери мощности. Также нужно выполнить статический или динамический вывод или анализ, чтобы убедиться, что сеть остается стабильной и соответствует требованиям надежности.

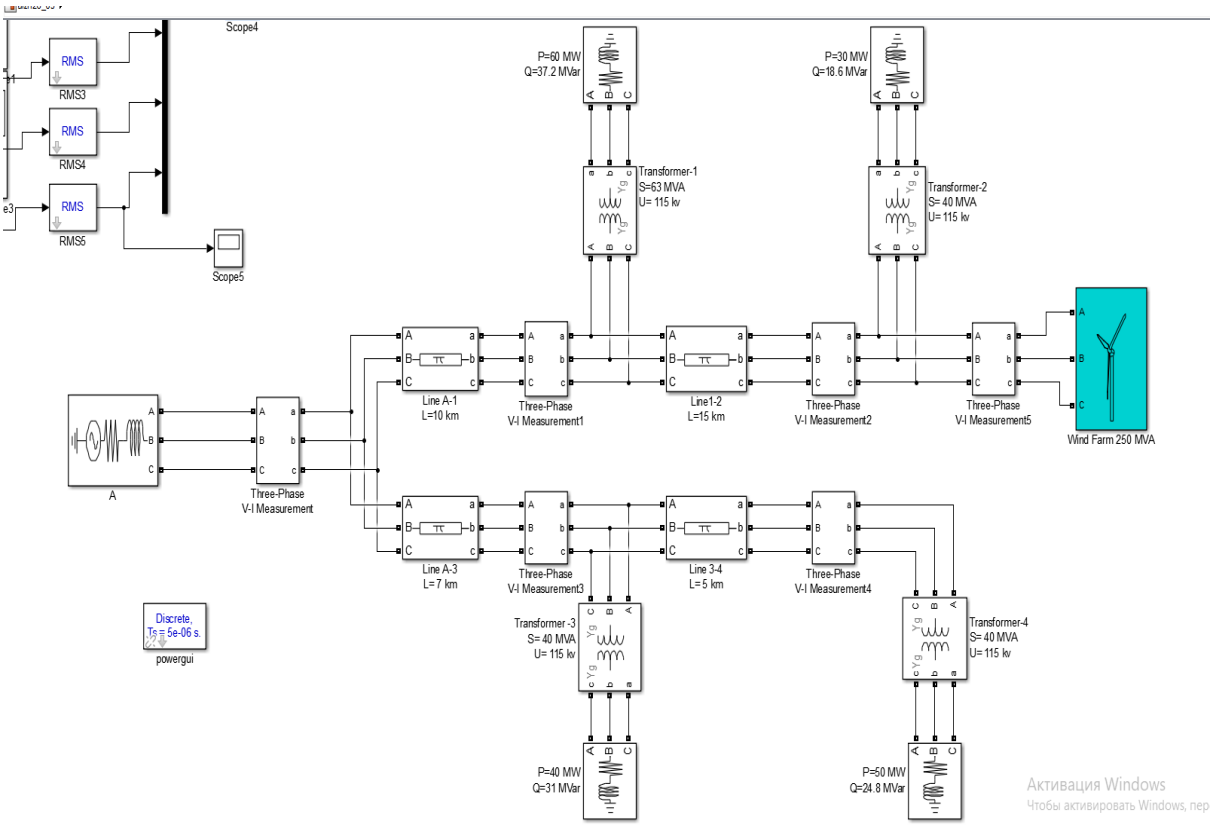

Рисунок 3.1 – Модель электрической сети 110 кВ с подключением ВИЭ

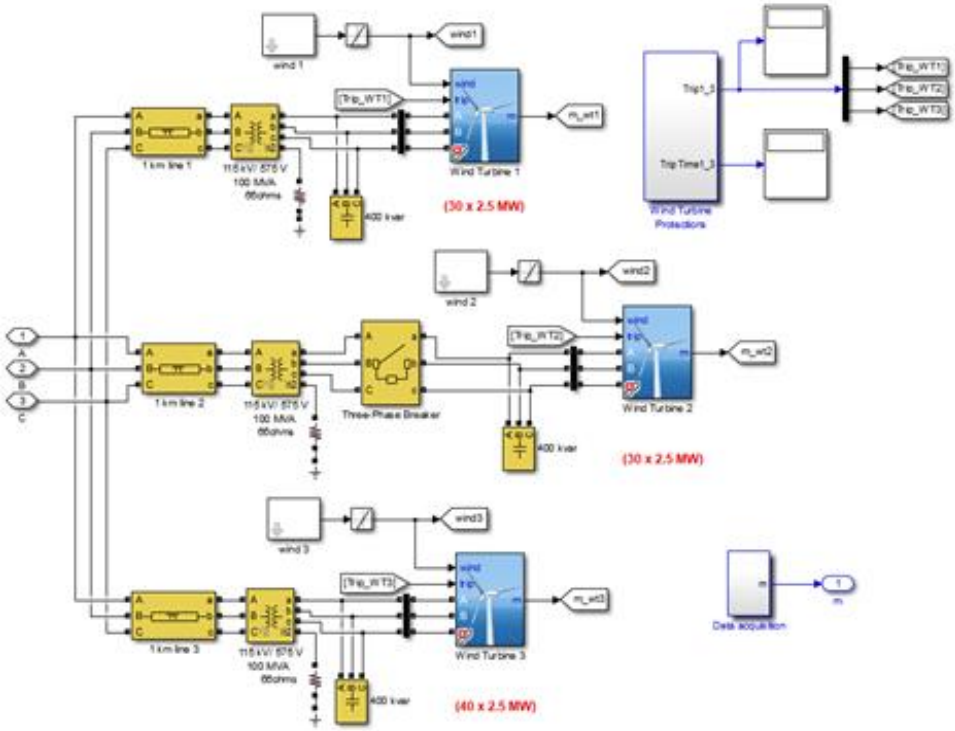

Рисунок 3.2 – Модель ВИЭ

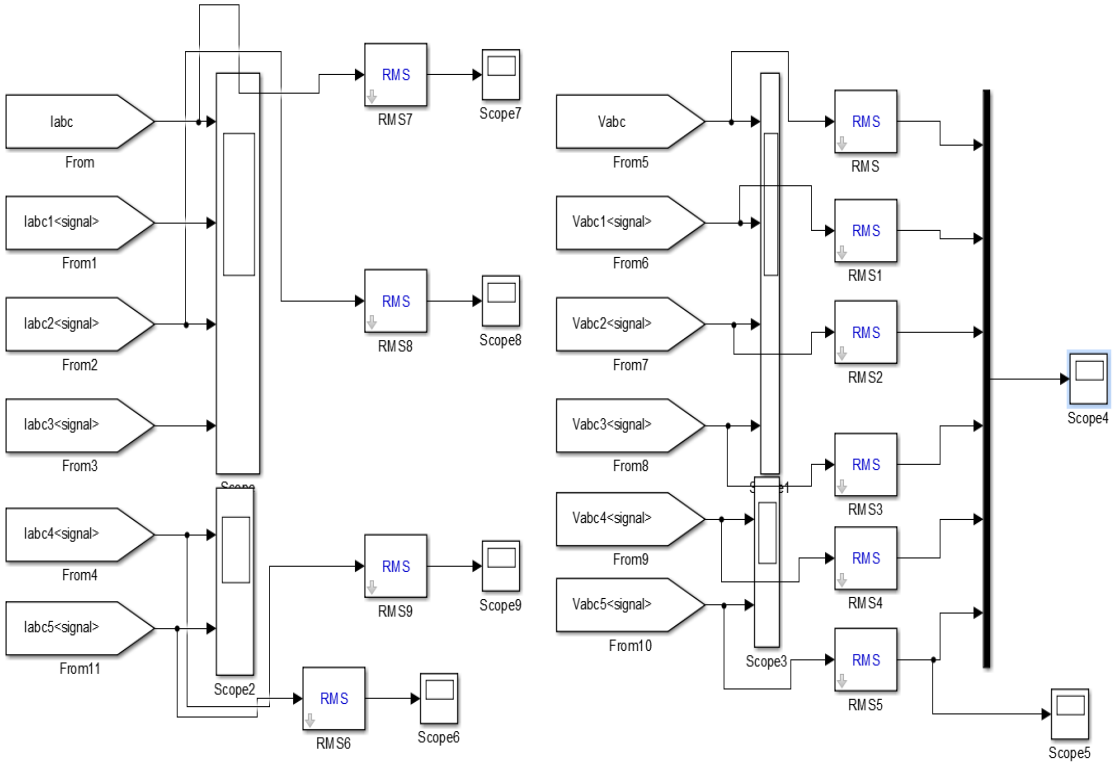

Рисунок 3.3 – Блоки для измерения параметров электрической сети

Математическая схема в MATLAB для моделирования установки ветровой электростанции (ВЭС) может состоять из следующих компонентов:

1) Модель ветра: Это может быть статистическая модель, определяющая скорость и направление ветра на основе заданных параметров или модель, использующая измерение скорости ветра.

2) Модель ветровой турбины: конфигурация модели ветровой турбины, которая описывает ее характеристики и поведение при скоростях ветра. Это может быть зависимость электрогенерации от скорости ветра, начальный порог скорости ветра, рабочий диапазон скоростей, мощность генерации и другие параметры. Выбранную модель ветровой турбины можно увидеть на рисунке 3.2.

3) Модель генератора и преобразователя: модель генератора, который преобразует механическую энергию от вращающихся лопастей турбины в электрическую энергию. В моделях учтите электрические характеристики генератора, такие как его эффективность, потребление и напряжение.

