

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»

Кадыров Руслан Рафикович

«Оптимизация потерь в городских сетях АО «АЖК»»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101– «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»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ профессор
Е.А.Сарсенбаев
2023г.
Итого: 6

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

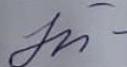
на тему: «Оптимизация потерь в городских сетях АО «АЖК»»

6B07101– «Энергетика»

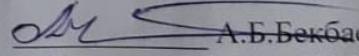
Выполнил

Кадыров Р.Р.

Рецензент
профессор кафедры «Электрические
машины и электропривод» АО
«АУЭиС им. Г.Даукеева»,


М.А.Мустафин
«7» 06 2023г.

Научный руководитель
.доктор технических наук,
профессор,


А.Б.Бекбаев
«7» 06 2023г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

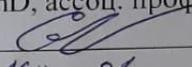
Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

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 Кадыров Руслан Рафикович

Тема: Оптимизация потерь в городских сетях АО «АЖК»

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам

Приказ №434-б от « » 2023г.

Срок сдачи законченной работы « » 2023г.

Исходные данные к работе: Рнагр/Qнагр=20/10; 50/30; 20/10, МВт.

L=20,35,50,140км.

Краткое содержание дипломной работы:

а) Расчет схемы электрической сети;

б) Техничко-экономический расчет;

в) Мероприятие по снижению потерь в АЖК;

г) Выбор номинальных напряжений ЛЭП;

Перечень графического материала: представлены 12 слайдов презентации
работы

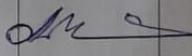
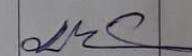
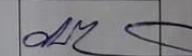
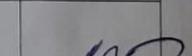
Рекомендуемая литература: из 5 наименований

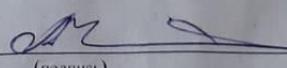
ГРАФИК
подготовки дипломной работы

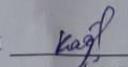
Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Расчет схемы электрической сети.	15.03.2023	нет
Технико-экономический расчет.	19.04.2023	нет
Выбор основных оборудования подстанции	23.04.2023	нет
Моделирование электрической сети с подключением ВИЭ и исследование режимов работы	21.05.2023	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	А.Б.Бекбаев Д. Т. Н., профессор	07.06.2023	
Технико-экономический расчет	А.Б.Бекбаев Д. Т. Н., профессор	07.06.2023	
Выбор основных оборудования подстанции	А.Б.Бекбаев Д. Т. Н., профессор	07.06.2023	
Моделирование электрической сети с подключением ВИЭ и исследование режимов работы	А.Б.Бекбаев Д. Т. Н., профессор	07.06.2023	
Нормоконтроль	А.О. Бердибеков, магистр техн.наук, ст. преподаватель	06.06.2023	

Научный руководитель  А.Б.Бекбаев
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающаяся  Р.Р. Кадыров
(подпись)

Дата «16» 07 2023

АҢДАТПА

Дипломдық жоба «АЖК» АҚ қалалық желілеріндегі шығындарды оңтайландыруға арналған. Есептер, схемалар және кестелер ұсынылған.

Номиналды кернеулер бөлімінде таңдауда ең тиімді шешімі бар әуе электр желілерінің есебі келтірілген.

Техникалық-экономикалық бөлімде объектің электр қамту негізгіліктік және ұзақ мерзімділік таратуы, қызмет көрсету мәртебесі, қызметкерлер саны, металл таратуының жетілуі, желідегі номиналды басым мөлшерінің есебі жасалды.

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект посвящен оптимизации потерь в городских сетях «АО АЖК». Представлены расчеты, схемы и таблицы.

В разделе выбор номинальных напряжений приведен расчет воздушных линий электропередач с наиболее выгодным способом решения.

В технико-экономической части был проведен расчет надежности и долговечности электроснабжения объекта, условий обслуживания, персонала, расхода металла и напряжения сети.

ANNOTATION

The diploma project is dedicated to the optimization of losses in the urban networks of JSC AZhK. Calculations, schemes and tables are presented.

In the selection of rated voltages section, the calculation of overhead power lines with the most advantageous solution is given.

In the technical-economic part, calculations were made for the reliability and durability of the object's power supply, service conditions, personnel, metal consumption, and network voltage.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Расчеты исходных данных	8
2. Выбор номинальных напряжений воздушных ЛЭП	9
2.1 Выбор номинальных напряжений в заданной сети.	9
2.2 Выбор трансформаторов на подстанциях	10
2.3 Определение сечений проводов воздушных ЛЭП	15
3. Техничко-экономический расчет	21
3.1 Схема с учетом потерь мощности в трансформаторе	24
3.2 Расчет падений напряжений в замкнутой сети. Подстанция	27
3.3 Расчет тока короткого замыкания на подстанции	28
3.4 Определяем составляющие тока КЗ	29
3.5 Выбор оборудования	31
4 Мероприятия по снижению потерь в АЖК	33

ВВЕДЕНИЕ

В современных городах роль сети играет важную роль в сохранении жизнедеятельности населения. Они используются для передачи данных, организации и передачи энергии. Однако, увеличение количества подключенных ресурсов, объемов доступности и увеличение требований к скорости и надежности сетей приводит к увеличению расходов на инфраструктуру и увеличению проблем с ее эффективностью. Оптимизация потерь в сетях сети становится чрезвычайно важной, которая требует разработки новых методов и алгоритмов для поиска качества и эффективности сетей. В данной дипломной работе по делу об убытках из-за потерь в крупных сетях и рассмотрении нового метода, основанного на сборе машинного сбора и анализе данных. Результаты исследования связано с вероятными трудностями в работе с американскими сетями. В ходе работы были проанализированы основные проблемы, связанные с работой сетей на уровне городских сетей, и были предложены решения для их решения. Особое внимание уделено исследованию методов машинного обучения и анализу данных для астрономических сетей. В результате исследований были обнаружены новые методы и алгоритмы, обнаружены свободные источники крупных сетей, увеличена их производительность и обнаружена скорость расходов на их выбросы. Все выше сказанное будет раскрыто в ходе работы

1. Расчеты исходных данных

Исходные данные представлены в основной и дополнительной таблицах. В основной таблице мощности нагрузок указаны в форме дроби, где числитель представляет активную мощность, а знаменатель – реактивную. В указаниях к выполнению дипломной работы перечислены вопросы, подлежащие разработке. Каждый из пяти разделов указаний состоит из общей и расчетной частей, приведенных на примере контрольного случая.

