

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»

Жанбыр А.Г.

«Расчет электрической электрической сети и системы регулирования
коэффициента трансформации трансформатора»

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

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетик
и машиностроения «2» 06 2023г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

«Расчет электрической электрической сети и системы регулирования
коэффициента трансформации трансформатора»

6B07101 - «Энергетика»

Выполнил:

Жанбыр А.Г.

Рецензент

канд.техн.наук, доцент АО АЛит

А.Т.Егзекова

(подпись)

«25» 05 2023г.

Научный руководитель,

PhD, ассоц профессор

К.Б.Шакенов

(подпись)

«25» 05 2023г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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


Институт энергетики и машиностроения

Кафедра «Энергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Энергетика».

PhD, ассоц профессор

 Е.А.Сарсенбаев
«16» 07 2023г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Жанбыр Айдосу Галымжанулы

Тема: «Расчет электрической электрической сети и системы регулирования
коэффициента трансформации трансформатора»

Утверждена приказом ректора № 434-б «23» ноября 2022 г.

Срок сдачи законченной работы «01» июня 2023 г.

Исходные данные к работе: Электрическая сеть, состоящая из 5 участков
длиной: 130, 180, 220 и 160 км, необходимо запитать 5 потребителей. Активная
мощность потребителей равна: 100, 130, 150, 140, 120 МВт соответственно.

Перечень подлежащих разработке вопросов или краткое содержание дипломной
работы:

а) Расчет электрической сети

б) Анализ системы регулирования коэффициента трансформации




Перечень графического материала: представлены 11 слайдов презентации
работы

Рекомендуемая основная литература: из 9 наименований


ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Основная часть	20.04.2023	нет
Специальная часть	5.05.2023	нет

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

Наименования разделов	Консультанты, Ф.О.И. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Основной раздел	К.Б Шакенов, PhD ассоц профессор	20.04.2023	
Специальная часть	К.Б Шакенов, PhD ассоц профессор	5.05.2023	
Нормоконтроль	А. О. Бердибеков, магистр, старший преподаватель	31.05.2023	

Научный руководитель _____  (подпись) К.Б Шакенов.

Задание принял к исполнению обучающийся _____  (подпись) А.Г Жанбыр.

Дата _____ « 25 » 04 2023 г

АНДАТПА

Диссертация "электр желісін есептеу және трансформатордың трансформация коэффициентін реттеу жүйесі" тақырыбында жазылған. Бірінші бөлімде номиналды кернеуді таңдау, қосалқы станциялардағы трансформаторларды таңдау, желіні орындаудың екі нұсқасы үшін сым қимасын таңдау және техникалық-экономикалық есептеу бойынша есептеулер келтірілген. Арнайы бөлімде трансформация коэффициентін реттеудің әртүрлі түрлері қарастырылады және осы жағдайда белгілі бір жүйені қолдану үшін талдау жасалады

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа написана на тему «Расчет электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора». В первой части приведены расчеты по выбору номинального напряжения, выбора трансформаторов на подстанциях, выбора сечения провод для двух вариантов исполнения сети и технико-экономический расчет. В специальной части рассмотрены различные виды регулировки коэффициента трансформации и проведен анализ для применения той или иной системы в данном случае

ANNATETION

The thesis is written on the topic "Calculation of the electrical network and the transformer transformation coefficient control system". In the first part, calculations are given for the choice of rated voltage, the choice of transformers at substations, the choice of wire cross-section for two versions of the network and a technical and economic calculation. In a special part, various types of adjustment of the transformation coefficient are considered and an analysis is carried out for the application of a particular system in this case

СОДЕРЖАНИЕ

Ведение	7
1 Расчет схемы электрической сети и ее исполнения	8
1.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач	8
1.2 Распределение мощностей по линии электропередач	9
1.3 Выбор трансформаторов на подстанциях	11
1.4 Расчет потерь в трансформаторах	13
1.5 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы	19
1.6 Выбор сечений проводов и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы	23
1.7 Техничко-экономический расчет	26
2. Системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора	35
2.1 Методы регулирования коэффициента трансформации	35
2.2 Фактическое падение напряжения, на стороне потребителя	39
2.3 Общий анализ и технико-экономический расчет методов	42
Заключение	46
Список литературы	47

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа посвящена изучению расчета электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора. Современные электроэнергетические системы требуют эффективного и надежного функционирования, а задачи оптимизации работы сетей и повышения их энергетической эффективности становятся все более актуальными.

Целью данной работы является исследование методов и алгоритмов для расчета электрической сети, а также систем регулирования коэффициента трансформации трансформатора, которая позволит обеспечить оптимальное и стабильное функционирование сети.

В первой части работы будет проведен обзор существующих методов для расчета электрической сети. Также во второй части, будет изучена теория и методы расчета коэффициента трансформации трансформатора. Будут исследованы различные алгоритмы и методы регулирования, а также проведены численные эксперименты для оценки и сравнения их эффективности и надежности. В заключительной части работы будут проанализированы полученные результаты и сделаны выводы о применимости и эффективности разработанных методов и системы регулирования в электрических сетях.

Данная дипломная работа имеет практическое значение для электроэнергетической отрасли, поскольку результаты исследования и разработки могут быть применены для оптимизации работы электрических сетей и повышения их энергетической эффективности.

1 Расчет схемы электрической сети

1.1 Выбор номинальных напряжений воздушных линии электропередач и ее исполнения

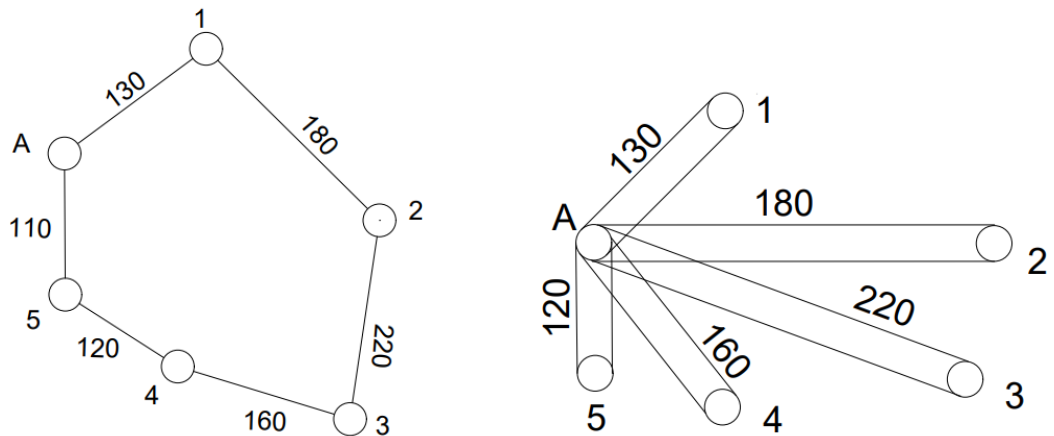


Рисунок 1.1 – Замкнутая и разомкнутая схемы исполнения электрической сети

Оптимальное напряжения отдельных участков сети рассчитывается по формуле Зелеского

$$U_{\text{НОМ}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}. \quad (1.1)$$

где – L, длина, км;

P, передаваемая активная мощность, МВт.

Расчет участка А-1

$$U_{\text{НОМ } 1} = \sqrt{100(100 + 15\sqrt{130})} = 164.62 \text{ кВ},$$

Аналогично для последующих участков

$$U_{\text{НОМ } 2} = 197 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ } 3} = 219 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НОМ } 4} = 201 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном } 5} = 178 \text{ кВ.}$$

На основе полученных расчетных данных выбираем стандартное напряжение $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

1.2 Распределение мощностей по линии электропередач

Расчет распределения активной мощности в ЛЭП осуществляется благодаря расчету мощности в начальной и конечной точках, по формуле:

$$P_A = \frac{\sum P * l}{\sum l} . \quad (1.2)$$

Рассчитаем мощность в точке А и А’

$$P_A = \frac{(100 * 130) + (130 * 310) + (150 * 530) + (140 * 690) + (120 * 810)}{130 + 180 + 220 + 160 + 120 + 110}$$

$$P_A = 355 \text{ МВт}$$

$$P_{A'} = \frac{(120 * 110) + (140 * 230) + (150 * 390) + (130 * 610) + (100 * 790)}{130 + 180 + 220 + 160 + 120 + 110}$$

$$P_{A'} = 285 \text{ МВт}$$

Проверка:

$$P_A + P_{A'} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4. \quad (1.3)$$

$$355 + 285 = 100 + 130 + 150 + 140 + 120 = 640 \text{ МВт.}$$

Коэффициент мощности задаться нормативом [1] и будет равен $\cos\varphi_n = 0.8$, что соответствует $\text{tg}\varphi = 0.67$. Благодаря этому можно рассчитать реактивную мощность каждого потребителя, по формуле:

$$Q = P * \text{tg}\varphi . \quad (1.4)$$

Следовательно, для первого потребителя значение реактивной мощности будет равно:

$$Q_1 = 100 * 0.67 = 67 \text{ МВар.}$$

Аналогично для последующих участков

$$Q_2 = 87.1 \text{ МВар,}$$

$$Q_3 = 100.5 \text{ МВар,}$$

$$Q_4 = 93.8 \text{ МВар,}$$

$$Q_5 = 80.4 \text{ МВар,}$$

Расчет реактивной мощности в точке А и А'

$$Q_A = \frac{\sum Q * l}{\sum l} . \quad (1.5)$$

$$\begin{aligned} Q_A &= \frac{(67 * 130) + (87.1 * 310) + (100.5 * 530) + (93.8 * 690) + (80.4 * 810)}{130 + 180 + 220 + 160 + 120 + 110} \\ Q_A &= 237.85 \text{ МВар,} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{A'} &= \frac{(80.4 * 110) + (93.8 * 230) + (100.5 * 390) + (87.1 * 610) + (67 * 790)}{130 + 180 + 220 + 160 + 120 + 110} \\ Q_{A'} &= 190.95 \text{ МВар.} \end{aligned}$$

Проверка:

$$Q_A + Q_{A'} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 . \quad (1.6)$$

$$237.85 + 190.95 = 67 + 87.1 + 100.5 + 93.8 + = 651 \text{ МВар,}$$

Из полученных данных можно рассчитать распределение мощностей на каждом участке сети. Треугольником отмечена подстанция получающая мощность из 2 точек одновременно.