4) Модель расширенной сети: Создана модель расширенной сети, к которой подключается ветровая электростанция. Эта модель включает в себя линии передачи, другие трансформаторы, распределительные устройства и компоненты сети. Она позволяет анализировать взаимодействие между ВЭС и сетью, включая передачу электроэнергии, контроль напряжения и тока, учет потерь энергии и другие параметры.

5) Управляющая система: Модель установки ВЭС в MATLAB может также включать управляющую систему, которая сама регулирует работу турбины и генератора для мощного производства электроэнергии. Управляющая система отображает алгоритмы контроля скорости вращения лопастей турбины, системы защиты, а также стратегии управления мощностью и напряжением для обеспечения стабильной работы ВЭС и сети.

6) Анализ результатов: После создания математической модели установки ВЭС в MATLAB можно провести анализ результатов. В этом шаге можно оценить производство электроэнергии ВЭС, наблюдать изменения в зависимости от входных параметров, таких как скорость ветра, и оценивать эффективность работы системы.

Дополнительно можно провести анализ различных сценариев, включая изменение условий ветра, нагрузки в электрической сети или введение других возобновляемых источников энергии. Такой анализ поможет определить оптимальные настройки управляющей системы и оценить производительность и устойчивость ВЭС в различных условиях.

Все эти компоненты математической модели взаимосвязаны и должны быть взаимодействовать между собой для создания полноценной модели установки ВЭС. При создании модели в MATLAB я учитывала особенности конкретной установки ВЭС и точность моделирования, чтобы получить достоверные результаты и сделать практические выводы.