Дополнительная таблица содержит информацию о времени использования максимальной нагрузки (T_{max}) и коэффициенте участия в максимуме нагрузки энергосистемы (K_M). Необходимо учитывать, что все потребители относятся к первой, второй и третьей категориям, а строительство сети происходит в регионе Казахстана. Район характеризуется уровнем гололеда 2, а опоры линий электропередач изготовлены из железобетона

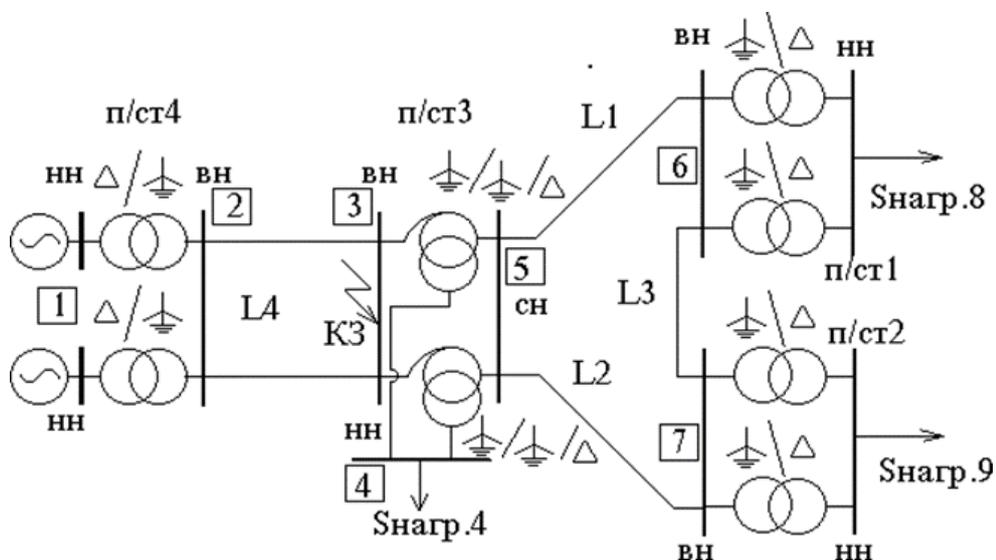


Рисунок – 1.1 -Схема электрической сети

Расчетные данные указаны в таблице – 1

Таблица - 1.1- Основная таблица

Р _{нагр} / Q _{нагр} , МВА			L ₁ , км	L ₂ , км	L ₃ , км	L ₄ , км	T _{max}	K _M
4	8	9						
20/10	50/30	20/10	20	35	50	140	6000	0.6

2. Выбор номинальных напряжений воздушных ЛЭП

2.1 Выбор номинальных напряжений в заданной сети

В соответствии с технико-экономическими соображениями, номинальные напряжения электрических сетей устанавливаются в соответствии со стандартом ГОСТ 721-77. Определение оптимального напряжения можно осуществить с использованием эмпирических формул и методов, например:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500L + 2500P}} \quad (2.1.1)$$

где P – передаваемая активная мощность, МВт;

L – длина линии, км.

Для обеспечения перспективного развития рекомендуется округлить полученное напряжение до ближайшего стандартного значения и выбрать более высокое номинальное напряжение для кольцевой сети.

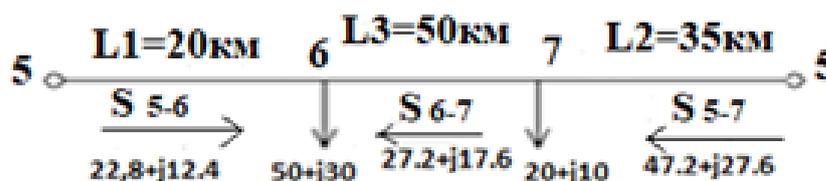


Рисунок – 2.1 Номинальных напряжений в заданной сети

Здесь определяем потери активной и реактивной мощностей трансформатора

$$P_5 = \frac{20(20 + 50) + 50 * 20}{20 + 50 + 35} = 22.8 \text{ МВa}$$

$$P'_5 = \frac{50(50 + 35) + 20 * 35}{20 + 50 + 35} = 47.1 \text{ МВa}$$

$$Q_5 = \frac{10(50 + 20) + 30 * 20}{20 + 50 + 35} = 12.3 \text{ МВa}$$

$$Q'_5 = \frac{30(50 + 35) + 10 * 35}{20 + 50 + 35} = 27.6 \text{ МВa}$$

Наивыгоднейшие напряжения отдельных участков сети:

$$U_{5-6} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{22.8}}} = 86.17 \text{кВ}$$

$$U_{6-7} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{27.2}}} = 99.05 \text{кВ}$$

$$U_{7-5'} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35} + \frac{2500}{47.2}}} = 121.9 \text{кВ}$$

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

По линии L_4 проходит поток мощности, равной сумме нагрузок $S_{\text{нагр}8}, S_{\text{нагр}9}, S_{\text{нагр}4}$ (без учета потерь мощности в трансформаторах)

$$S_{L4} = (20 + j10) + (50 + j30) + (20 + j10) = 90 + j50$$

При длине линий $L_4 = 140 \text{км}$ напряжение одной цепи

$$U_{L4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{140} + \frac{2500}{110}}} = 194.9 \text{кВ}$$

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} \quad (2.1.2)$$

$$S_8 = \sqrt{50^2 + 30^2} = 58.3 \text{МВа}$$

$$S_9 = \sqrt{20^2 + 10^2} = 22.3 \text{МВа}$$

2.2 Выбор трансформаторов на подстанциях

В проекте определение числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях осуществляется с учетом требований к надежности электроснабжения потребителей, и это является технико-экономической задачей. В данном проекте выбор трансформаторов рассматривается с общей перспективы, и подробные режимы их работы не подробно анализируются

На подстанциях всех категорий обычно устанавливают не более двух трансформаторов (автотрансформаторов)

Подстанции с напряжением 220 кВ и выше, обычно применяются автотрансформаторы для соединения электрических сетей и их элементов с разными номинальными напряжениями. Автотрансформаторы обладают рядом преимуществ по сравнению с обычными трансформаторами, включая меньший вес, более низкую стоимость и меньшие потери энергии при той же мощности.

Установка двух трансформаторов без резервирования в сетях среднего и низкого напряжений, каждый трансформатор выбирается так, чтобы его мощность не превышала 70% от общей максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме. Если отказ одного из трансформаторов, его нагрузка должна быть покрыта с учетом допустимой перегрузки до 40%. В случае возникнут аварийные ситуаций, трансформаторы могут работать с перегрузкой до 140% от максимальной нагрузки, но не более 6 часов в течение 5 суток, в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) /1/. Таким образом, выбор необходимой мощности трансформатора определяется указанными условиями:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{n * k_3} \quad (2.2.1)$$