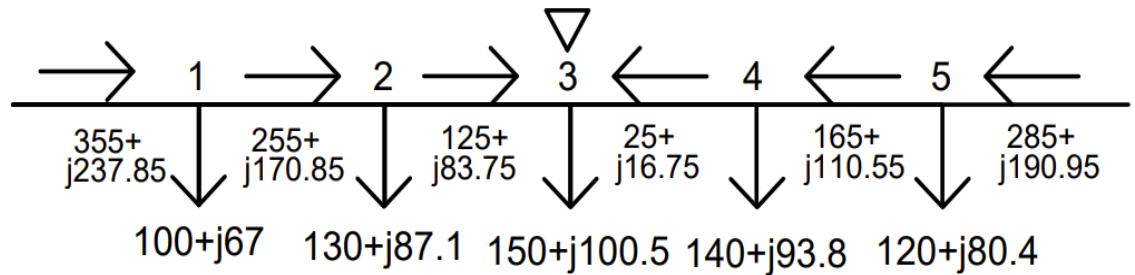


Рисунок 1.2 – Схема распределения мощности по замкнутой сети

1.3 Выбор трансформаторов на подстанциях

При выборе трансформатора для подстанции следует учесть различные аспекты, включая достаточную мощность, необходимую для обеспечения электроснабжения всех потребителей на подстанции.

Сначала, рассчитываем полную мощность участка по следующей формуле:

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} . \quad (1.7)$$

Полная мощность, потребляемая первым потребителем:

$$S_1 = \sqrt{100^2 + 67^2} = 120,37 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих потребителей

$$S_2 = 156,48 \text{ МВА},$$

$$S_3 = 180,55 \text{ МВА},$$

$$S_4 = 168,51 \text{ МВА},$$

$$S_5 = 144,44 \text{ МВА}.$$

Далее выберем число трансформаторов на подстанции и коэффициент загрузки.

При выборе числа трансформаторов для подстанций учитываются нормативы применяемые для надежности электроснабжения потребителей, что является технико-экономической задачей.

На большинстве подстанций обычно устанавливают не более двух трансформаторов.

Для обеспечения связи различных электрических сетей с разными номинальными значениями напряжения на подстанциях с номинальным напряжением 220 кВ и выше как правило применяют автотрансформаторы, которые имеют значительные преимущества перед трансформаторами такие как меньшая стоимость, вес и потери при одной мощности.

При установке двух трансформаторов и отсутствии резервных сетей низкого и среднего напряжений каждый из них выбирается для того, чтобы нагрузка на трансформатор составляла не более 70% от максимальной суммарной нагрузки подстанций в номинальном режиме, и так чтобы обеспечить энергоснабжение потребителя при отключении одного из трансформаторов а, при этом допуская перегрузку до 40%. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), трансформаторы могут быть временно перегружены на время максимальной нагрузки не более 6 часов в течение 5 суток, с допустимой перегрузкой до 140%.

Таким образом, желаемая мощность трансформатора определяется следующим образом:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{n * k_3} . \quad (1.8)$$

Где S_{max} — полная максимальная мощность нагрузки данной подстанции, МВА;

n -количество трансформаторов;

k_3 -коэффициент загрузки ($k_3=0,7$).

Применив формулу, получим полную максимальную мощность нагрузки первого потребителя:

$$S_{н.тр 1} = \frac{120,37}{2 * 0.7} = 85,97 \text{ МВА},$$

Аналогично для последующих нагрузок

$$S_{н.тр 2} = 111,77 \text{ МВА},$$

$$S_{н.тр 3} = 128,96 \text{ МВА},$$

$$S_{н.тр 4} = 120,36 \text{ МВА},$$

$$S_{н.тр 5} = 103,17 \text{ МВА}.$$

По расчетным данным выбираем автотрансформаторы из справочника АТДЦТН 125000/220, АТДЦТН 200000/220 (табл. 1.3.1)

Таблица 1.1 – Паспортные данные трансформаторов

Марка ТП		АТДЦТН125 000/220	АТДЦТН200 000/220
$S_{\text{ном}}$, МВА		125	200
Вид и диапазон регулирования		РПН±8х2	РПН±8х2
$U_{\text{ном}}$, кВ	ВН	230	230
	СН	121	121
	НН	6,6	6,6
U_k , %	ВН	14	11,2
	СН	0	0
	НН	31	20,5
ΔP_k , кВт	ВН	305	430
	СН	-	-
	НН	-	-
ΔP_x , кВт		85	125
ΔQ_x , кВар		625	1000
R_T , Ом	ВН	0,5	0,3
	СН	0,5	0,3
	НН	1	0,6
X_T , Ом	ВН	48,6	30,4
	СН	0	0
	НН	82,5	54,2

1.4 Расчет потерь в трансформаторах

В данном случае в трехобмоточных автотрансформаторах нагрузочная мощность распределяется по средней и низшей обмоткам не равномерно, а именно по 60% и 40% соответственно.

Расчет потерь мощности в трансформаторе осуществляется по следующим формулам:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном.тр}}^2} * R_{\text{тр}} , \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном.тр}}^2} * X_{\text{тр}} . \quad (1.10)$$

где P – Активная мощность, МВт;

Q - Реактивная мощность, МВар;

$U_{\text{ном.тр}}^2$ – Номинальное напряжение трансформатора, кВ;

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

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

Расчет для Подстанция 1- 2 х АТДЦТН 125 000/220

Потери на низшей обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.н}} = \frac{40^2 + 26,8^2}{230^2} * 1 = 0,43 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.н}} = \frac{40^2 + 26,8^2}{230^2} * 82,5 = 3,61 \text{ Мвар},$$

Мощность, протекающая через низшую обмотку

$$P' + jQ' = P + jQ + \Delta P_{\text{тр}} + j\Delta Q_{\text{тр}} . \quad (1.11)$$

$$P'_n + jQ'_n = 40 + j26,8 + 0,43 + j3,61 = 40,43 + j30,41 \text{ МВА}.$$

Потери на средней обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.с}} = \frac{60^2 + 40,2^2}{230^2} * 0,5 = 0,07 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.с}} = \frac{60^2 + 40,2^2}{230^2} * 0 = 0 \text{ Мвар} .$$

Мощность, протекающая через среднюю обмотку

$$P'_c + jQ'_c = 60 + j40,2 + 0,07 + j0 = 60,07 + j40,2 \text{ МВА}.$$

Сумма мощностей протекающих через низшую и среднюю обмотку

$$\Sigma P' + j\Sigma Q' = 40,43 + j30,41 + 60,07 + j40,2 = 100,5 + j70,61 \text{ МВА.}$$

Потери на высшей обмотке

$$\Delta P_{\text{тр.в}} = \frac{100^2 + 67^2}{230^2} * 0,5 = 0,16 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.в}} = \frac{100^2 + 67^2}{230^2} * 48,6 = 15,12 \text{ Мвар}.$$

$$P'_B + jQ'_B = 100 + j67 + 0,16 + j15,12 = 100,66 + j85,73 \text{ МВА.}$$

Полные потери мощности

$$P'' + jQ'' = P' + jQ' + \Delta P_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{xx}}. \quad (1.12)$$

где ΔP_x – Активные потери холостого хода, МВт;

ΔQ_{xx} – Реактивные мощности холостого хода, Мвар.

$$P'' + jQ'' = 100,66 + j85,73 + 0,085 + j0,625 = 100,745 + j86,355 \text{ МВА}.$$

Рассчитанные значения внесены в таблицу – 1.4.1,

Таблица 1.2– Расчётные значения трансформатора

Напряжение, кв.	230	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
$R_{\text{тр}}$, Ом	0,5	0,5	1
$X_{\text{тр}}$, Ом	48,6	0	82,5
ΔP_x , МВт	0,085		
ΔQ_x , Мвар	0,625		
Нагрузка		60%	40%
P , МВт	130	78	52
Q , Мвар	87,1	52,26	34,84
Расчеты			
$\Delta P_{\text{тр}}$, МВт	0,27	0,9	0,05

Продолжение таблицы 1.2

Напряжение, кв.	230	121	6,6
Обмотка	Вышшая	Средняя	Низшая
$\Delta Q_{тр}$, МВар	25,92	0,00	6,7
P' , МВт	131,25	78,9	52,08
Q' , МВар	119,72	52,26	41,54
P'' , МВт	131,33		
Q'' , МВар	120,34		