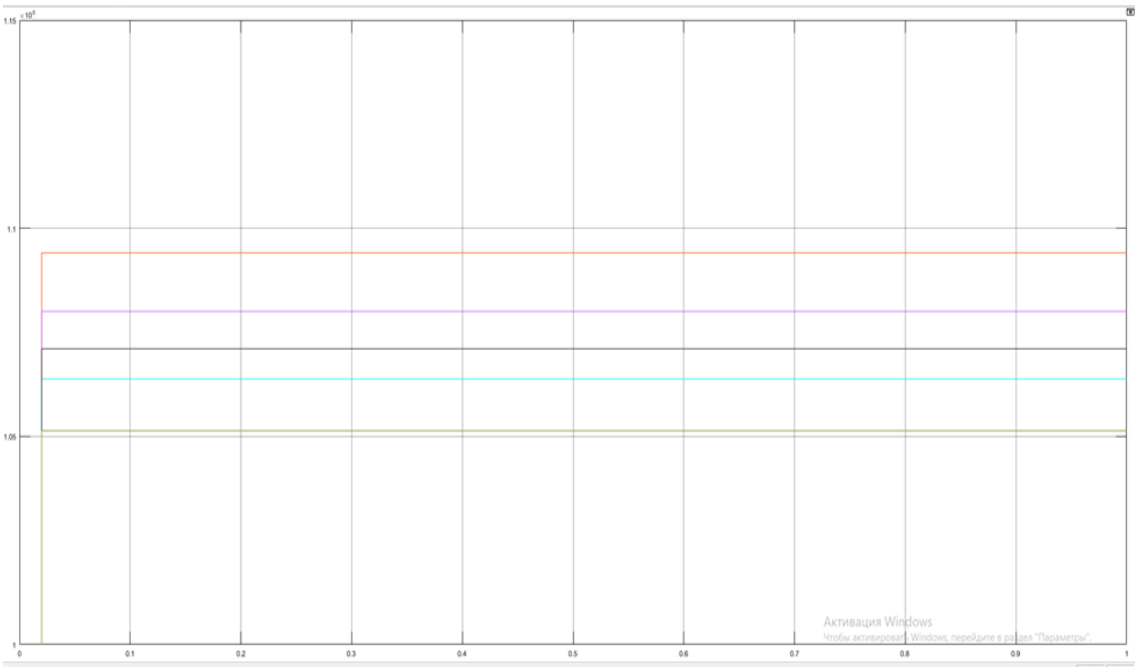

Рисунок 3.4 – График напряжения при нормальном режиме в линии

На графике (3.4) напряжения в нормальном режиме в MATLAB можно увидеть такие характеристики как номинальное значение напряжения, изменение напряжения во времени и колебания.

Как видим, на данном графике отображается горизонтальная линия, соответствующая номинальному значению напряжения в сети (110 кВ) и изменение напряжения на оси времени. Как мы видим, по графику можно понять что колебании в сети нет и значения напряжения стабильные.

Таблица 3.1 – Напряжения фаз на участке

U_1	109 кВ
U_2	107 кВ
U_3	107.5 кВ
U_4	106 кВ
U_5	105 кВ
U_6	105 кВ

В норме напряжения так и должны быть стабильным и примерно равны определяемого значения.

График тока в MATLAB при нормальном восстановлении сети позволяет нам визуализировать изменение тока во времени на заданном участке сети. Он показывает значения устойчивости тока от времени и помогает анализировать его устойчивость и другие характеристики.

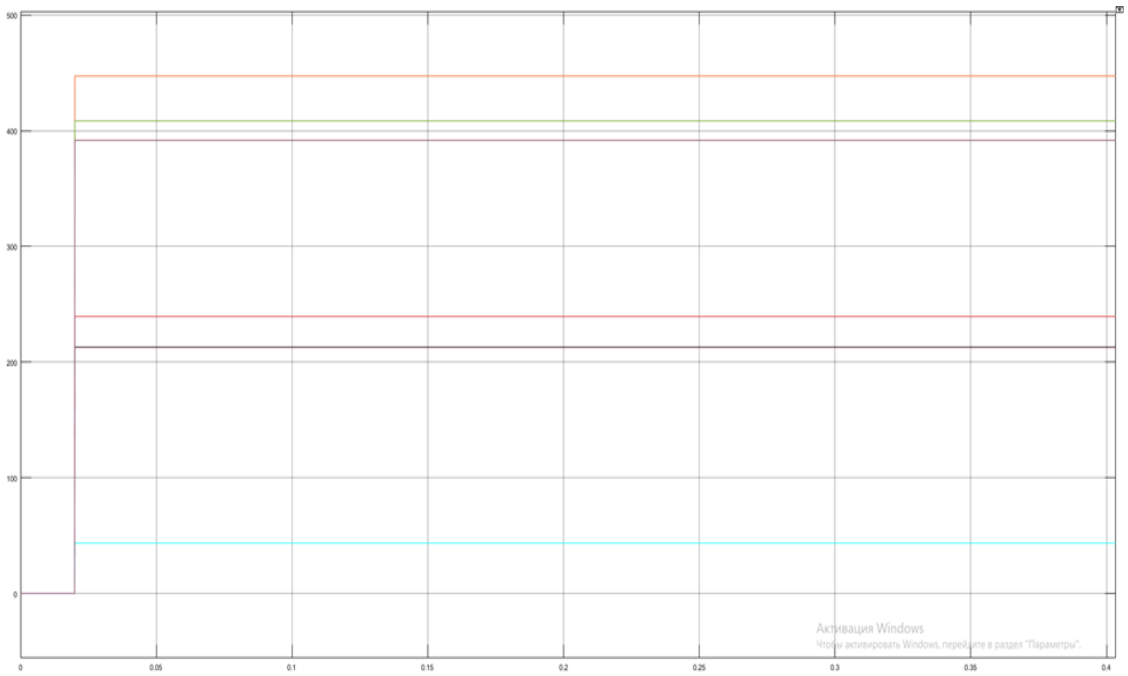

Рисунок 3.5 – График тока при нормальном режиме в линии

На этом графике (3.5) можем увидеть как горизонтальная линия поднимается, которая в свою очередь подтверждает повышенное значение тока в сети. График показывает, что в течение определенного времени ток остается постоянным и не превышает предельные значения или нормативы. Это означает, что электрическая сеть работает в стабильном состоянии, без значительных колебаний или изменений в значении тока.

Однако в реальной ситуации могут быть колебания. Небольшие колебания или флуктуации тока могут быть присутствовать из-за различных факторов, таких как изменение нагрузки или динамические процессы в сети. В таких случаях график тока может показывать небольшие вариации в значениях тока в течение определенного времени, но они все равно останутся в пределах допустимых значений для нормального режима работы сети. Максимальное значения тока достигает 450 кА на графике (3.5).