Где S_{max} - полная максимальная мощность нагрузки этой подстанции
 n - данное количество трансформаторов, k_3 - коэффициент трансформации(0.7)

$$S_{н.тр8} = \frac{58}{2 * 0.7} = 23.9 \text{ МВа}$$

$$S_{н.тр9} = \frac{53.8}{2 * 0.7} = 38.4 \text{ МВа}$$

Выбор трансформатора: ТРДЦН-63000/110

$$\Delta P_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * R_{тр} \quad (2.2.2)$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * X_{тр} \quad (2.2.3)$$

$$\Delta P_{тр} = \frac{20^2 + 10^2}{110^2} * 2.5 = 0.1 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{тр} = \frac{20^2 + 10^2}{110^2} * 55.3 = 2.2 \text{ МВар}$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta jQ_{\text{тр}} \quad (2.2.4)$$

$$P' + jQ' = 20 + j10 + 0.1 + j2.2 = 20.1 + j12.2$$

$$P'' + Q'' = P' + jQ' + \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx} \quad (2.2.5)$$

$$P'' + Q'' = 20.1 + j12.2 + 0.03 + j0.175 = 20.13 + j12.375$$

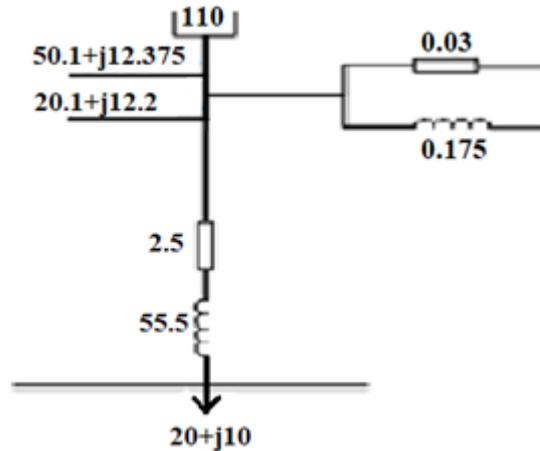


Рисунок – 3.1 Схема замещения трансформатора

Выбор трансформатора: ТДНЖ – 25000/110

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * R_{\text{тр}} \quad (2.2.6)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * X_{\text{тр}} \quad (2.2.7)$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{50^2 + 30^2}{110^2} * 0.87 = 0.2 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{58.3^2}{110^2} * 22 = 6.1 \text{ МВар}$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta jQ_{\text{тр}} \quad (2.2.8)$$

$$P' + jQ' = 50 + j30 + 0.2 + j6.11 = 50.2 + j36.11$$

$$P'' + Q'' = P' + jQ' + \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx} \quad (2.2.9)$$

$$P'' + Q'' = 50.2 + j36.11 + 0.59 + j0.26 = 109.2 + j36.52$$

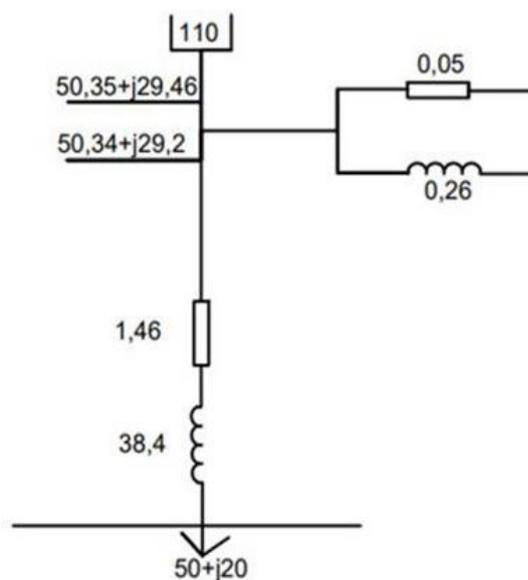


Рисунок – 3.2 Схема замещения трансформатора

Выбор трансформатора: ТРДЦН – 100000/220

$$\Delta P_{L4} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * R_{\text{тр}} \quad (2.2.10)$$

$$\Delta Q_{L4} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} * X_{\text{тр}} \quad (2.2.11)$$

$$\Delta P_{L4} = \frac{99.6^2 + 52.5^2}{220^2} * 1.9 = 0.45 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{L4} = \frac{99.6^2}{220^2} * 63.5 = 15.2 \text{ МВар}$$

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta jQ_{\text{тр}} \quad (2.2.12)$$

$$P' + jQ' = 110.05 + j67.7 + 0.45 + j15.2 = 100.5 + j82.9$$

$$P'' + Q'' = P' + jQ' + \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx} \quad (2.2.13)$$