Для наглядности предоставленных расчетов представлена схема замещения автотрансформатора с указанными на ней потерями на каждой из обмоток

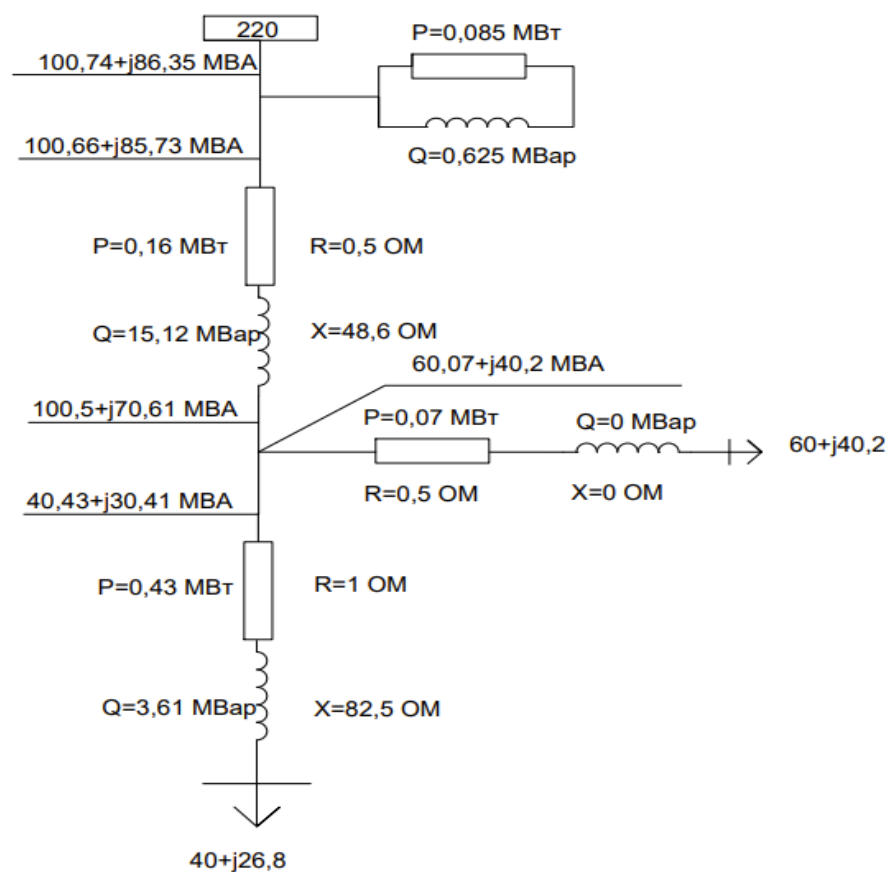


Рисунок 1.3 – Схема замещения автотрансформатора

Аналогичный расчет проведем для последующих подстанций.
Подстанция 2 – 2 х АТДЦТН 125 000/220

Таблица 1.3 – Рассчитанные значения

Напряжение, кв.	230	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя(60%)	Низшая(40%)
$R_{тр}$, Ом	0,5	0,5	1
$X_{тр}$, Ом	48,6	0	82,5
ΔP_x , МВт	0,085		
ΔQ_x , МВар	0,625		
P , МВт	130	78	52
Q , МВар	87,1	52,26	34,84
Расчеты			
$\Delta P_{тр}$, МВт	0,27	0,9	0,05
$\Delta Q_{тр}$, МВар	25,92	0,00	6,7
P' , МВт	131,25	78,9	52,08
Q' , МВар	119,72	52,26	41,54
P'' , МВт	131,33		
Q'' , МВар	120,34		

Подстанция 3 – 2 х АТДЦТН 200 000/220

Таблица 1.4 – Рассчитанные значения

Напряжение, кв.	220	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
$R_{тр}$, Ом	0,3	0,3	0,6
$X_{тр}$, Ом	30,4	0	54,2
ΔP_x , МВт	0,125		
ΔQ_x , МВар	1		
Нагрузка		60%	40%
P , МВт	150	90	60
Q , МВар	100,5	60,3	40,2
Расчеты			
$\Delta P_{тр}$, МВт	0,21	0,07	0,06
$\Delta Q_{тр}$, МВар	21,26	0,00	5,84
P' , МВт	150,35	90,07	60,06
Q' , МВар	127,6	60,3	46,04
P'' , МВт	150,43		
Q'' , МВар	128,22		

Подстанция 4 – 2 х АТДЦТН 125 000/220

Таблица 1.5 – Рассчитанные значения

Напряжение, кв	230	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
$R_{тр}$, Ом	0,5	0,5	1
$X_{тр}$, Ом	48,6	0	82,5
ΔP_x , МВт	0,085		
ΔQ_x , МВар	0,625		
Нагрузка		60%	40%
P , МВт	140	84	56
Q , МВар	93,8	56,28	37,52
Расчеты			
$\Delta P_{тр}$, МВт	0,31	0,11	0,09
$\Delta Q_{тр}$, МВар	30,09	0,00	9
P' , МВт	140,51	84,11	56,09
Q' , МВар	131,64	56,28	45,27
P'' , МВт	140,59		
Q'' , МВар	132,26		

Подстанция 5 – 2 х АТДЦТН 125 000/220

Таблица 1.6 – Рассчитанные значения

Напряжение, кв.	230	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
$R_{тр}$, Ом	0,5	0,5	1
$X_{тр}$, Ом	48,6	0	82,5
ΔP_x , МВт	0,085		
ΔQ_x , МВар	0,625		
Нагрузка		60%	40%
P , МВт	120	72	48
Q , МВар	80,4	48,24	32,16
Расчеты			
$\Delta P_{тр}$, МВт	0,23	0,08	0,07
$\Delta Q_{тр}$, МВар	21,94	0,00	5,69

Продолжение таблицы 1.6

Напряжение, кв.	230	121	6,6
Обмотка	Высшая	Средняя	Низшая
P', МВт	120,37	72,08	48,07
Q', МВар	108,03	48,24	37,85
P'', МВт	120,45		
Q'', МВар	108,65		

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

Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для замкнутой схемы рассчитываются по следующим формулам:

Формула максимального рабочего тока:

$$I_{max} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном}} . \quad (1.13)$$

где $S_{уч}$ - полная мощность, протекающая по участку линии, МВА.

$U_{ном}$ – Номинальное напряжение, кВ.

$P_{уч}$ – активная мощность, протекающая по участку линии, МВт.

$Q_{уч}$ – реактивная мощность, протекающая по участку линии, МВар.

Расчетная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{max} * \alpha_i * \alpha_T . \quad (1.14)$$

где, I_{max} – максимальный рабочий ток на пятый год эксплуатации линии, соответствующая мощность приведена в исходных данных;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы.

Для высоковольтной линии 110 – 330 кв. принимают $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне

наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Коэффициент α_T выбирают из справочника [1], принять равным $\alpha_T=1,2$.

Сечения проводов выбирают по справочнику [2]. Выбранные сечения проверяются по значениям допускаемого тока нагрева, механической прочности, условиям короны.

Производим расчет каждого участка:

Участок А-1

$$I_{\max A-1} = \frac{\sqrt{355^2 + 237,85^2}}{\sqrt{3} * 220} = 1,121 \text{ кА},$$

$$I_{p A-1} = 1,121 * 1,05 * 0,9 = 1059 \text{ А},$$

Аналогично для последующих участков.

Участок 1-2

$$I_{\max 1-2} = 0,8 \text{ кА},$$

$$I_{p 1-2} = 0,756 \text{ кА},$$

Участок 2-3

$$I_{\max 2-3} = 0,384 \text{ кА},$$

$$I_{p 2-3} = 0,372 \text{ кА},$$

Участок 3-4

$$I_{\max 3-4} = 0,078 \text{ кА},$$

$$I_{p 3-4} = 0,073 \text{ кА},$$

Участок 4-5

$$I_{max\ 4-A} = 0,521 \text{ кА},$$

$$I_{p\ 4-A} = 0,492 \text{ кА},$$

Участок 5-А'

$$I_{max\ 4-A} = 0,899 \text{ кА},$$

$$I_{p\ 4-A} = 0,849 \text{ кА}.$$

Благодаря полученным данным и экономической плотности тока найдем экономически целесообразное значение сечение провода:

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{ЭКВ}}} . \quad (1.15)$$

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

Рассчитаем сечение провода для участка А-1

$$F_{\text{ЭКВ}(A-1)} = \frac{1,059}{1,3} = 0,814 \text{ м}^2 = 814 \text{ мм}^2,$$

Аналогично для последующих участков.

$$F_{\text{ЭКВ}(1-2)} = 581,5 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(2-3)} = 286,38 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(3-4)} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(4-5)} = 378,72 \text{ мм}^2 ,$$

$$F_{\text{ЭКВ}(5-A')} = 653,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение провода по методу токовых интервалов:

Таблица 1.7 – Марок проводов на участках замкнутой цепи [2]

Участок линии	Марка провода
А - 1	2хАС 400
1 - 2	2хАС 240

Продолжение таблицы 1.7

Участок линии	Марка провода
2 - 3	АС 240
3 - 4	АС 240
4 - 5	АС 330
5-А	2хАС 330

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах [3]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{д.д}} . \quad (1.16)$$

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

Участок А – 1	$1059 \leq 1650 ,$
Участок 1 – 2	$756 \leq 1220 ,$
Участок 2 – 3	$372,3 \leq 610 ,$
Участок 3 – 4	$73,71 \leq 210 ,$
Участок 4 – 5	$492,34 \leq 730 ,$
Участок 5– А	$849,55 \leq 1460 .$

Определяем параметры линии по участкам:

$$R = r_0 * l , \quad (1.17)$$

$$X = x_0 * l , \quad (1.18)$$

$$b = b_0 * l, \quad (1.19)$$

$$Q = q_0 * l. \quad (1.20)$$

где – l , длина линии, км;

r_0 , удельное активное сопротивление, Ом/км;

x_0 , удельное реактивное сопротивление, Ом/км;

b_0 , удельная емкостная проводимость, 10^{-6} См/км;

q_0 , удельная емкостная проводимость, МВар/км.