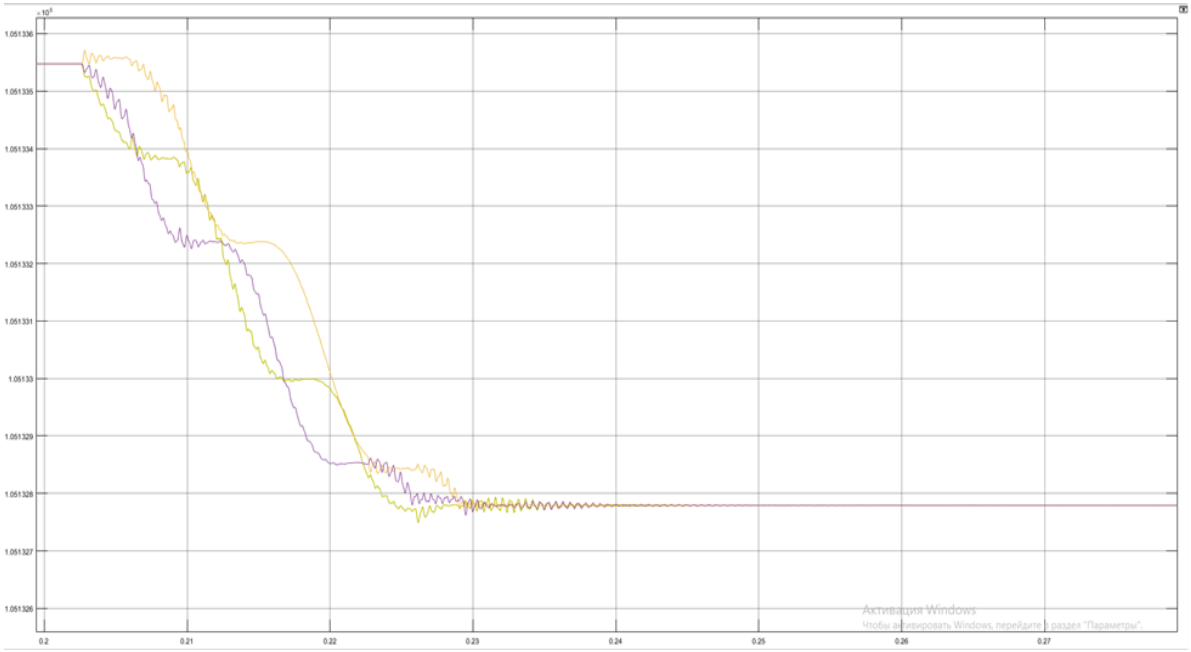

Рисунок 3.6– График напряжения (U_2 или U_5) при отключении ВИЭ

При отключении ВИЭ мощности 75 МВт (U_2 или U_5) в сети можно ожидать изменения графика (3.6) напряжения. Тем не менее, изменения происходят в зависимости от структуры и параметров сети, а также от контроля режима работы и компенсационных мер, принятых в системе.

Если отключение ВИЭ приводит к снижению напряжения, то напряжение в сети может понизиться. Ведь повышение активной мощности напряжения может вызывать снижение напряжения в точках удаленных источников питания или в точках с сильным сопротивлением. В полученном графике (3.6) отображены падения и колебания напряжения. Это возможно связано с изменением динамики генерации и перераспределением мощности между источниками. В результате возможного напряжения, которое со временем

установится в новом устойчивом состоянии. График может показывать эти колебания в виде изменений значений напряжения в течение времени. В диапазоне 0.2 и 0.23 сек напряжение падает, а также можно отметить колебания в этом промежутке. С 0.23 сек напряжения начинают стабилизироваться при 105,32 кВ. Максимальное значение напряжения при отключении ВИЭ 75 МВт изображает примерно 105,34 кВ.

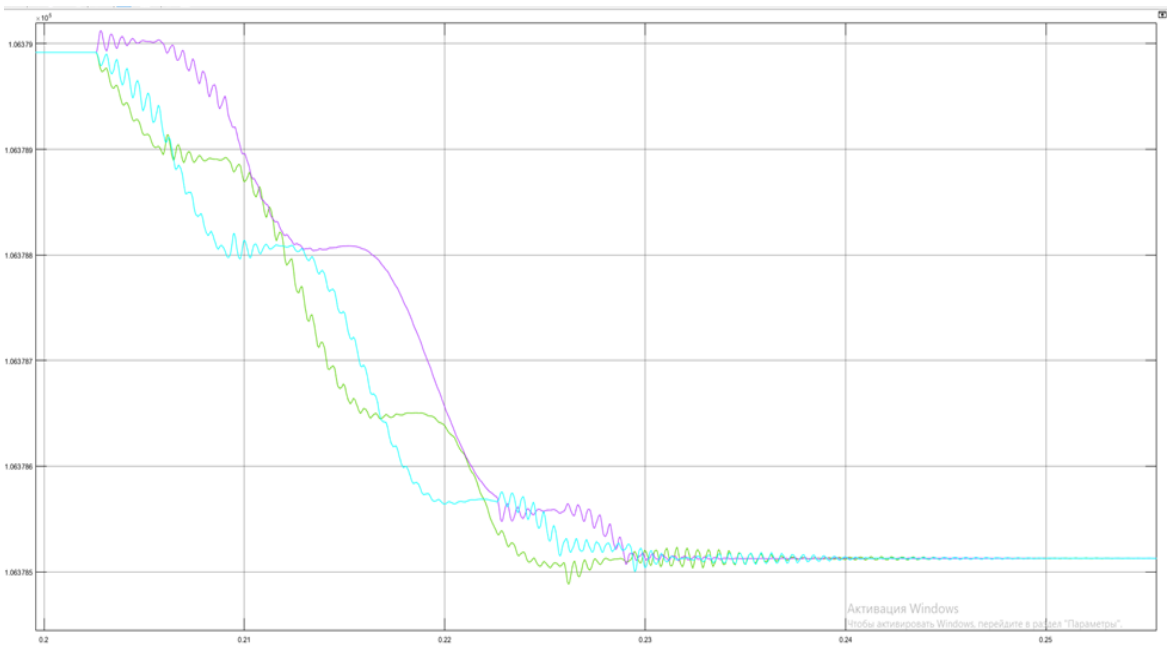

Рисунок 3.7 – График напряжения (U_4) при отключении ВИЭ

При отключении ВИЭ мощности 75 МВт (U_4) в сети ссылаясь на рисунок (3.7) могу отметить такие же падения и колебания напряжения как в предыдущем случае. Думаю, отключение ВИЭ может вызвать временные ожидания напряжения в сети. В диапазоне 0.2 и 0.23 сек напряжение падает, а также можно отметить колебания в этом промежутке. С 0.23 сек напряжения начинают стабилизироваться при 106,37 кВ. Максимальное значение напряжения при отключении ВИЭ 75 МВт показывает примерно 106,38 кВ.