$$P'' + Q'' = 100.5 + j82.9 + 0.115 + j0.7 = 100.615 + j83.6$$

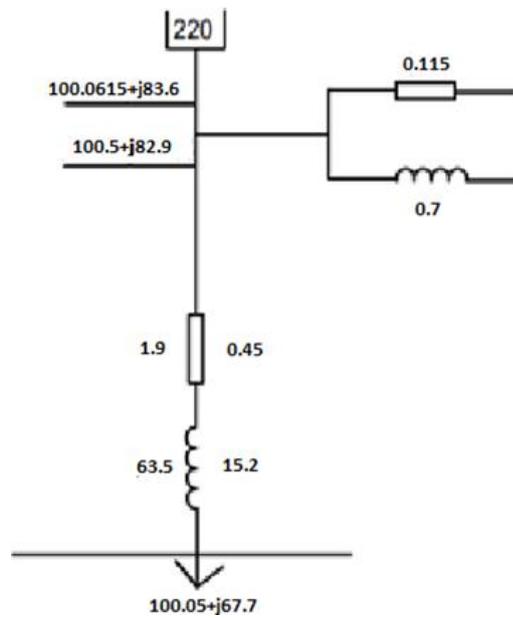


Рисунок – 3.3 Схема замещения трансформатора

Расчет автотрансформатора: АТДЦТН-10000/220

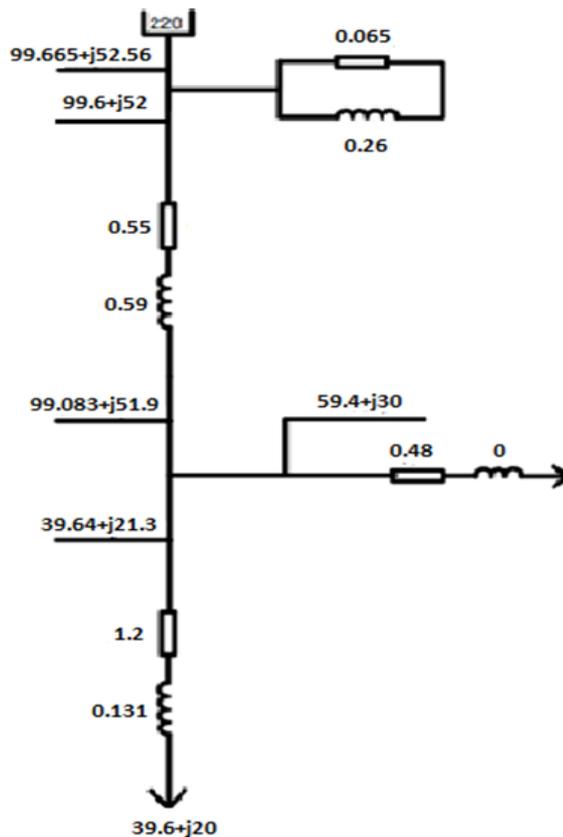


Рисунок – 3.4 Схема замещения автотрансформатора

Таблица - 2.1 Трансформаторов и автотрансформаторов

Тип трансформатора	ТРДЦН-63000/110	ТДНЖ-25000/110	ТРДЦН-100000/220	АТДЦТН-10000/220
$S_{\text{нагр}}$, МВА	63	25	100	100
$U_{\text{вн}}$, кВ	115	115	230	230
$U_{\text{сн}}$, кВ	-	-	-	121
$U_{\text{нн}}$, кВ	6,3/10,5	27,5	11	11
ΔP_{xx} , кВт	59	30	115	65
ΔQ_{xx} , кВар	410	175	700	260
$R_{T_{\text{вн}}}$, Ом	0,87	2,5	1,9	0,55
$R_{T_{\text{сн}}}$, Ом	-	-	-	0,48
$R_{T_{\text{нн}}}$, Ом	-	-	-	3,2
$X_{T_{\text{вн}}}$, Ом	22	55,5	63,5	59
$X_{T_{\text{сн}}}$, Ом	-	-	-	0
$X_{T_{\text{нн}}}$, Ом	-	-	-	131
U_k , %	10,5	10,5	12	19
I_{xx} , %	0,6	0,7	0,7	0,5
K_3	0,7			

2.3 Определение сечений проводов воздушных ЛЭП

Выбор сечений проводов для линий электропередачи (ЛЭП) осуществляется с учетом экономических критериев, включая применение метода токовых интервалов. Определение сечений проводов будет основано на анализе токовых интервалов.

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_5 * \alpha_i * \alpha_T \quad (2.3.1)$$

Расчетная токовая нагрузка линии определяется на основе нескольких факторов. Важными из них являются: максимальный рабочий ток, достигающийся на пятый год эксплуатации линии, мощность, соответствующая этому току и указанная в исходных данных; коэффициент, учитывающий изменение нагрузки в течение годов эксплуатации линии; а также коэффициент, учитывающий количество часов, в течение которых линия используется с максимальной нагрузкой, и степень ее соответствия максимальной нагрузке в энергосистеме.

Для ВЛ110 – 220кВ принимают $\alpha_i = 1.05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_T выбирают по табл.1

Таблица – 3.1 Усредненные значения коэффициента α_T .

Напряжение линии, кВ	K_M	При T_{\max} , ч					
		2000	3000	4000	5000	6000	более
110–330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2

В сети проводов выбираются сечения согласно справочнику, а затем проверяются на соответствие допустимым значениям тока нагрева, механической прочности и условиям короны. Расчетные токовые нагрузки линий определяются для замкнутой конфигурации сети:

$$I_{5'} = \frac{P'_A + Q'_A}{\sqrt{3} * U} \quad (2.3.2)$$

Участок 5 – 6

$$I_{\max(L1)} = \frac{\sqrt{22.8^2 + 12.3^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0.13 \text{кА}$$

$$I_p = 0.13 * 1.05 * 1.1 = 0.15 \text{кА}$$

Участок 6 – 7

$$I_{\max(L3)} = \frac{\sqrt{27.2^2 + 17.6^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0.17 \text{кА}$$

$$I_p = 0.17 * 1.05 * 1.1 = 0.196 \text{кА}$$

Участок 7 – 5'

$$I_{\max(L2)} = \frac{\sqrt{47.2^2 + 27.6^2}}{\sqrt{3} * 110} = 0.28 \text{кА}$$

$$I_p = 0.28 * 1.05 * 1.1 = 0.323 \text{кА}$$

Участок L4

$$I_{\max(L4)} = \frac{120.8}{\sqrt{3} * 110} = 0.15 \text{кА}$$

$$I_p = 0.15 * 1.05 * 1.1 = 0.173 \text{кА}$$

Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_p}{J_{\text{ЭКВ}}} \quad (2.3.3)$$

$$F_{\text{ЭКВ}(L1)} = \frac{150}{1.3} = 115 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЭКВ}(L2)} = \frac{196}{1.3} = 150 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЭКВ}(L3)} = \frac{323}{1.3} = 248 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЭКВ}(L4)} = \frac{173.25}{1.3} = 133.2 \text{ мм}^2$$

Таблица – 4.1 Выбираем по методу токовых интервалов:

ЛЭП	Сечение, мм	Провод	$I_{\text{доп}}$, А	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
L_1	95/16	АС-95/16	330	0.306	0.43	$2.61 * 10^{-6}$
L_2	240/32	АС-240/32	610	0.12	0.40	$2.81 * 10^{-6}$
L_3	120/19	АС-120/19	390	0.249	0.42	$2.66 * 10^{-6}$
L_4	120/19	АС-120/19	390	0.249	0.42	$2.66 * 10^{-6}$

Необходимо провести проверку выбранных сечений проводов согласно условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах:

$$I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{доп}} \quad (2.3.4)$$

Определяем параметры линии по участкам:

$$R = r_0 * l \quad (2.3.5)$$

$$X = x_0 * l \quad (2.3.6)$$

$$b = b_0 * l \quad (2.3.7)$$

$$Q = \frac{1}{2} * B * U^2 \quad (2.3.8)$$

Участок 5 – 6

$$R = 0.306 * 20 = 6.12 \text{ Ом}$$

$$X = 0.43 * 20 = 8.6 \text{ Ом}$$

$$b = 2.61 * 10^{-5} * 20 = 5.22 * 10^{-5}$$

$$Q = \frac{1}{2} * 5.22 * 10^{-5} * 110^2 = 0.31 \text{ МВар}$$

Участок 6 – 7

$$R = 0.249 * 50 = 12.45 \text{ Ом}$$

$$X = 0.42 * 50 = 21.35 \text{ Ом}$$

$$b = 2.66 * 10^{-6} * 50 = 5.22 * 10^{-5}$$

$$Q = \frac{1}{2} * 1.33 * 10^{-4} * 110^2 = 0.8 \text{ МВар}$$

Участок 7 – 5'

$$R = 0.12 * 35 = 4.2 \text{ Ом}$$

$$X = 0.405 * 35 = 14.75 \text{ Ом}$$

$$b = 2.81 * 10^{-6} * 35 = 9.8 * 10^{-5}$$

$$Q = \frac{1}{2} * 9.8 * 10^{-5} * 110^2 = 0.5 \text{ МВар}$$

Участок L4

$$R = \frac{0.249 * 140}{2} = 17.43 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0.42 * 140}{2} = 29.89 \text{ Ом}$$

$$b = 2.66 * 10^{-6} * 140 * 2 = 7.4 * 10^{-4}$$

$$Q = \frac{1}{2} * 7.4 * 10^{-4} * 220^2 = 17.9 \text{ МВар}$$

Сечение по экономической плотности тока для двухцепной линий 1:

$$I_8 = \frac{\sqrt{50^2 + 30^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 150 \text{ А}$$

$$I_p = 150 * 1.05 * 1.1 = 173.25 \text{ А}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{173.25}{1.3} = 133.2 \text{ мм}^2$$