Участок А-1

$$R = 0.0375 * 130 = 4.87 \text{ Ом},$$

$$X = 0,21 * 130 = 27,3 \text{ Ом},$$

$$b = 2.7 * 10^{-6} * 130 * 2 = 7,02 * 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q = 7,02 * 10^{-4} * 220^2 = 34 \text{ Мвар}.$$

Аналогично для последующих участков. Расчетные данные внесены в таблицу 1.5.2.

Таблица 1.8 – Параметры проводов по участкам

	Марка провода	L, км	r ₀ , ом/км	r, Ом	x ₀ , ом/к м	x, Ом	b ₀ , См 10 ⁻⁶ /км	b, 10 ⁻⁴ См	Q МВа р
А - 1	2хАС 400	13 0	0,037 5	4,87	0,21	27,3	2,7	7,02	34
1 - 2	2хАС 240	18 0	0,012	2,16	0,214	38,6 1	2,64	9,5	45,98
2 - 3	АС 240	22 0	0,024	5,28	0,429	94,3 8	2,64	5,8	14
3 - 4	АС 240	16 0	0,024	3,8	0,429	68,6 4	2,64	4,2	10,1
4 - 5	АС 330	12 0	0,029	3,48	0,308	36,9 6	3,6	4,32	10,4
5-А	2хАС-330	11 0	0,014	1,6	0,154	17	3,6	3,96	9,5

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

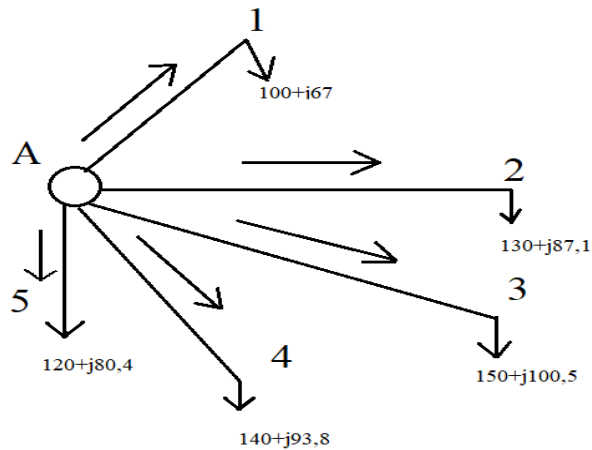


Рисунок 1.4 – Схема распределения мощности по разомкнутой сети

Выбор сечений проводов заданной сети и расчетные токовые нагрузки линий для разомкнутой схемы вычисляются по формуле (1.13). Также рассчитывается по формуле (1.14) следовательно:

Значения на участке А-1 будут равны:

$$I_{\max A-1} = \frac{120,37}{\sqrt{3} * 220 * 2} = 0,157 \text{ кА} ,$$

$$I_{p A-1} = 0,157 * 1,05 * 0,9 = 0,148 \text{ кА} .$$

Аналогичный расчет производится для последующих участков.

Участок А-2

$$I_{\max A-2} = 0,197 \text{ кА} , \quad I_{p A-2} = 0,186 \text{ кА} ,$$

Участок А-3

$$I_{\max A-3} = 0,236 \text{ кА} , \quad I_{p A-3} = 0,223 \text{ кА} ,$$

Участок А-4

$$I_{\max A-4} = 0,221 \text{ кА} , \quad I_{p A-4} = 0,208 \text{ кА} ,$$

Участок А-5

$$I_{\max \text{ А-5}} = 0,189 \text{ кА} , \quad I_{p \text{ А-5}} = 0,178 \text{ кА} .$$

Определим сечение провода по экономической плотности тока согласно формуле (1.15)

$$F_{\text{ЭКВ(А-1)}} = \frac{0,148}{1.3} = 0,133 \text{ м}^2 = 133 \text{ мм}^2 ,$$

Аналогичный расчет произведем для последующих участков.

$$F_{\text{ЭКВ(А-2)}} = 143 \text{ мм}^2 ,$$

$$F_{\text{ЭКВ(А-3)}} = 171,5 \text{ мм}^2 ,$$

$$F_{\text{ЭКВ(А-4)}} = 160 \text{ мм}^2 ,$$

$$F_{\text{ЭКВ(А-5)}} = 136,9 \text{ мм}^2 .$$

Выбор сечений производим по методу токовых интервалов:

Таблица 1.9 – Марки проводов на участках разомкнутой цепи[2]

Участок линии	Марка провода
А - 1	2хАС 240
А - 2	2хАС 240
А - 3	2хАС 240
А - 4	2хАС 240
А - 5	2хАС 240

Выбранные сечения следует проверить по условиям короны, механической прочности и допустимому току нагрева в послеаварийных режимах по формуле (1.16)

$$\text{Участок А – 1} \quad 157 \leq 1210 ,$$

$$\text{Участок А – 2} \quad 197 \leq 1210 ,$$

$$\text{Участок А – 3} \quad 236 \leq 1210 ,$$

$$\text{Участок А – 4} \quad 221 \leq 1210 ,$$

Участок А – 5

$$189 \leq 1210.$$

Определяем параметры линии по участкам, по формулам (1.17 – 1.20)

Участок А-1

$$R = 0,06 * 130 = 7,86 \text{ Ом},$$

$$X = 0,21 * 130 = 28,27 \text{ Ом},$$

$$b = 2,6 * 130 = 338 * 10^{-6} \text{ См},$$

$$Q = 338 * 10^{-6} * 220^2 = 16,35 \text{ Мвар}.$$

Аналогичный расчет произведем для последующих участков. Расчетные данные внесены в таблицу 1.10

Таблица 1.10 – Параметры линии по участкам

	Марка провода	L, км	r0, ом/км	r, Ом	x0, ом/км	x, Ом	b0,См 10 ⁻⁶ /км	b 0,10 ⁻⁶ См	Q МВар
А-1	2хАС 240	130	0,06	7,86	0,21	28,27	2,6	338	16,35
А-2	2хАС 240	180	0,06	10,89	0,21	39,15	2,6	468	22,6
А-3	2хАС 240	260	0,06	13,31	0,21	47,85	2,6	572	27,68
А-4	2хАС 240	220	0,06	9,68	0,21	34,8	2,6	416	20,13
А-5	2хАС 240	220	0,06	6,65	0,21	23,92	2,6	286	13,84

1.7 Технико-экономический расчет

Основные технические показатели, которые учитываются, включают надежность электроснабжения, долговечность объекта, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода и номинальное напряжение сети.

Сравнение вариантов по таким показателям, как надежность электроснабжения, оперативная гибкость схемы и качество напряжения, обычно не проводится, поскольку эти показатели должны быть одинаковыми для всех рассматриваемых вариантов. Трансформаторы и потери в них, а также распределительные устройства низшего напряжения не учитываются при сравнении, поскольку они одинаковы для всех вариантов.

Сравнение вариантов будет основываться на минимальных затратах на возведение линии, включая капитальные вложения и издержки.

Расчет для замкнутой схемы.

Район по гололёду- I-II [1]

Таблица 1.11 – удельная стоимость ЛЭП [2]

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена, млн тг
A-1	II	Двухцепная	2хАС 400	12,7
1-2	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1
2-3	I	Одноцепная	АС 240	6,008
3-4	I	Одноцепная	АС 240	6,008
4-5	I	Одноцепная	АС 330	9,85
5-A'	II	Двухцепная	2хАС 330	11,582

Капитальные расходы на линию — это количество средств необходимое для Капитальные вложения линии рассчитываться по следующей формуле:

$$K_{\text{л}} = c_0 * l . \quad (1.21)$$

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

l – длина линии, км.

Таблица 1.12 – Расчетные значения $K_{\text{л}}$

	Кл, млн тг	L, км
A-1	1 660	130
1-2	1 639	180
2-3	1 321	220
3-4	961	160
4-5	1 182	120
5-A'	1 274	110

Общие капитальные вложения в линии электропередач равна:

$$K_{\text{л}} = 1\,660 + 1\,639 + 1\,321 + 961 + 1\,182 + 1\,274 = 8\,037 \text{ млн тг}$$

Капитальные вложения подстанции

$$K_{\text{п}} = c_0 * n_{\text{тр}} . \quad (1.22)$$

где, c_0 – удельная стоимость трансформатора, тг;
 $n_{тр}$ – число трансформаторов.