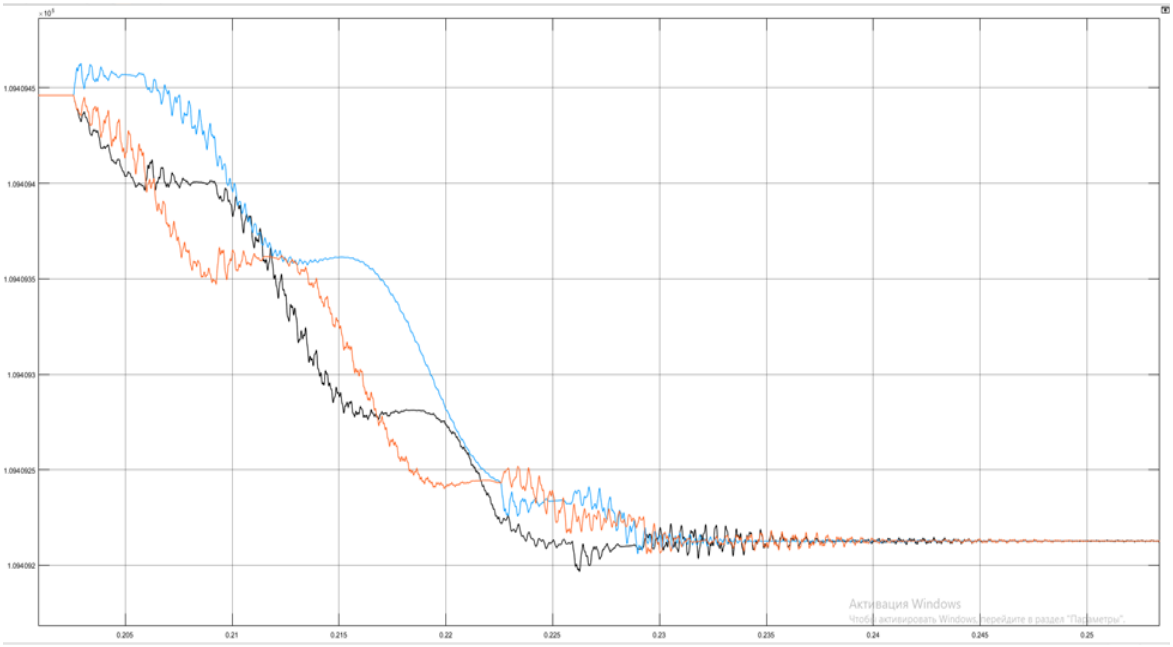

Рисунок 3.8– График напряжения (U_1) при отключении ВИЭ

В диапазоне 0.2 и 0.225 сек напряжение падает, а также можно отметить колебания в этом графике 3.8. С 0.225 сек напряжения начинают стабилизироваться при 109,4 кВ. Максимальное значение напряжения при отключении ВИЭ 75 МВт показывает примерно 109,41 кВ.

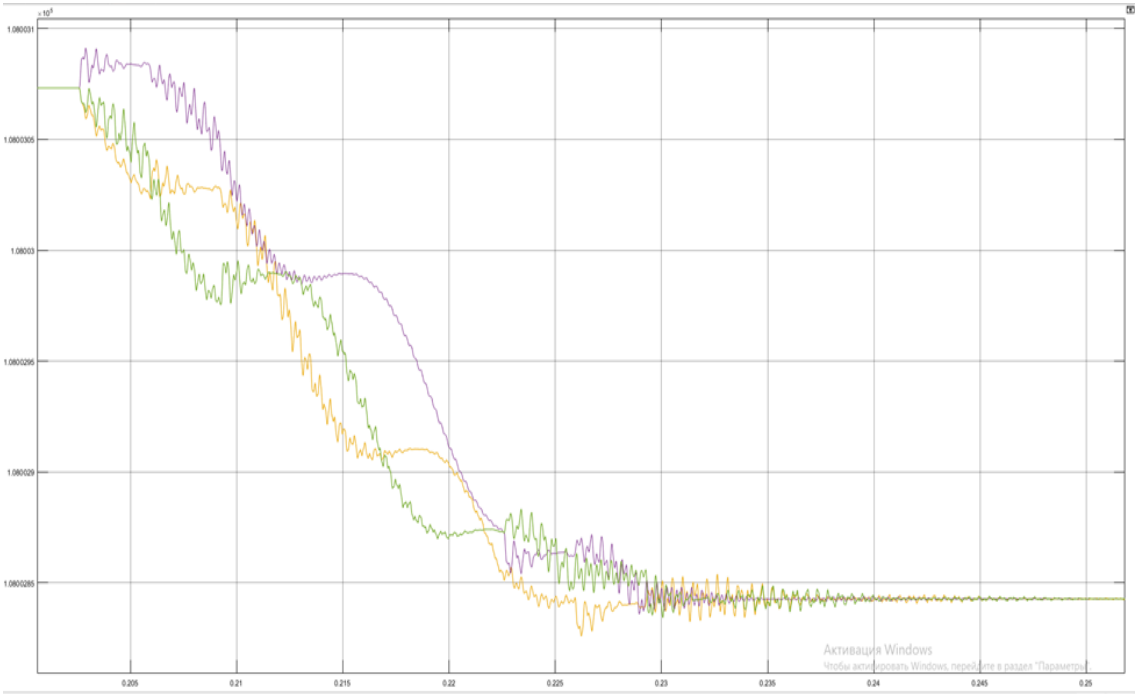

Рисунок 3.9 – График напряжения (U) при отключении ВИЭ

При отключении ВИЭ мощности 75 МВт в сети может повлиять на неожиданные и высокие напряжения в сети. Это может быть связано с потерей баланса между производством и потреблением электроэнергии, а также с изменениями в сетевой конфигурации. Высокие ожидания напряжения могут вызывать проблемы с работой электрооборудования и нестабильности работы системы. Падения напряжения особенно заметны в удаленных точках сети или в точках с большим сопротивлением. Они могут привести к нестабильной работе электрических устройств, снижению эффективности работы оборудования и даже к возникновению отказов или повреждений. Высокие колебания и падения напряжения на рисунке (3.9) при отключении ВИЭ мощностью 75 МВт в сети в MATLAB указывают на необходимость анализа и управления сетью, чтобы предотвратить потенциальные проблемы и обеспечить стабильность работы системы. Это может включать принятие мер по управлению нагрузкой, регулированию генерации или использованию компенсационных устройств для стабилизации напряжения в сети.