Для: АС – 120/9

$$x_0 = 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 = 2.66 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$r_0 = 0.249 \text{ Ом/км}$$

$$R = \frac{0.249 * 20}{2} = 17.08 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0.42 * 20}{2} = 17.08 \text{ Ом}$$

$$b = 2 * 2.66 * 10^{-6} * 20 = 1.064 * 10^{-4} \text{ См/км}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 1.064 * 10^{-4} * 110^2 = 0.64 \text{ МВар}$$

Сечение по экономической плотности тока для двухцепной линий 2:

$$I_9 = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 50 \text{ А}$$

$$I_p = 50 * 1.05 * 1.1 = 57.75 \text{ А}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{57.75}{1.3} = 44.4 \text{ мм}^2$$

Для: АС – 70/12

$$x_0 = 0.44 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 = 2.55 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$r_0 = 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$R = \frac{0.42 * 35}{2} = 29.96 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0.44 * 35}{2} = 31.08 \text{ Ом}$$

$$b = 2 * 2.55 * 10^{-6} * 35 = 1.785 * 10^{-4} \text{ См/км}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 1.785 * 10^{-4} * 110^2 = 1.07 \text{ МВар}$$

3 Технико-экономический расчет

В данной работе основные технические показатели включают надежность электроснабжения и долговечность объекта, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода и величину номинального напряжения сети. В рамках исследования рассматриваются показатели надежности электроснабжения, оперативной гибкости схемы, а качество напряжения не учитывается. Трансформаторы и потери в них, а также распределительные устройства низшего напряжения предполагаются одинаковыми для всех рассматриваемых вариантов.

Капитальные вложения линии: Для замкнутой схемы.

$$K_l = c_0 * l * n \quad (3.1)$$

$$K_{л1} = 12 * 600 * 10^3 * 30 = 144 \text{млн. тг}$$

$$K_{л2} = 14 * 600 * 10^3 * 50 = 239.4 \text{млн. тг}$$

$$K_{л3} = 11.4 * 600 * 10^3 * 70 = 420 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma K_{л} = 1239.4 + 420 = 144 \text{млн. тг}$$

Капитальные вложения подстанции: Для замкнутой схемы

$$K_{п} = c_0 * n * n_{тр} \quad (3.2)$$

$$K_{п1} = 110 * 600 * 10^3 * 2 = 132 \text{млн. тг}$$

$$K_{п2} = 66 * 600 * 10^3 * 2 = 79.2 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma K_{п} = 132 + 79.2 = 211.2 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma K = \Sigma K_{л} + \Sigma K_{п} \quad (3.3)$$

$$\Sigma K = 803.4 + 211.2 = 1014 \text{млн. тг}$$

Издержки линии: Для замкнутой схемы

$$И_{л} = K_{л} (\alpha_{амор} + \alpha_{р} + \alpha_{обс}) \quad (3.4)$$

$$И_{л} = \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right) * 144 = 6.9 \text{млн. тг}$$

$$I_{л} = \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right) * 239.4 = 11.49 \text{млн. тг}$$

$$I_{л} = \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right) * 420 = 20.16 \text{млн. тг}$$

Издержки подстанции: Для замкнутой схемы

$$I_{п} = K_{п}(\alpha_{амор} + \alpha_{р} + \alpha_{обс}) \quad (3.5)$$

$$I_{п} = \left(\frac{9.4 + 3.5}{100} \right) * 132 = 17.028 \text{ млн. тг}$$

$$I_{п} = \left(\frac{9.4 + 3.5}{100} \right) * 79.2 = 10.2 \text{ млн. тг}$$

Потери: Для замкнутой схемы

$$\Delta P_{\max} = 3I^2(R_{л} + R_{тр}) \quad (3.6)$$

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta R_{\text{xx}} + \Delta R_{\text{пор}} \quad (3.7)$$

$$\Delta P_{\text{пор}} = 2.7 * L \quad (3.8)$$

Участок 5-6

$$\Delta P_{\max} = 3 * 130^2(6.12 + 0.87) = 0.354 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пост}} = 59 + 54 = 0.133 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пор}} = 2.7 * 20 = 54$$

Участок 7-5'

$$\Delta P_{\max} = 3 * 280^2(12.45 + 2.5) = 3.5 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пост}} = 30 + 135 = 165 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пор}} = 2.7 * 50 = 135$$

$$\Sigma I_{\Delta w} = 0.976 + 9.64 + 1.1 = 9.64 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma I = I_{л} + I_{п} + \Sigma I_{\Delta w} = 11.716 + 38.39 + 27.288 = 77.33 \text{млн. тг}$$

Капитальные вложения линии: Для разомкнутой схемы

$$K_{л} = 25.2 * 600 * 10^3 * 20 * 2 = 585.6 \text{млн. тг}$$

$$K_{л} = 24.6 * 600 * 10^3 * 35 * 2 = 1 \text{млрд. тг}$$

$$\Sigma K_{л} = 585.6 \text{млн. тг} + 1 \text{млрд. тг} = 1.585 \text{млрд. тг}$$

Капитальные вложения подстанции: Для разомкнутой схемы

$$K_{п} = 110 * 600 * 10^3 * 2 = 132 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma K_{п} = 66 * 10^3 * 600 * 2 = 79.2 \text{млн. тг}$$

$$\Sigma K = 1585 + 211.2 = 1796 \text{млн. тг}$$

Издержки линии: Для разомкнутой схемы

$$И_{л} = \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right) * 585.6 = 6.336 \text{ млн. тг}$$

$$И_{л} = \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right) * 1 \text{млрд. тг} = 51.8 \text{ млн. тг}$$

Издержки подстанции: Для разомкнутой схемы

$$И_{п} = \left(\frac{9.4 + 3.5}{100} \right) * 132 = 17.028 \text{ млн. тг}$$

$$И_{п} = \left(\frac{9.4 + 3.5}{100} \right) * 79.2 = 10.2 \text{ млн. тг}$$

Участок 5-6

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 * 150^2 (9.96 + 0.87) = 731.025 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пост}} = 59 + 108 = 167 \text{ МВт}$$

Участок 5-7

$$\Delta P_{\text{max}} = 3 * 50^2 (29.96 + 2.5) = 243.45 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{пост}} = 30 + 189 = 219 \text{ МВт}$$

$$\Sigma I_{\Delta W} = 0.6 * (4591.7 * 731.025 + 8760 * 167 = 2.8 \text{ млн. тГ}$$

$$\Sigma I_{\Delta W} = 0.6 * (4591.7 * 243.45 + 8760 * 219 = 1.8 \text{ млн. тГ}$$

$$\Sigma I_{\Delta W} = 2.8 + 1.8 = 4.6 \text{ млн. тГ}$$

$$\Sigma I = I_L + I_{II} + \Sigma I_{\Delta W} = 58.1 + 4.6 + 27.288 = 89.9 \text{ млн. тГ}$$