Таблица 1.13 – Расчетные значения $K_{п}$ [2]

Стп МВА	Кп млн тг	Число подстанций
125	2 604	4
200	2 730	1

Капитальные расходы на подстанции равны:

$$K_{п}=2\,730+2\,604*4=13\,146 \text{ млн тг}$$

Общие капитальные расходы на замкнутую схему равны:

$$\Sigma K = K_{п} + K_{л} = 8\,037 + 13\,146 = 21\,183$$

Издержки — это расходы на содержание объекта. Издержки линии

$$I_{л} = K_{л}(\alpha_{амор} + \alpha_p + \alpha_{обс}), \quad (1.23)$$

$$I_{л} = K_{л} \left(\frac{2.8 + 2}{100} \right). \quad (1.24)$$

Таблица 1.14 – Расчетные значения $I_{л}$

	Ил, млн тг	Кл, млн тг
A-1	79,68	1 660
1-2	78,67	1 639
2-3	63,4	1 321
3-4	46,128	961
4-5	56,736	1 182
5-A'	61,152	1 274

Издержку на линию электропередач равна:

$$I_{л} = 79,68 + 78,67 + 63,4 + 46,12 + 56,73 + 61,15 = 385,766 \text{ млн тг}$$

Издержки подстанции

$$I_{п} = K_{п}(\alpha_{амор} + \alpha_p + \alpha_{обс}), \quad (1.25)$$

$$I_{п} = K_{п} \left(\frac{8,4 + 3,5}{100} \right). \quad (1.26)$$

Таблица 1.15 – Расчетные значения I_{Π}

	Ип, млн тг	Кп, млн тг
200	324,87	2 730
125	309,87	2 604

Издержки на подстанции равны:

$$I_{\Pi}=324,87+309,87*4= 1\,564,35 \text{ млн тг}$$

Максимальные потери мощности

$$\Delta P_{\text{макс}} = 3I^2(R_{\text{л}} + R_{\text{тр}}) . \quad (1.27)$$

где, I – ток в линии, А;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии, Ом;

$R_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Таблица 1.16 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$

	ΔP_{max} , кВт	I, А	$R_{\text{л}}$, Ом	$R_{\text{тп}}$, Ом
A-1	22 000	1121	4,87	1
1-2	6 000	800	2,16	1
2-3	2 700	394	5,28	0,6
3-4	70	78	3,84	0
4-5	3 600	521	3,48	1
5-A'	6 300	899	1,6	1

Постоянные потери мощности

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кор}} . \quad (1.28)$$

где, $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери на корону, кВт.

Таблица 1.17 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{пост}}$

	$\Delta P_{\text{пост}}$	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кор}}$
A-1	436	85	351
1 -2	571	85	486
2 -3	719	125	594

Продолжение таблицы 1.17

	$\Delta P_{\text{пост}}$	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кор}}$
3 -4	432	0	432
4 -5	409	85	324
5- А'	382	85	297

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} * 10^{-4})^2 * 8760 . \quad (1.29)$$

где, T_{max} – часы максимальной нагрузки, ч.

$$\tau = (0,124 + 4000 * 10^{-4})^2 * 8760 = 2405,28$$

С помощью выше полученных значений $\Delta P_{\text{макс}}$, $\Delta P_{\text{пост}}$ и τ получим издержки на потери энергии на каждом участке:

$$И_{\Delta W} = \beta_0 (\tau * \Delta P_{\text{макс}} + 8760 * \Delta P_{\text{пост}}) . \quad (1.30)$$

где, β_0 – удельная стоимость кВт/ч потерянной Электроэнергии.

τ – Время максимальных потерь, ч.

Таблица 1.18 – расчетные значения $И_{\Delta W}$

	$И_{\Delta W}$, млн тГ	β_0	τ	ΔP_{max}	$\Delta P_{\text{потс}}$
А-1	39,7	0,7	2405,28	22 000	436
1 - 2	13,6	0,7	2405,28	6 000	571
2 - 3	8,9	0,7	2405,28	2 700	719
3 – 4	2,8	0,7	2405,28	70	432
4 – 5	8,5	0,7	2405,28	3 600	409
5 -А'	12,9	0,7	2405,28	6 300	382

Общие издержки на потери энергии равны:

$$И_{\Delta W} = 39,7 + 13,6 + 8,9 + 2,8 + 8,5 + 12,9 = 86,4 \text{ млн тГ}$$

Общие издержки замкнутой схемы равны:

$$\Sigma И = И_{\text{л}} + И_{\text{п}} + И_{\Delta W} = 385,766 + 1\,564,35 + 86,4 = 2\,036,516$$

Минимальные затраты — это количество средств необходимое на возведение и годового обслуживание сети. Значение получим с помощью следующей формулы:

$$Z_{min} = \Sigma K * P_n + \Sigma И. \quad (1.31)$$

где, ΣK – сумма капитальных вложений

P_n – нормативный коэффициент экономической эффективности

$\Sigma И$ – сумма издержек

Таблица 1.19 – расчетные значения Z_{min}

Z_{min} , млнг	ΣK , млнг	P_n	$\Sigma И$, млнг
5 213,96	21 183	0,15	2 036,51

Расчет для разомкнутой схемы

Район по гололёду- I [1]

Таблица 1.20 – удельная стоимость ЛЭП [2]

Участок	Район	Тип опоры	Провод	Цена, млн тг
A-1	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1
A-2	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1
A-3	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1
A-4	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1
A-5	II	Двухцепная	2хАС 240	9,1

Капитальные вложения линии рассчитываются по формуле (1.21)

Таблица 1.21 – Расчетные значения $K_{л}$

	$K_{л}$, млнг	L, км
A-1	1 183	130
A-2	1 638	180
A-3	2 002	220
A-4	1 456	160
A-5	1 001	110

Капитальные расходы на строительство линии электропередач будут равны:

$$K_{\text{л}} = 1\,183 + 1\,638 + 2\,002 + 1\,456 + 1\,001 = 7\,280 \text{ млн тг}$$

Капитальные вложения подстанции рассчитываются по формуле (1.22)

Таблица 1.22 – Расчетные значения $K_{\text{п}}$ [2]

Стп	Кп, млн тг	Число подстанций
200	2 730	1
125	2 604	4

Полные капитальные расходы на подстанции будут равны:

$$K_{\text{п}} = 2\,730 + 2\,604 \cdot 4 = 13\,146 \text{ млн тг}$$

Полная сумма капитальных расходов на разомкнутую линию будет равна:

$$\Sigma K = K_{\text{п}} + K_{\text{л}} = 13\,146 + 7\,280 = 20\,426 \text{ млн тг}$$

Издержки линии рассчитываются по формуле (1.23-1.24)

Таблица 1.23 – Расчетные значения $I_{\text{л}}$

	Ил, млн тг	Кл, млн тг
A-1	56,784	1 183
A-2	78,624	1 638
A-3	96,096	2 002
A-4	69,888	1 456
A-5	48,048	1 001

Общие издержки линии равны:

$$I_{\text{л}} = 56,784 + 78,624 + 96,096 + 69,888 + 48,048 = 349,44 \text{ млн тг}$$

Издержки подстанции рассчитываются по формуле (1.25-1.26)

Таблица 1.24 – Расчетные значения $I_{\text{п}}$

	Ип, млн тг	Кп, млн тг
200	324,87	2 730
125	309,876	2 604

Общие издержки подстанций равны:

$$И_{п} = 324,87 + 309,876 \cdot 4 = 1\,564,374 \text{ млн тг}$$

Максимальные потери мощности рассчитываются по формуле (1.27)

Таблица 1.25 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{макс}}$

	ΔP_{max} , кВ	I, А	R _л , Ом	R _{тп} , Ом
A-1	650	157	7,8	1
A-2	1 380	197	10,89	1
A-3	2 320	236	13.31	0,6
A-4	1 560	221	9,68	1
A-5	819	189	6,65	1

Постоянные потери мощности рассчитываются по формуле (1.28)

Таблица 1.26 - Расчетные значения $\Delta P_{\text{пост}}$

	$\Delta P_{\text{пост}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кор}}$, кВ
A-1	436	85	351
1 -2	571	85	486
2 -3	719	125	594
3 -4	432	0	432
4 -5	409	85	324
5- A'	382	85	297

Время максимальных потерь рассчитываются по формуле (1.29)

$$\tau = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405,28$$

Издержки на потери энергии рассчитываются по формуле (1.30)

Таблица 2.27 – расчетные значения $I_{\Delta W}$

	$I_{\Delta W}$, млн тг	β_0	τ	ΔP_{max}	$\Delta P_{\text{потс}}$
A-1	3 ,76	0,7	2405,28	650	436
A-2	5,8	0,7	2405,28	1 380	571
A-3	8,3	0,7	2405,28	2 320	719
A-4	5,1	0,7	2405,28	1 560	432
A-5	3,7	0,7	2405,28	819	409

Общие издержки на потери энергии равны:

$$И\Delta w = 3,76 + 5,8 + 8,3 + 5,1 + 3,7 = 26,66 \text{ млн тг}$$

Общие издержки разомкнутой схемы будут равны:

$$\Sigma И = И_{л} + И_{п} + И\Delta w = 349,44 + 1\,564,374 + 26,66 = 1\,940 \text{ млн тг}$$

Минимальные затраты рассчитываются по формуле (2.31)

Таблица 1.28 – расчетные значения Z_{min}

Z_{min} , млн тг	ΣK , млн тг	P_H ,	$\Sigma И$, млн тг
5 003,9	20 426	0,15	1 940

По итогам технико-экономического расчета на основе полученных данных. Наиболее выгодным является разомкнутая схема исполнения электрической сети.

2. Системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Какой бы совершенной не были нынешние и будущие технологии при передаче электроэнергии будут существовать потери. В нашем случае потери накапливаются при передаче по линиям электропередач и в трансформаторах. Данные уменьшения ведут к падению напряжения на стороне потребителя что негативно сказывается на качестве электроэнергии. Колебание напряжения является серьезной проблемой ведь любой электроприемник рассчитан на определенные параметры тока. В нашем случае я рассмотрю падение напряжения и способы его устранения за счет изменения коэффициента трансформации трансформатора. Для начала будет рассмотрена теоретическая часть, в которой будут представлены различные системы регулирования коэффициента трансформации.

2.1 Методы регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Трансформаторы являются неотъемлемой частью систем энергоснабжения и широко используются в различных отраслях промышленности и в бытовых условиях. Они работают на основе принципа электромагнитной индукции и обеспечивают эффективную передачу электрической энергии на большие расстояния, а также преобразование напряжения согласно требованиям системы. Коэффициент трансформации трансформатора определяет соотношение между первичным и вторичным напряжениями и играет важную роль в электроэнергетике. Правильная настройка коэффициента трансформации позволяет обеспечить стабильность напряжения и эффективность работы системы электроэнергетики.

Регулирование напряжения трансформатора включает изменение числа витков обмотки трансформатора и используется для поддержания нормального уровня напряжения для потребителей электроэнергии. Большинство силовых трансформаторов оснащены устройствами, которые позволяют настраивать коэффициент трансформации путем добавления или отключения витков.

Такая настройка может выполняться либо при работающей нагрузке, либо только в том случае, когда трансформатор находится в заземленном состоянии и полностью обесточен. В зависимости от важности объекта и частоты необходимости регулировки могут применяться различные методы, такие как "переключение без возбуждения" (ПБВ) и "регулирование под нагрузкой" (РПН). В обоих случаях обмотки трансформатора имеют

ответвления, между которыми происходит переключение. Рассмотрим каждый вид регулировки отдельно.

Переключение без возбуждения

Данное устройство предназначено для использования только при отключенном трансформаторе, что отражено в его названии. Переключение осуществляется от сезона к сезону и представляет собой запланированные сезонные изменения витков, при которых трансформатор выводится из эксплуатации. Такие переключения проводятся нечасто. В результате изменения коэффициента трансформации находятся в пределах примерно 5%.

Устройство представляет собой цилиндрический барабан с наружными стержнями, внутри которого находится рабочее колесо. Стержни соединены с различными участками обмотки, и через движение рабочего колеса происходит замыкание различных участков катушки.

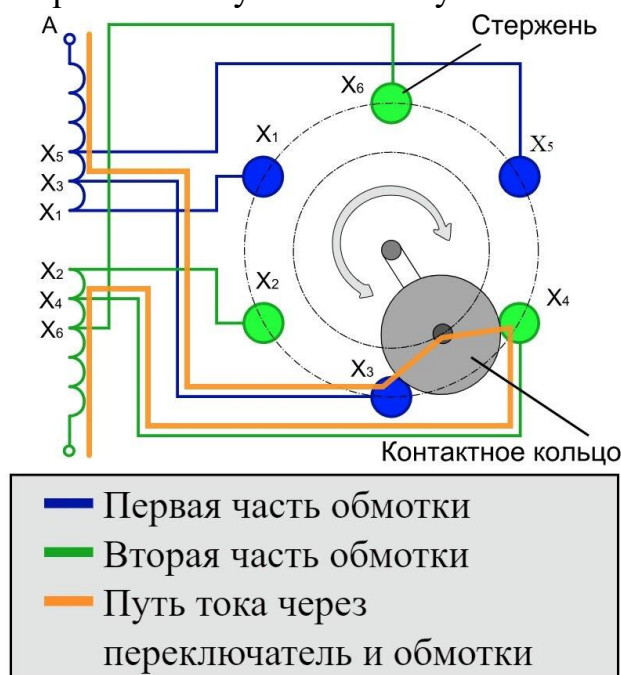


Рисунок 2.1 Схема устройства ПБВ

Обычно ответвления делаются на стороне высокого напряжения, где имеется больше витков и возможность более точной корректировки. Кроме того, ток на этой стороне меньше, что позволяет создать компактный выключатель. Изменение магнитного потока при переключении витков на понижающем трансформаторе является незначительным.

На маломощных силовых трансформаторах регулировка напряжения в пределах заданного диапазона осуществляется с помощью двух ответвлений, а на более мощных трансформаторах - путем переключения между четырьмя ответвлениями. Эти ответвления позволяют регулировать напряжение с шагом 2,5%. Если требуется повысить напряжение на стороне низкого напряжения

понижающего трансформатора, то уменьшают количество витков на первичной обмотке, а если требуется понизить - увеличивают. Если регулировка происходит на стороне нагрузки, то для повышения напряжения используют другие методы.

Основным преимуществом этой системы являются компактность, простота и надежность. Однако главным недостатком является необходимость полного отключения трансформатора для переключения между ответвлениями. Также значительным минусом является окисление контактов ответвлений. Если переключатель числа витков без возбуждения находится в одном и том же положении в течение нескольких лет, то сопротивление контакта может медленно увеличиваться из-за окисления материала в точке контакта и постепенного нагрева контакта, что приводит к разложению масла и образованию отложений на контактах. Это ещё больше увеличивает сопротивление контакта, снижает эффективность охлаждения и может вызывать местные перегревы. Этот процесс может протекать вспышками. В конечном итоге возникают неконтролируемые ситуации, приводящие к срабатыванию защиты или даже поверхностному пробоем через образовавшиеся твердые продукты разложения масла на изоляции

Регулировка под напряжением

Этот тип переключений применяется для быстрых изменений, связанных с изменением нагрузки, например, в случае различной нагрузки на сеть в дневное и ночное время. В зависимости от напряжения и мощности трансформатора, РПН может изменять коэффициент трансформации в пределах от $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$ (приблизительно на 1,5% на каждое ответвление).

Управление РПН может осуществляться удаленно или автоматически. Также возможно переключение обмоток путем поворота специальной рукоятки, хотя такой вариант обычно используется только при ремонте трансформатора.

При необходимости переключения высоких напряжений используются регуляторы с токоограничивающими резисторами. РПН реакторного типа эффективнее при переключении больших токов. РПН реакторного типа обычно располагаются с обмоток низкого напряжения из-за своих конструктивных особенностей. РПН с токоограничивающими резисторами размещаются с обмотки высокого напряжения.

Устройство РПН размещается внутри бака трансформатора, а контакторы вынесены в отдельный бак, чтобы избежать загрязнения маслом. Бак находится внутри трансформатора. Реактор с избирателем располагается в основном баке, поскольку они не вызывают разложение масла при возникновении дуги.

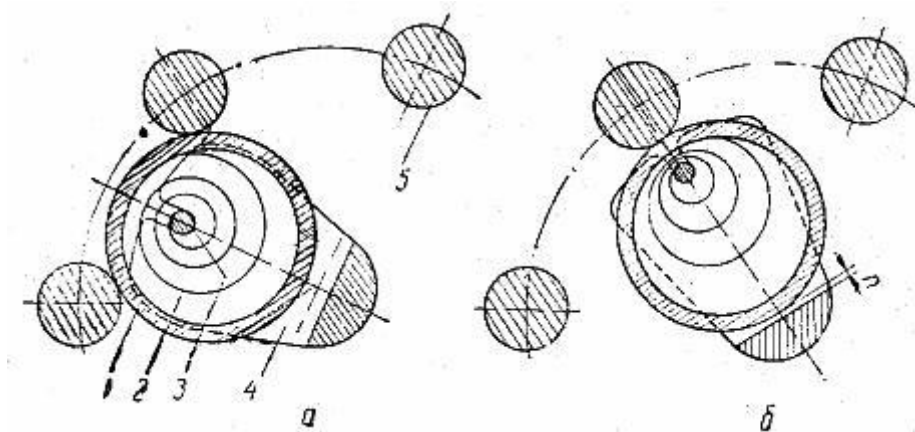


Рисунок 2.2 Схема исполнения переключения между ответвлениями РПН

а - рабочее положение, б - промежуточное положение, 1 - контактное кольцо, 2 - спиральная ленточная пружина, 3 - ось пружины, 4 - коленчатый вал, 5 - контактный стержень

Устройство представляет собой цилиндрический объект на внешней стороне которого расположены стержни контакторы. Переключение между стержнями контакторами осуществляется за счет вращательной энергии подаваемой либо от привода электродвигателя, либо от мускульной силы.