В диапазоне 0.205 и 0.225 сек напряжение падает, а также можно увидеть колебания в этом промежутке. С 0.225 сек напряжения начинают стабилизироваться при 108 кВ. Максимальное значение напряжения при отключении ВИЭ 75 МВт показывает приближенно 108.02 кВ.

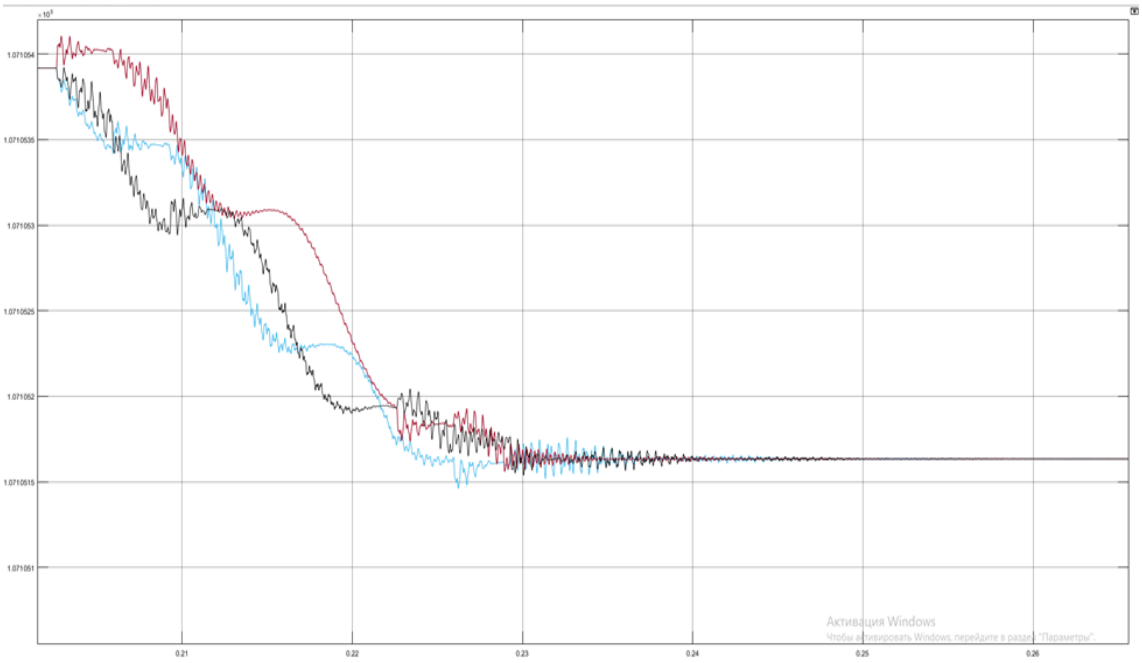

Рисунок 3.10 – График напряжения (U_3) при отключении ВИЭ

В диапазоне 0.2 и 0.23 сек напряжение падает, а также можно отметить колебания на рисунке 3.10. С 0.23 сек напряжения начинают стабилизироваться при 107 кВ. Максимальное значение напряжения при отключении ВИЭ 75 МВт показывает примерно 107.1 кВ.

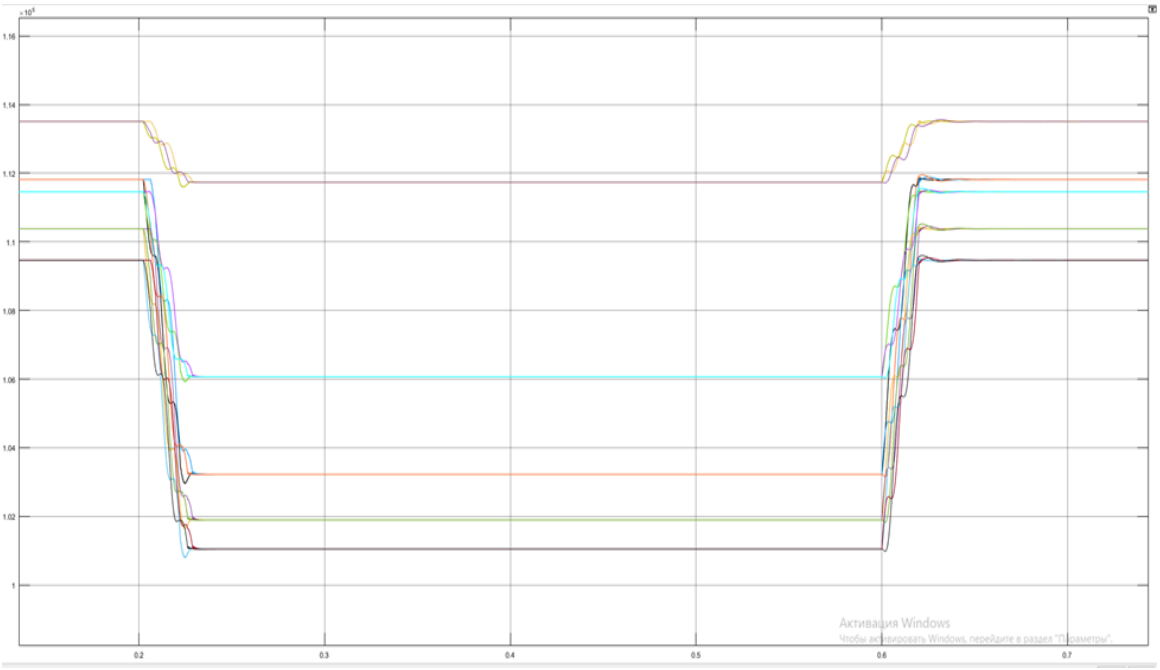

Рисунок 3.11 – График напряжения при отключении источника от сети

После обнаружения источника, напряжение в сети может снизиться и затем подниматься или исчезнуть полностью. Я считаю, это связано с тем, что отключенный источник больше не будет проявлять электрическую мощность, и, следовательно, не будет напряжения в сети. Отключение источника может привести к нарушению баланса между активной и реактивной мощностями в сети. В результате этого может развиться несоответствие между активной и реактивной мощностями, что может привести к уменьшению и увеличению напряжения в сети. До 0.2 сек напряжение стабильный, а на 0.28 сек происходит падение напряжения . С 0.6 сек по 0.678 сек напряжение заново увеличивается, дальше с 0.678 сек становится стабильным.