Затраты: Для разомкнутой схемы

$$З = \Sigma K * P_H * \Sigma I = 1796 * 0.15 + 89.9 = 359.3 \text{ млн. тГ.}$$

3.1 Схема с учетом потерь мощности в трансформаторе

$$P_A = \frac{20(20 * 50) + 50 * 20}{20 + 50 + 35} = 22.8 \text{ МВa}$$

$$P'_A = \frac{50(50 * 35) + 20 * 35}{20 + 50 + 35} = 47.1 \text{ МВa}$$

$$Q_A = \frac{10(50 * 20) + 30 * 20}{20 + 50 + 35} = 12.3 \text{ МВa}$$

$$Q'_A = \frac{30(50 * 35) + 10 * 35}{20 + 50 + 35} = 27.6 \text{ МВa}$$

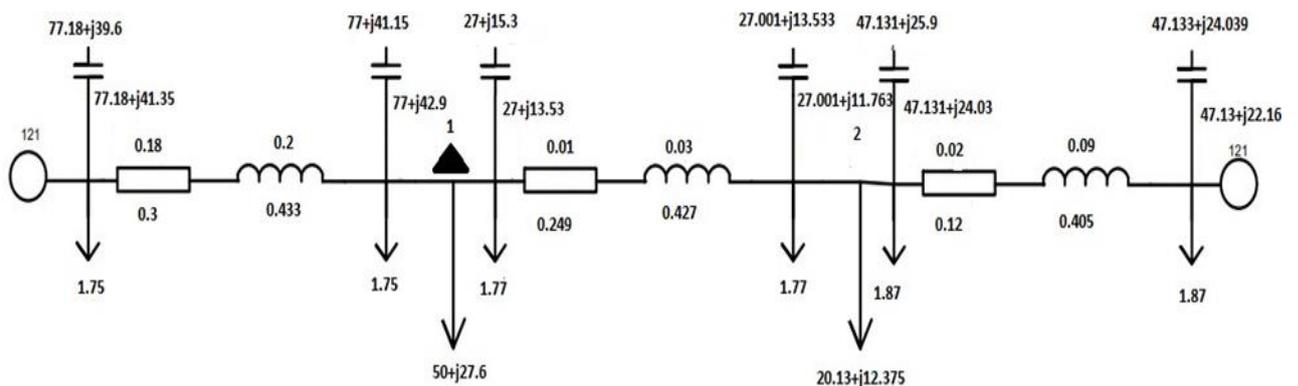


Рисунок – 4.1 Схема замещения ЛЭП

Формула потерь напряжения:

$$\Delta U = \frac{PR+QX}{U} \quad (3.1.1)$$

$$j\delta U = \frac{PX-QR}{U} \quad (3.1.2)$$

$$U = U_1 - \Delta U - j\delta U \quad (3.1.3)$$

Расчет потерь напряжения 1)

$$\Delta U = \frac{77.18 * 0.18 + 39.6 * 0.2}{121} = 0.18 \text{ кВ}$$

$$j\delta U = \frac{77.18 * 0.2 + 39.6 * 0.18}{121} = 0.06 \text{ кВ}$$

$$U = 121 - 0.18 - j0.06 = 120.82 - j0.06$$

$$|U_1| = \sqrt{120.82^2 + 0.06^2} = 120.82 \text{ кВ}$$

Расчет потерь напряжения 2)

$$\Delta U = \frac{27 * 0.01 + 13.53 * 0.03}{120.82} = 0.05 \text{ кВ}$$

$$j\delta U = \frac{27 * 0.03 - 13.53 * 0.01}{120.82} = 0.04 \text{ кВ}$$

$$U = 120.82 - 0.05 - j0.04 = 120.81 - j0.04$$

$$|U_2| = \sqrt{120.81^2 + 0.04^2} = 120.8 \text{ кВ}$$

Расчет потерь напряжения 3)

$$\Delta U = \frac{47.133 * 0.02 + 24.04 * 0.09}{121} = 0.02 \text{ кВ}$$

$$j\delta U = \frac{47.133 * 0.09 - 24.04 * 0.02}{121} = 0.03 \text{ кВ}$$

$$U = 121 - 0.02 - j0.03 = 120.98 - j0.03$$

$$|U_3| = \sqrt{120.98^2 + 0.03^2} = 120.98 \text{кВ}$$

Расчет потерь напряжения 4)

$$\Delta U = \frac{47.133 * 0.02 + 25.9 * 0.09}{120.98} = 0.02 \text{кВ}$$

$$j\delta U = \frac{47.133 * 0.02 - 29.9 * 0.02}{120.98} = 0.03 \text{кВ}$$

$$U = 120.98 - 0.02 - j0.03 = 120.96 - j0.03$$

$$|U_4| = \sqrt{120.96^2 + 0.03^2} = 120.96 \text{кВ}$$

1) Расчет потерь напряжения $U_{\text{ном}} = 99.6 \text{кВ}$

$$\Delta U = \frac{77.18 * 0.18 + 39.6 * 0.2}{99.6} = 0.21 \text{кВ}$$

$$j\delta U = \frac{77.18 * 0.2 - 39.6 * 0.18}{99.6} = 0.08 \text{кВ}$$

$$U = 99.6 - 0.21 - j0.08 = 99.39 - j0.08$$

$$|U_1| = \sqrt{99.39^2 + 0.08^2} = 99.39 \text{кВ}$$

2) Расчет потерь напряжения $U_{\text{ном}} = 99.6 \text{кВ}$

$$\Delta U = \frac{27 * 0.01 + 13.53 * 0.03}{99.39} = 0.06 \text{кВ}$$

$$j\delta U = \frac{27 * 0.03 - 13.53 * 0.01}{99.39} = 0.07 \text{кВ}$$

$$U = 99.39 - 0.06 - j0.07 = 99.33 - j0.07$$

$$|U_2| = \sqrt{99.33^2 + 0.07^2} = 99.33 \text{кВ}$$

3) Расчет потерь напряжения $U_{\text{ном}} = 99.6 \text{кВ}$

$$\Delta U = \frac{47.133 * 0.02 + 24.04 * 0.02}{99.6} = 0.03 \text{кВ}$$

$$j\delta U = \frac{47.133 * 0.09 - 24.04 * 0.02}{99.6} = 0.04 \text{ кВ}$$

$$U = 99.6 - 0.03 - j0.04 = 99.57 - j0.04$$

$$|U_3| = \sqrt{99.57^2 + 0.04^2} = 99.57 \text{ кВ}$$

4) Расчет потерь напряжения $U_{\text{ном}} = 99.6 \text{ кВ}$

$$\Delta U = \frac{47.133 * 0.02 + 25.9 * 0.09}{99.57} = 0.03 \text{ кВ}$$

$$j\delta U = \frac{47.133 * 0.09 - 25.9 * 0.02}{99.57} = 0.037 \text{ кВ}$$

$$U = 99.57 - 0.03 - j0.037 = 99.54 - j0.037$$

$$|U_4| = \sqrt{99.54^2 + 0.037^2} = 99.54 \text{ кВ}$$

3.2 Расчет падений напряжений в замкнутой сети. Подстанция

Расчет с учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т1:

$$U = U \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (3.2.1)$$

$$U = 171 \frac{10.5}{115} = 15.6 \text{ кВ}$$

Для обеспечения желаемого напряжения в условиях максимальных нагрузок, необходимо увеличить текущее реальное напряжение. В такой ситуации можно использовать метод регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Для этой цели выбран трансформатор Т1, который обладает 9 регулируемыми ступенями повышения напряжения и 9 регулируемыми ступенями понижения напряжения относительно средней отпайки. Каждая ступень изменяет напряжение на 1,78% от номинального значения, обозначаемого как $U_{\text{вн}}$:

$$\frac{230 * 1.5\%}{100} = 4 \text{ кВ}$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд (приведен ряд только вниз от средней отпайки):