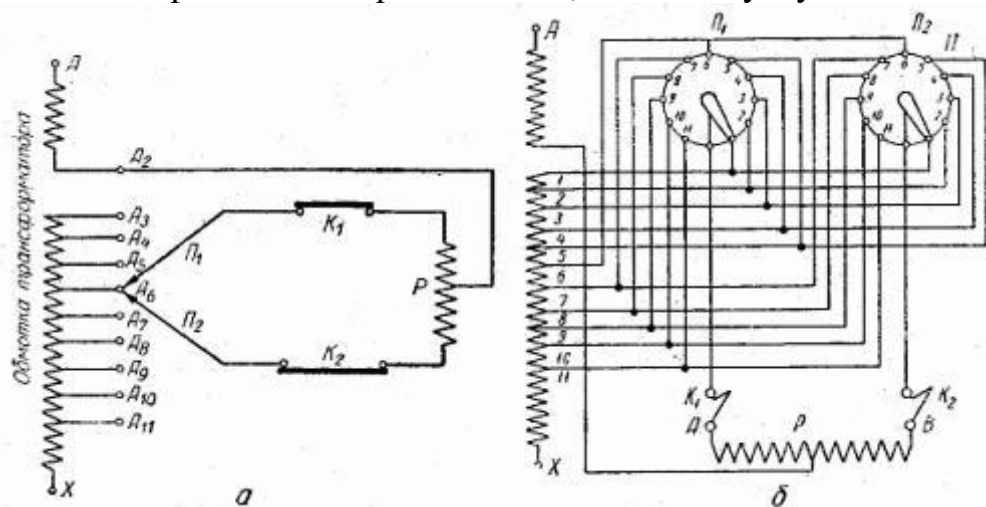


Рисунок 2.3 Принципиальная схема регулирования под нагрузкой,

где: а - принципиальная схема, б — схема соединений, П1, П2 - переключатели, К1, К2 - контакторы, Р - реакторы, а - А11 - ответвления от регулировочных катушек

Система РПН позволяет осуществить переключение с одного ответвления обмотки на другое без прерывания тока в питающей сети благодаря использованию двух параллельных переключающих ответвлений (П1 и П2), которые соединены с токоограничивающим реактором Р, а его

средняя точка подключена к обмотке трансформатора. Реактор представляет собой трехфазную индуктивную катушку с сердечником из стали, имеющим зазоры. Он размещается внутри бака трансформатора на верхних или нижних консолях ярма.

Принцип работы системы состоит в последовательном включении и отключении контакторов К1 и К2. Сначала контактор К2 размыкается, для того чтобы обесточенный переключатель П2 перевелся на контакт А7. После чего контактор К2 снова включается, и переключатели через контакты А6 и А7 замыкается на себя. Реактор Р служит для ограничения тока в этой секции. Затем размыкается контактор К1, и переключатель П1 также переводится на контакт А7. Далее включается контактор К1, и процесс переключения одной ступени завершается. Из этого процесса следуют преимущества и недостатки данного подхода.

Основное преимущество данной системы заключается в возможности регулирования напряжения без необходимости отключения трансформатора. При этом устройство поддерживает заданные параметры даже при изменении характеристик входного напряжения. Кроме того, оно позволяет регулировать параметры с учетом требуемых значений.

Однако недостатки связаны с увеличением сложности конструкции трансформатора и использованием дополнительных элементов. Это может привести к снижению надежности работы оборудования, поскольку более сложная конструкция увеличивает вероятность возникновения поломок. Кроме того, масса и размеры устройства также увеличиваются, что может вызывать определенные неудобства.

2.2 Фактическое падение напряжения, на стороне потребителя

Как было выше изложено падение напряжения является одним из важнейших моментов необходимых при проектировании электрической сети. Падение напряжения происходит вследствие потери энергии на ЛЭП и в трансформаторах. Ниже представлен расчет фактического падения напряжения на стороне потребителя, который послужит основой для сравнения систем регулирования коэффициента трансформации.

Рассмотрим подстанцию номер 1 и разомкнутую схему исполнения электрической сети (выбранную в главе 1.7)

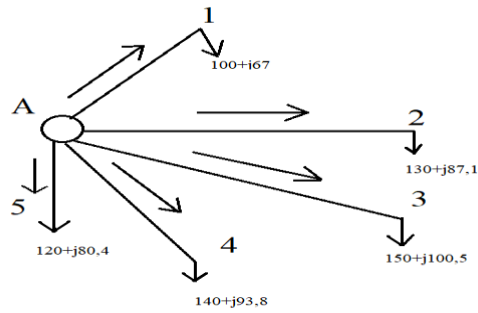


Рисунок 2.4 схема исполнения разомкнутой электрической сети

Как видно на схемы, из точки истечения энергия движется к каждой подстанции по отдельной линии электропередач. Рассчитаем потери напряжения на ЛЭП

Потери мощности на участках ЛЭП

$$\Delta P = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{нач}}^2} * R, \quad (2.1)$$

$$\Delta Q = \frac{P_{\text{кон}}^2 + Q_{\text{кон}}^2}{U_{\text{ном}}^2} * X. \quad (2.2)$$

где, $P_{\text{кон}}$ – активная мощность в конце участка, МВт;

$Q_{\text{кон}}$ – реактивная мощность в конце участка, МВар;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

R – активное сопротивление линии, Ом;

X – реактивное сопротивление линии, Ом.

Потери напряжения на участках ЛЭП

$$\Delta U = \frac{P_{\text{нач}}R + Q_{\text{нач}}X}{U_{\text{нач}}}. \quad (2.3)$$

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

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

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

Поперечные потери напряжения

$$\delta U = \frac{P_{\text{нач}}X - Q_{\text{нач}}R}{U_{\text{нач}}}. \quad (2.4)$$

Результирующее (конечное) напряжение

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U_{\text{нач}} - \Delta U)^2 + \delta U^2}. \quad (2.5)$$

Проведем расчет по участку линии А-1

$$\Delta P_{A-1} = \frac{100,35^2 + 86,7^2}{220^2} * 7,86 = 2,8 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{100,35^2 + 86,7^2}{220^2} * 28,27 = 10,2 \text{ МВар}$$

$$\Delta U_{A-1} = \frac{103,15 * 7,86 + 96,9 * 28,27}{242} = 14,66 \text{ кВ},$$

$$\Delta \delta U_{A-1} = \frac{103,15 * 28,27 - 96,9 * 7,86}{242} = 8,9 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{кон А-1}} = \sqrt{(242 - 14,66)^2 + 8,9^2} = 227,5 \text{ кВ}.$$

Расчеты показали, что напряжение на стороне высокого напряжения трансформатора на подстанции 1 будет равно 227,5 кВ

Падение напряжения на сопротивлении трансформатора Т1

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (2.6)$$

$$\Delta \delta U = \frac{PX - QR}{U}, \quad (2.7)$$

$$U_{\text{кон}} = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \Delta \delta U^2}. \quad (2.8)$$

где, Р – 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.

Расчет падения напряжения на подстанции 1

$$\Delta U_1 = \frac{130,5 * 0,5 + 86,7 * 48,6}{227,5} = 18 \text{ кВ},$$

$$\Delta \delta U_1 = \frac{130,5 * 48,6 - 86,7 * 0,5}{227,5} = 27,6 \text{ кВ},$$

$$U_{1\text{кон}} = \sqrt{(227,5 - 18)^2 + 27,6^2} = 211 \text{ кВ}.$$

На примере участка А-1 и подстанции 1 видно падение напряжение с 242 кВ до 211 кВ.

2.3 Общий анализ и технико-экономический расчет методов

Проведем технико-экономическое сравнение двух типов трансформаторов. В первом случае это будет автотрансформатор марки АДЦТН на основе которого и построена электрическая сеть. Во втором случае это будет трансформатор ТДЦТН. Оба трансформатора трехфазные трехобмоточные. Трансформаторы выбирались быть максимально схожими.

Расчет автотрансформатора АДЦТН

С учетом коэффициента трансформации реальное напряжение на шинах среднего напряжения трансформатора Т1:

$$U = U_{\text{CH}} \frac{U_{\text{CH}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.9)$$

$$U = 211 \frac{110}{230} = 100,9 \text{ кВ.}$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% выше номинального. Пусть $U_{\text{ж}} = 104,5$ кВ. Реальное напряжение ниже, поэтому необходимо использовать какие-либо средства для повышения напряжения. В данном случае возможно применение регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). У выбранного трансформатора Т1 есть 6 регулировочных ступеней вверх от средней отпайки и 5 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 2% от $U_{\text{ВН}}$ или:

$$\frac{230 * 2\%}{100} = 4,6 \text{ кВ.}$$

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

202,4; 207; 211,6; 216,2; 220,8; 225,4; 230;

Ориентировочное напряжение ответвления:

$$U = U \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{ж}}} \quad (2.10)$$

$$U = 211 \frac{110}{104,5} = 222 \text{ кВ.}$$

Выбираю отпайку №2 (220,8 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_{\text{н}} = U \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{отв.ст}}} \quad (2.11)$$

$$U_{\text{н}} = 211 \frac{110}{220,8} = 105,1 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение на стороне среднего напряжения близко к желаемому

Разберем падение напряжения на стороне низкого напряжения трансформатора

С учетом коэффициента трансформации и РПН на высокой стороне реальное напряжение на шинах низкого напряжения трансформатора Т1:

$$U = 220,8 \frac{6,6}{230} = 6,33 \text{ кВ.}$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% ниже номинального. Пусть $U_{\text{ж}} = 6,27 \text{ кВ}$. Реальное напряжение приближено к желаемому, следовательно, регулировка не нужна

Расчеты для трансформатора ТДЦТН

Реальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформатора рассчитывается по формуле 2.9

$$U = 211 \frac{6,6}{230} = 6,05 \text{ кВ.}$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% выше номинального. Пусть $U_{\text{ж}} = 6,27 \text{ кВ}$. Реальное напряжение ниже, поэтому необходимо использовать какие-либо средства для повышения напряжения. В данном случае возможно применение регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). У выбранного трансформатора нет РПН. Следовательно, необходима его установка. Выбираю РПН с 8 регулировочных