В данном случае на рисунке показано (3.11), после падения напряжения в результате отключения источника, в сети произошло последующее увеличение напряжения. Я считаю, что это вызвано действием автоматической системы регулирования напряжения, которая будет пытаться компенсировать потерю мощности от отключенного источника и восстановить напряжение до заданного уровня.

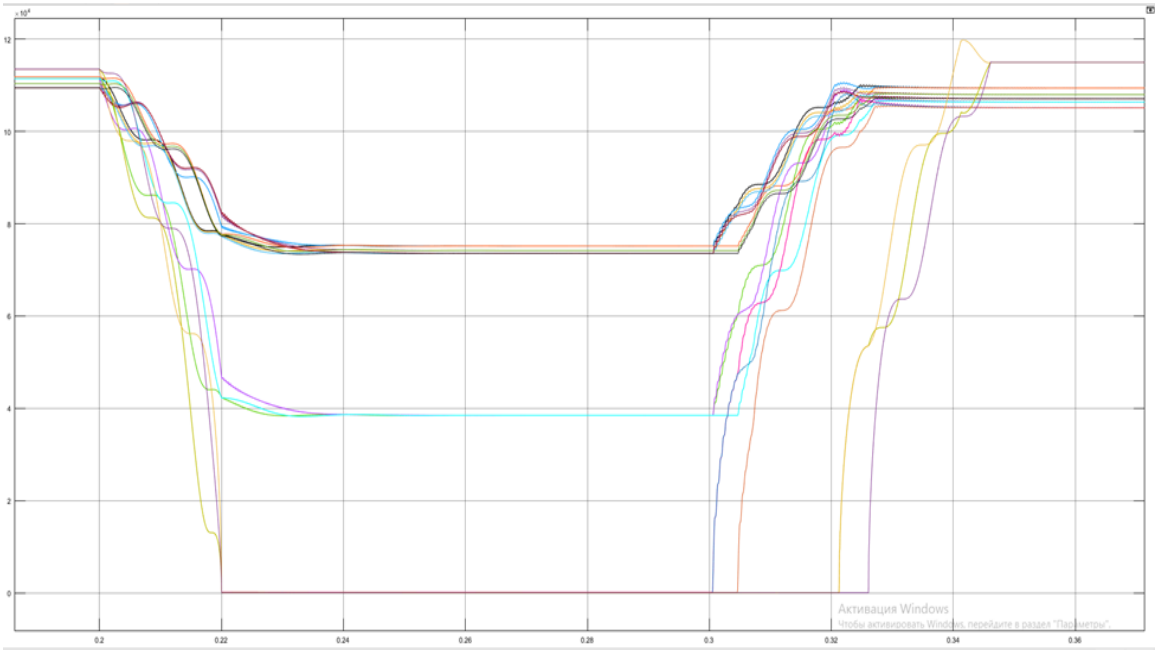

Рисунок 3.12– График напряжения при коротком замыкании в ВИЭ

При коротком замыкании в ВИЭ может быть предложено выделение или выделение энергии из данного источника. В результате этого в этом графике напряжения (3.12) мы можем наблюдать продолжительный период повышения напряжения, пока короткое замыкание не будет устранено или не будет применяться для применения напряжения в сети.

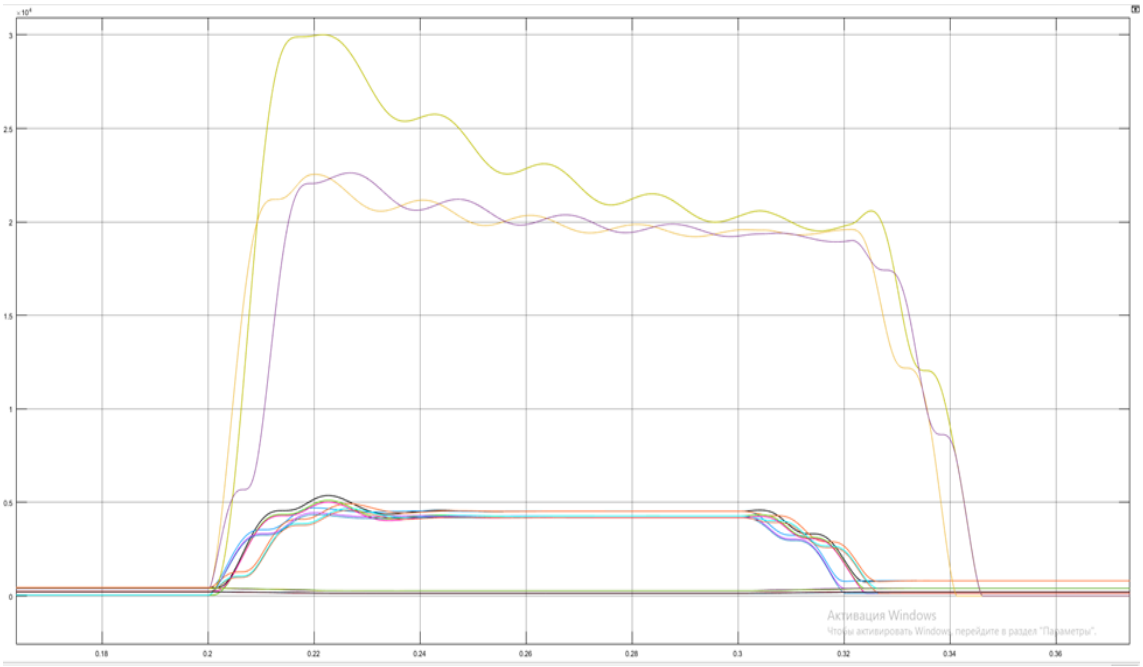

Рисунок 3.13– График тока при коротком замыкании в ВИЭ

Если происходит короткое замыкание в ВИЭ, то в графике тока (3.13) можно ожидать резкий скачок тока. Видно на рисунке, что короткое замыкание создает низкое соединение, которое соответственно приводит к резкому увеличению тока. С этого можно сделать вывод, что в ВИЭ проходит большой ток через систему, а в самой системе будет продолжительность периода высокого уровня тока, пока короткое взятие не будет устранено или не будет принято мер для ограничения тока.