230; 226; 222; 218; 214; 210; 206; 202, 198; 194; 190; 186; 182

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = U \frac{U_{HH}}{U_{\text{отв.ст}}} \quad (3.2.2)$$

$$U = 171 \frac{10.5}{182} = 10.1 \text{кВ}$$

Выбираю отпайку №12 (182 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения

$$U_H = U \frac{U_{HH}}{U_{\text{отв.ст}}} \quad (3.2.3)$$

$$U_H = 171 \frac{27.5}{182} = 26.8 \text{кВ}$$

Таким образом напряжение на стороне потребителя близко к желаемому

3.3 Расчет тока короткого замыкания на подстанции

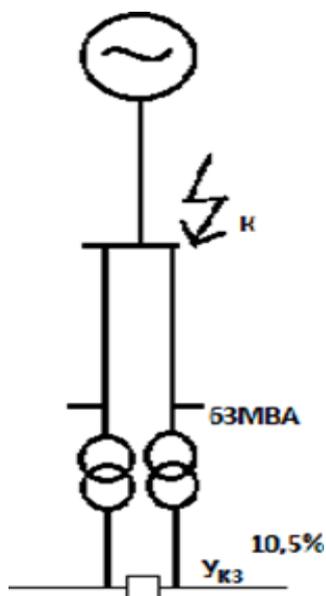


Рисунок – 5.1 Схема точек КЗ

$$S_6 = 100 \text{MVA}; S_{кз} = 400 \text{MVA}; X_0 = 0.4; L = 20 \text{км.}$$

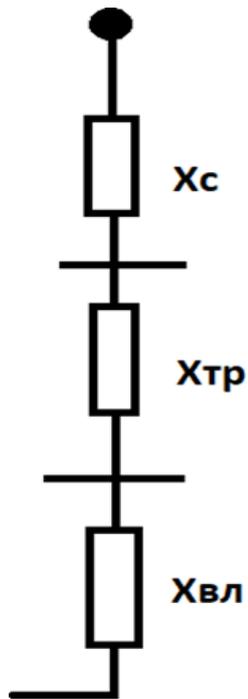


Рисунок – 5.2 Схема сопротивления в линиях

3.4 Определяем составляющие тока КЗ

$$X_{вл}^* = x_0 * l * \frac{S_б}{U_б^2} \quad (3.4.1)$$

$$X_{вл}^* = 0.4 * 20 * \frac{100}{115^2} = 0.6$$

$$X_{тр}^* = \frac{U_{кз}}{100} * \frac{S_б}{S_{н.тр}} \quad (3.4.2)$$

$$X_{тр}^* = \frac{10.5}{100} * \frac{100}{63} = 0.16$$

$$X_c^* = \frac{S_б}{S_{кз}} \quad (3.4.3)$$

$$X_c^* = \frac{100}{400} = 0.25$$

$$x_{резк-1} = x_c^* + x_{вл}^* \quad (3.4.4)$$

$$x_{резк-1} = 0.25 + 0.06 = 0.31$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} \quad (3.4.5)$$

$$I_{6к-1} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0.5 \text{кА}$$

где $U_6 = 1.05 * U_{\text{НОМ}}$
 S_6 - базисная мощность, МВа

$$I_{кз.к-1} = \frac{I_{6.к-1}}{x_{\text{резк-1}}} \quad (3.4.6)$$

$$I_{кзк-1} = \frac{0.5}{0.31} = 1.61 \text{кА}$$

Определение ударного тока К1:

$$i_{\text{уд.к-1}} = \sqrt{2} * K_{\text{уд}} * I_{кз.к-1} \quad (3.4.7)$$

$$i_{\text{удк-1}} = \sqrt{2} * 1.8 * 1.61 = 4 \text{кА}$$

Ток термической стойкости

$$B_{к-1} = I_k^2 (t_{\text{пр}} + T_{\text{апер}}) \quad (3.4.8)$$

$$B_{к-1} = 1.61^2 (1 + 0.185) = 3 \text{кА}^2 * \text{С}$$

$$x_{\text{рез-2}} = x_c^* + x_{\text{вл}}^* + x_{\text{тр}}^* \quad (3.4.9)$$

$$x_{\text{рез-2}} = 0.25 + 0.06 + 0.16 = 0.47$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} \quad (3.4.10)$$

$$I_{6к-2} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10.5} = 5.49 \text{кА}$$

Где $U_6 = 1.05 * U_{\text{НОМ}}$
 S_6 - базисная мощность, МВа

$$I_{кз.к-2} = \frac{I_{6.к-2}}{x_{\text{резк-2}}} \quad (3.4.11)$$

$$I_{кзк-2} = \frac{5.49}{0.47} = 11.6 \text{кА}$$

Определение ударного тока в точке К1:

$$i_{уд.к-2} = \sqrt{2} * K_{уд} * I_{кз.к-2} \quad (3.4.12)$$

$$i_{удк-2} = \sqrt{2} * 1.6 * 11.6 = 26.24 \text{кА}$$

Ток термической стойкости:

$$B_{к-2} = I_k^2(t_{пр} + T_{апер}) \quad (3.4.13)$$

$$B_{к-2} = 11.6^2(0.5 + 0.185) = 92.17 \text{кА}^2 * \text{с}$$

3.5 Выбор оборудования

Таблица – 5.1 Коммутационные аппараты для первой подстанции

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные		Тип Трансформатор тока 110 кВ
		Выключатель ВМТ-110В-20	Разъединитель ЗОН-110	ТФЗМ110-У1
$U_{уст} \geq U_{сети}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{расч}$	$I_{расч} = 330 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$I_{отк} \geq I_{кз}$	$I_{кз.к-1} = 1610 \text{ А}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$	-	-
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 4000 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{дин} = 16 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$I_{тер} \geq B_k$	$B_k = 3 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{тер} * t = 20^2 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{тер} * t = 10 * 4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{тер} * t = 10 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с}$

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{номВН}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 110} = 330\text{А}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{номНН}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} * 10.5} = 3465.1\text{А}$$

Таблица – 5.2 С учетом коэффициента трансформации напряжения СН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные		Тип Трансформатор тока
		Выключатель МГГ-10-45	Разъединитель ЗР-10УЗ	ТПОЛ10-УЗ
$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{н}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$	$I_{\text{расч}} = 3464,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4500 \text{ А}$	-	$I_{\text{ном}}=800 \text{ А}$
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{кз}}$	$I_{\text{кз.к-1}} = 11,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.отк}} = 45 \text{ кА}$	-	-
$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 26,24 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 235 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 92,17 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I^2 * t =_{\text{тер}} 45^2 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I^2 * t =_{\text{тер}} 10^2 * 4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I^2 * t = 32 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с}$

4. Мероприятия по снижению потерь в АЖК

Согласно проведенным расчетам, для снижения технологических потерь электроэнергии рекомендуется использовать капиталоемкие мероприятия, такие как техническое перевооружение, реконструкцию, повышение мощности и надежности электрических сетей, а также балансировку их режимов.