ступеней вверх от средней отпайки и 7 регулировочных ступеней вниз. Каждая ступень составляет 1,5% от $U_{вн}$ или:

$$\frac{230 * 1,5\%}{100} = 3,45 \text{ кВ}$$

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

211; 214,45; 217,9; 221,35; 224,8; 228,25; 231,7; 235,15; 2238,6
Необходимое напряжение отпайки найдем по формуле 2.10

$$U = 211 \frac{6,6}{6,27} = 222,1 \text{ кВ}$$

Выбираю отпайку №3 (221,35 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_n = 222,1 \frac{6,6}{221,35} = 6,6 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому

Перейдем к расчету для стороны среднего напряжения

Реальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформатора рассчитывается по формуле 2.2.9 с учетом РПН на стороне высокого напряжения рассчитанного ранее

$$U = 221,35 \frac{110}{230} = 105,8 \text{ кВ.}$$

В режиме максимальных нагрузок желаемое напряжение должно быть на 5% выше номинального. Пусть $U_{ж} = 104,5 \text{ кВ}$. Реальное напряжение на средней стороне выше. Используем ПБВ встроенный в трансформатор. ПБВ обеспечивает 2 отпайки вверх и вниз на 2,5% каждый что равно:

$$\frac{230 * 2,5\%}{100} = 5,75 \text{ кВ}$$

Таким образом, стандартные напряжения ответвления, в зависимости от номера отпайки, составляют ряд:

218,5; 224,25; 230; 235,75; 241,5.

Необходимое напряжение отпайки найдем по формуле 2.10

$$U = 221,35 \frac{110}{104,5} = 233 \text{ кВ}$$

Выбираю отпайку №1 (235,75 кВ). Действительное напряжение на стороне низкого напряжения:

$$U_n = 221,35 \frac{110}{235,75} = 103,28 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение на стороне потребителя близко к желаемому

Анализ полученных данных

Из полученных данных можно сделать вывод что, различные системы регулирования напряжения значительно различаются. К примеру, РПН в случае АТДЦТН работает в диапазоне 12% вверх и вниз от номинального напряжения с шагом в 2% в тоже время ПБВ работает в диапазоне 5% с шагом 2,5%. Таким образом можно сделать вывод о том что ПБВ более дорогое устройство имеющее возможность дистанционного запуска отлично подходит для строительства электрической сети, ведь смотря на графики суточной нагрузки можно понять что его способность регулировки под напряжением будет играть значительную роль также это устройство может быть использовано в подстанциях которые обеспечивают потребителей первой категории, что касается ПБВ оно может быть применено в более устойчивых системах за счет своей надежности, дешевизны и долговечности.

Проводя анализ выбора трансформатора в данном случае, будет целесообразнее использовать автотрансформатор. Подробнее, Стоимость автотрансформатора [2] будет равна:

$$K_{T1} = 30\,990 \text{ тыс руб} = 170\,445 \text{ тыс тг}$$

В тоже время стоимость трансформатора равна:

$$K_{T2} = 28\,990 \text{ тыс руб} = 159\,445 \text{ тыс тг}$$

Однако в стоимость трансформатора необходимо добавить стоимость РПН который будет равен:

$$K_{РПН} = 5\,550 \text{ тыс руб} = 30\,525 \text{ тыс тг}$$

Следовательно, выбор автотрансформатора экономически целесообразней относительно трансформатора, не считая его преимуществ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение дипломной работы по теме «Расчет электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора» можно отметить следующее.

В данной работе был проведен комплексный анализ электрической сети с учетом системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора. Целью исследования было определение оптимального значения коэффициента трансформации, обеспечивающего эффективную передачу энергии и стабильную работу сети.

В ходе исследования были выполнены следующие задачи:

- 1) Расчет основных параметров сети, включая напряжение, ток, потери мощности и эффективность, и проектирование двух вариантов исполнения электрической сети
- 2) Технико-экономический анализ полученных данных для выбора одного из вариантов
- 3) Обзор существующих систем регулирования коэффициента трансформации
- 4) Определение оптимального значения коэффициента трансформации, обеспечивающего минимальные потери мощности и стабильную работу сети.
- 5) Проведения анализа полученных расчетных данных. Совместно с анализом систем регулирования коэффициента трансформации.

Результаты исследования показали, что правильно подобранный коэффициент трансформации позволяет эффективно передавать энергию в электрической сети, минимизируя потери мощности и обеспечивая стабильное напряжение. Система регулирования коэффициента трансформации является эффективным инструментом для поддержания оптимальных параметров сети и обеспечения надежной работы трансформатора.

В заключение можно отметить, что данная дипломная работа представляет важный вклад в область расчета электрических сетей и систем регулирования трансформаторов. Полученные результаты могут быть использованы в электроэнергетике для оптимизации работы существующих сетей и проектирования новых систем передачи энергии. Дальнейшие исследования в данной области могут включать расширение модели для более сложных сетей, а также учет других факторов, влияющих на работу трансформаторов и электрических сетей

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016 год
2. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кв. Стандарты организации ОАО «ФСК ЕЭС»
3. . С.С.Ананичева, Е.Н.Котова. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2017 год;
4. С.С.Ананичева, П.Е.Мезенцев. Модели развития электроэнергетических систем: уч. Пособие – Екатеринбург: изд-во Урал. ун-та, 2013 год;
5. А.Л.Плиско, Проектирование электропередач, сетей и систем: практикум к курсовой работе – Ульяновск: УлГТУ, 2016 год
6. Справочные данные по трансформаторам.
https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_трансформаторов_от_35_кВ
7. Схема и принцип работы РПН трансформатора
<https://electricalschool.info/main/visokovoltny/1446-skhema-i-princip-raboty-rpn.htm>
8. Переключатель ПБВ – краткая характеристика, особенности эксплуатации
<https://electricalschool.info/elstipod/1995-pereklyuchatel-pbv-kratkaya-harakteristika-osobennosti-ekspluatacii.html>
- 9 СТ КазНИТУ-09-2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазНИТУ, 2023.

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ
на дипломную работу

Жанбыр Айдос Галымжанулы

6B07101 - Энергетика

Тема: Расчет электрической сети и системы регулирования
коэффициента трансформации трансформатора

Жанбыр А.Г приступил к выполнению дипломной работы своевременно по установленному графику. За время дипломирования проявил себя ответственным и дисциплинированным дипломником, показал умение самостоятельно решать поставленные технические задачи, грамотно использовать специальную техническую и справочную литературу, а также регулярно посещал консультации и вовремя выполнял разделы ДР.


Дипломная работа выполнена в полном объеме, состоит из пояснительной записки на 47 стр. машинописного текста.

При выполнении всех разделов проекта проявил самостоятельность и инженерное мышление, показал знания, приобретенные в течение обучения, умение и навыки использования технической и справочной литературы, нормативных документов и различных прикладных компьютерных программ.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки «отлично» (90%, А-), а ее автор Жанбыр А.Г достоин присуждения академической степени «бакалавр» по ОП «Энергетика».

Научный руководитель

Ассоц. профессор, PhD



К.Б Шакенов

« 02 » 06 2023 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Жанбыр Айдос Галымжанулы
(Ф.И.О. обучающегося)

6B07101 - Энергетика
(шифр и образовательной программы)

на тему: Расчет электрической сети и системы регулирования
коэффициента трансформации трансформатора

Выполнено:

- а) графическая часть на 9 листах
б) пояснительная записка на 47 страницах

В дипломной работе проектируется электрическая сеть 220 кВ и система регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Дипломная работа написана на тему «Расчет электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора». В первой части приведены расчеты по выбору номинального напряжения, выбора трансформаторов на подстанциях, выбора сечения провод для двух вариантов исполнения сети и технико-экономический расчет.

В специальной части рассмотрены различные виды регулирования коэффициента трансформации и проведен анализ для применения той или иной системы.

Замечания к работе

В качестве замечания можно отметить, что местами были допущены ошибки в выборе марок проводов для различных схем исполнения электрической сети. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, и тема раскрыта полностью.

Оценка работы

Дипломная работа заслуживает оценки «хорошо» (85%), а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по ОП 6В07101 – «Энергетика».

Рецензент

канд. техн. наук, ассистент профессор АО АЛит

А.Т.Егзекова

2023 г.



ПОДПИСЬ ЗАВЕРЯЮ

М. С. Макарова

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Жанбыр Айдос Галымжанулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Расчет электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Научный руководитель: Калижан Шакенов

Коэффициент Подобия 1: 6.7

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 62

Знаки из других алфавитов: 37

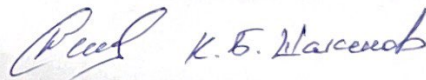
Интервалы: 0

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.

 К.Б. Шакенов

проверяющий эксперт

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Жанбыр Айдос Галымжанулы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Расчет электрической сети и системы регулирования коэффициента трансформации трансформатора

Научный руководитель: Калижан Шакенов

Коэффициент Подобия 1: 6.7

Коэффициент Подобия 2: 0.5

Микропробелы: 62

Знаки из здругих алфавитов: 37

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 1.06.2023

Заведующий кафедрой Энергетики

Сарсенбаев Е.А.