А также из-за короткого замыкания система защиты в сети будет вмешиваться и предпринимать меры для ограничения тока. Это может наблюдаться в активации предохранителей, отключении автоматических выключателей или отключении самой системы управления. В результате в графике образовались высокочастотные импульсы тока, которые затухают по мере воздействия системы защиты и восстановления нормального режима работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе моего исследования я рассмотрела важные аспекты расчета электроэнергетических сетей, такие как выбор номинальных напряжений, распределение мощностей по линии электропередач, расчет потерь в трансформаторах, выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки, технико-экономический расчет, расчет потерь напряжения и мощности, падение напряжения в трансформаторе, расчет напряжения схемы потребителей и расчет тока короткого замыкания на подстанции. В ходе исследования мной были выполнены все задачи и проведены анализы которые упоминались ранее. Помимо этого разработана модель электрической сети для моделирования режимов работы с учетом интеграции ВИЭ и произведено моделирование и симуляция работы сети при различных условиях и генерации ВИЭ. Создала модель электрической сети 110 кВ в MATLAB с использованием подходящих инструментов и библиотек, таких как Simulink или Simpower Systems. В эту модель включила соответственно компоненты, такие как генераторы, трансформаторы, линии передачи, распределительные устройства и нагрузки. Результаты исследования позволили мне выявить особенности и проблемы, связанные с интеграцией ВИЭ в сеть 110 кВ. Были определены потенциальные риски, такие как перегрузки, нестабильность. Эта работа позволила мне лучше понять особенности режимов работы электрических сетей 110 кВ с подключенными ВИЭ мощностью 250 МВт и разработать рекомендации для эффективного интегрирования возобновляемых источников энергии в уже существующую инфраструктуру. Я думаю, что полученные результаты могут быть полезны для операторов сетей, инженеров и исследователей, занимающихся энергетическими системами и развитием ВИЭ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Ананичева С. С., Котова Е. Н. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017.

2 Сборник кейсов лучших практик использования ВИЭ в Казахстане, Алматы, ТОО «Литера-М», 2020.

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

4 Ананичева С.С, Мезенцев П.Е. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал.ун-та, 2013.

5 Плиско А.Л, Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016.

6 Закон Республики Казахстан. О поддержке использования возобновляемых источников, 2023.

7 Четошникова Л.М. «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии» Издательский центр ЮУрГУ, учебное пособие, 2010.

8 ЗАО «Электрощит Самара ». - Самара, 2016.

9 СТ КазНИТУ – 09 – 2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазНИТУ, 2023.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу

Жарылқасын Айжарық Берікқызы

6В07101 - Энергетика

Тема: **Исследование режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом подключения ВИЭ мощностью 250 МВт**

Жарылқасын А.Б. завершила свою дипломную работу в соответствии с установленным графиком и требованиями. За время работы над дипломной работы проявила себя как ответственный и дисциплинированный студент и успешно справлялась с поставленными техническими задачами, умело использовала специальную техническую и справочную литературу, а также регулярно обращалась за консультациями и вовремя выполняла разделы дипломной работы. Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 54 страницах.

При выполнении всех разделов проекта проявила инженерное мышление, привела внимание к необходимости адекватной регулировки и управления электрической сетью для поддержания стабильности работы и обеспечения электрической сети. Проявила умение и навыки использования нормативных документов и прикладной программы MATLAB.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки «отлично» (90%, A-), а ее автор Жарылқасын А.Б. достойна присуждения академической степени «бакалавр» по специальности «Энергетика».

Научный руководитель

Ассоц. профессор, PhD _____ Н.Е Балгаев

«01» 06. 2023 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на **дипломную работу**
(наименование вида работы)

Жарылқасын Айжарық Берікқызы
(Ф.И.О. обучающегося)

6В07101 - Энергетика
(шифр и наименование специальности)

на тему: **Исследование режимов электрической сети 110 кВ с учетом подключения на участок ВИЭ с мощностью 250 МВт**

Выполнено:
пояснительная записка на 54 страницах

В данном исследовании были рассмотрены режимы работы электрической сети напряжением 110 кВ с учетом подключения на участок возобновляемых источников энергии с мощностью 250 МВт. Тема является важной, учитывая растущий интерес к альтернативным источникам энергии и необходимость эффективности интегрирования.

Внимательно изучены особенности работы электрической системы при подключении такого значительного объема энергии от ВИЭ.

Замечания к работе

Однако, несмотря на значимость темы исследования, стоит отметить, что в работе отсутствует описание методологии исследования и подробности использованных моделей. Эти аспекты могли бы обеспечить более глубокое понимание процессов и повысить достоверность результатов.

В целом, вопреки ограничениям, указанным выше, исследование оказывает значительный вклад в область интеграции возобновляемых источников энергии в электрические сети высокого напряжения.

Оценка работы

Дипломная работа заслуживает оценки «хорошо» (90%), а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по специальности 6В07101 – «Энергетика».

Рецензент
канд. техн.наук доцент кафедры
«Электроснабжение и ВИЭ»
АО «АУЭиС им. Г.Даукеева»,
_____ М.Ж.Жантурин
(подпись)
«__» _____ 2023 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Жарылқасын Айжарық Берікқызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Исследование режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом подключения ВИЭ мощностью 250 МВт

Научный руководитель: Нуржан Балгаев

Коэффициент Подобия 1: 2.4

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 18

Знаки из здругих алфавитов: 31

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 01.06.2023 г.

Заведующий кафедрой Энергетики

Сарсембаев Е.А.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Жарылқасын Айжарық Берікқызы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Исследование режимов работы электрической сети 110 кВ с учетом подключения ВИЭ мощностью 250 МВт

Научный руководитель: Нуржан Балгаев

Коэффициент Подобия 1: 2.4

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 18

Знаки из здругих алфавитов: 31

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 01.06.2023г. Балгаев Н.Е.

проверяющий эксперт