Основные меры, которые можно применить, включают:

Внедрение регуляторных компенсационных устройств: Использование управляемых шунтирующих реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности и других устройств для оптимизации потока реактивной мощности и снижения недопустимых уровней напряжения в узлах сети.

Развитие электрических сетей: Включает строительство новых линий электропередачи, увеличение пропускной способности существующих линий и использование активной электроэнергии с "запертых" электростанций. Также важно устранение дефицитных узлов и расширение транспортных потоков.

Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: Разработка и использование малых гидроэлектростанций, приливных электростанций, геотермальных электростанций и других источников энергии для обеспечения электроэнергией удаленных дефицитных узлов сети.

В распределительных сетях напряжением от 0,4 кВ до 35 кВ рекомендуются следующие приоритетные меры:

Использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети.

Увеличение доли сетей напряжением 35 кВ.

Сокращение радиуса действия и строительство трехфазных ВЛ 0,4 кВ на всей протяженности.

Внедрение автоматических регуляторов напряжения, повышающих трансформаторов, местных регуляторов напряжения для улучшения качества электроэнергии и снижения потерь.

Комплексная автоматизация и телемеханика электрических сетей с использованием современного коммутационного оборудования и удаленного обнаружения повреждений в сети для сокращения времени ремонта и аварийных ситуаций.

Таким образом, использование этих мероприятий является эффективным способом снижения технологических потерь электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение, оптимизация потерь в городских сетях является важной задачей для обеспечения эффективного и надежного функционирования связи в современных городах. В различных странах, включая Казахстан, принимаются меры для снижения потерь сигнала и оптимизации городских сетей.

Модернизация инфраструктуры, развитие оптоволоконных сетей, внедрение новых технологий связи, обучение и развитие кадров, а также государственная поддержка и регулирование являются ключевыми факторами в достижении этой цели.

Оптимизация потерь приводит к более эффективному использованию ресурсов, улучшению производительности сетей, повышению скорости передачи данных и улучшению качества связи в городах. Это способствует развитию инновационной инфраструктуры, обеспечению доступа к информации и повышению уровня коммуникации в городской среде.

Продолжение усилий по оптимизации потерь в городских сетях будет иметь положительное влияние на развитие городов и улучшение жизни и комфорта жителей. Технологический прогресс и стратегические решения в этой области будут играть важную роль в создании "умных" городов, где связь и информационные технологии являются ключевыми компонентами развития и прогресса

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. . Ананичева С. С, Котова Е. Н. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017 год;
2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016 год;
- 3.. Ананичева С. С, Мезенцев П. Е. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2013 год;
4. . Плиско А. Л, Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016 год.
- 5 <https://svet-komfort.ru/znaniya-i-sekrety/puti-sokrashcheniya-poter-energii.html>
- 6 СТ КазНИТУ- 09-2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазНИТУ, 2023.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Кадыров Руслан Рафикович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Оптимизация потерь в городских сетях АО АЖК

Научный руководитель: Амангельды Бекбаев

Коэффициент Подобия 1: 8.2

Коэффициент Подобия 2: 1.3

Микропробелы: 161

Знаки из других алфавитов: 73

Интервалы: 24

Белые Знаки: 860

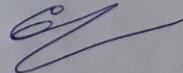
После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, являются законным и не являются 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 7.06.2023

Заведующий кафедрой Энергетики

Сарсенбаев Е.А.



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Кадыров Руслан Рафикович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Оптимизация потерь в городских сетях АО АЖК

Научный руководитель: Амангельды Бекбаев

Коэффициент Подобия 1: 8.2

Коэффициент Подобия 2: 1.3

Микропробелы: 161

Знаки из здругих алфавитов: 73

Интервалы: 24

Белые Знаки: 860

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, являются законным и не являются 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 7.06.2023

проверяющий эксперт

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Кадыров Руслан Рафикович
(Ф.И.О. обучающегося)

6В07101 - Энергетика
(шифр и наименование специальности)

на тему: Оптимизация потерь в городских сетях АО «АЖК»

Выполнено:
пояснительная записка на 35 страницах

Дипломный проект посвящен оптимизации потерь в городских сетях «АО АЖК». Представлены расчеты, схемы и таблицы.

В разделе выбор номинальных напряжений приведен расчет воздушных линий электропередач с наивыгоднейшим способом решения. Тема является важной, учитывая растущий интерес к альтернативным источникам энергии и необходимость эффективности интегрирования.

Замечания к работе

Однако, стоит отметить, что в работе отсутствует описание иодробного описания оптимизации в городских сетях АЖК. Эти аспекты могли бы обеспечить более лучшее понимание процессов и повысить достоверность результатов.

В целом, вопреки ограничениям, указанным выше, расчет оказывает значительный вклад в область оптимизации потерь в городских сетях.

Оценка работы

Дипломная работа была оценена на оценку «хорошо» (85%), а его автору присвоения академической степени «бакалавр» по специальности 6В07101 – «Энергетика».

Рецензент

Профессор кафедры, КЕАК
«Электрические машины и электропривод»
АО «АУЭИС им. Г.Даукеева»,

М.А.Мустафин

«27» _____ 2023 г.



ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу

Кадыров Руслан Рафикович

6B07101 - Энергетика

Тема: Оптимизация потерь в городских сетях АО «АЖК»

Кадыров Р.Р. завершил свою дипломную работу в соответствии с установленным графиком и требованиями. В процессе работы над дипломной работой проявил себя как ответственный и дисциплинированный участник проекта. Он успешно справлялся с поставленными техническими задачами, проявляя умение эффективно использовать специальную техническую и справочную литературу. Кроме того, он регулярно обращался за консультациями и всегда выполнял разделы дипломной работы вовремя. Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 35 страницах.

При выполнении всех разделов проекта проявил инженерное мышление, привел во внимание к необходимости адекватной регулировки и управления электрической сетью для поддержания стабильности работы и обеспечения электрической сети.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки «отлично» (85%), а его автор Кадыров Р.Р. достоин присуждения академической степени «бакалавр» по специальности «Энергетика».

Научный руководитель

Доктор технических наук, профессор,  А.Б. Бекбаев

«7» 06 2023 г.