

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической сети Нижнекамского района республики Татарстан

Студент

Д.А.Гончаров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И.Платов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В результате выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра осуществлено проектирование электрической сети Нижнекамского района Республики Татарстан.

Осуществлено проектирование электрической сети района с выбором рациональной конфигурации схемы и номинального напряжения сети, расчётом баланса активной и реактивной мощности в электрической сети, выбором типа, мощности и места установки компенсирующих устройств, силовых трансформаторов понизительных подстанций, сечения проводников воздушных линий электропередачи.

Произведён расчёт электрических режимов с целью обеспечения регулирования напряжения в электрической сети.

Рассчитаны токи короткого замыкания в электрической сети района. Выбрано оборудования районных подстанций.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрена тема по обеспечению безопасности при выполнении работ в электрической сети.

Для расчётов и оформления работы были использованы текстовый редактор Microsoft Word 2016 для выполнения пояснительной записки, а также графический редактор AutoCAD для выполнения графической части.

Работа включает в себя пояснительную записку: 81 страница, 29 таблиц, 23 рисунка.

Графическая часть состоит из 6 листов формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика проектируемого района.....	6
1.1 Характеристика электрифицируемого района.....	6
1.2 Исходные данные на проектирование	7
2. Проектирование электрической сети	9
2.1 Выбор рациональной конфигурации электрической сети.....	9
2.2 Выбор номинального напряжения сети.....	10
2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети	16
2.4 Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств	18
2.5 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций	20
2.6 Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи	22
2.7 Расчет технико-экономических показателей электрической сети.....	32
2.8 Определение расчетных мощностей подстанций.....	46
2.9 Расчёт электрических режимов и регулирование напряжения в нормальном и послеаварийном режимах	49
2.10 Расчёт токов короткого замыкания	65
2.11 Выбор оборудования понизительных подстанций.....	68
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	72
3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ	72
3.2 Мероприятия, обеспечивающие защиту от опасностей.....	74
Заключение	79
Список используемых источников	80

Введение

Современные районные электрические сети являются важнейшим звеном, обеспечивающие распределение мощностей для питания потребителей района на высших напряжениях 35-330 кВ.

Для питания крупных промышленных районов в современной энергетике, в виду значительных потребляемых мощностей, могут использоваться номинальные классы напряжения 550-750 кВ.

Основными элементами электрических сетей районов являются понизительные трансформаторные подстанции (ТП) и проводники электрических сетей.

Первые трансформируют потреблённую электроэнергию и распределяют потребителям, вторые образуют связи между понизительными ТП, ТП и потребителями, а также между ТП и энергосистемой.

При проектировании районной электрической сети крайне необходимо решить основные задачи по обеспечению необходимого качества электроэнергии, а также надежности и экономичности электроснабжения.

В современной энергетике уровень развития электрических сетей является важнейшим показателем всего уровня развития электроэнергетики любой страны мира [1-5].

Известно, что понизительные подстанции систем электроснабжения районов, городов и населённых пунктов являются важнейшим звеном питания и распределения электроэнергии.

В случае сбоев и аварий на понизительных подстанциях, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности.

По этой причине к системам электроснабжения понизительных трансформаторных подстанций предъявляются повышенные требования, которые состоят в применении современных надёжных и экономичных схемных ре-

шений с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей городов и населённых пунктов, а также использование новейших разработок оборудования подстанций.

В последние десятилетия в электроэнергетике появились инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей и схем трансформаторных подстанций.

Их применение позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования подстанций, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики не только самой понизительной распределительной подстанции, но и энергосистемы в целом.

Целью настоящей работы является «проектирование электрической сети Нижнекамского района Республики Татарстан» [15].

Объектом исследования является «электрическая сеть Нижнекамского района Республики Татарстан» [15].

Предметом исследования является «система электроснабжения и электрооборудование понизительных подстанций электрической сети Нижнекамского района Республики Татарстан» [15].

Решения основных поставленных основных задач в работе проводятся, исходя из нормативно – технических источников, учебной литературы и типовых проектов.

1 Характеристика проектируемого района

1.1 Характеристика электрифицируемого района

«Нижекамский район является административно-территориальной единицей и муниципальным образованием (муниципальным районом) в составе Республики Татарстан Российской Федерации» [4].

«План расположения Нижекамского района Республики Татарстан» [6] представлен на рисунке 1.

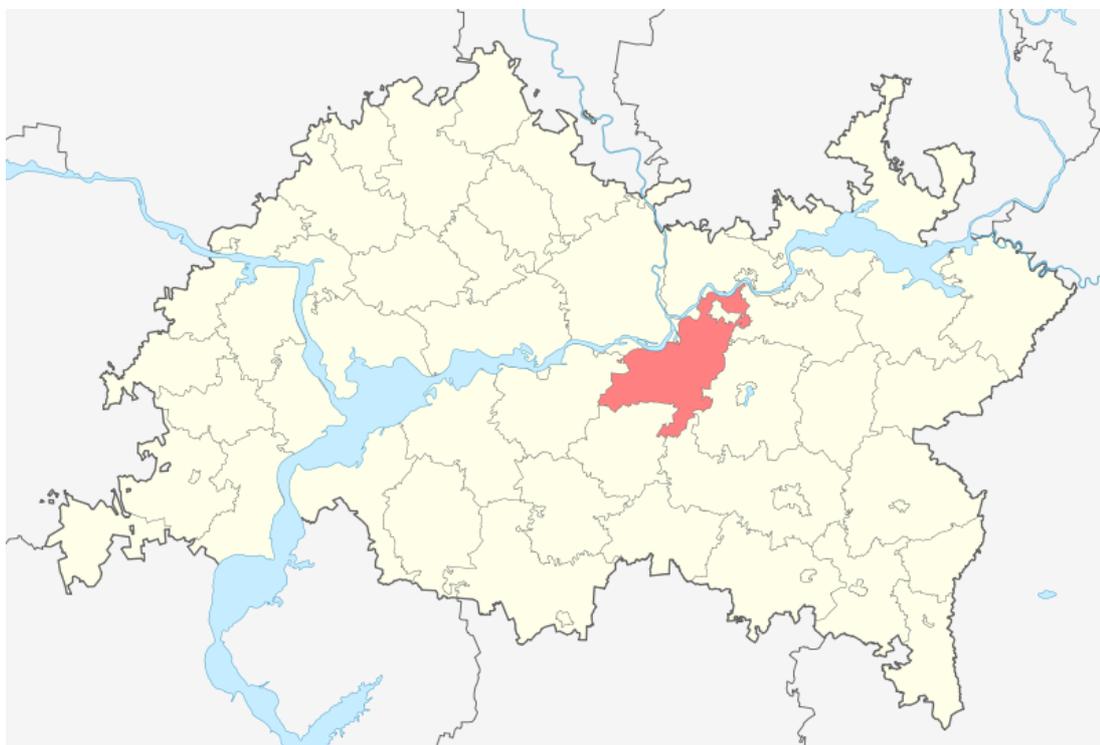


Рисунок 1 – План расположения Нижекамского района Республики Татарстан

«Климат Нижекамского муниципального района умеренно-континентальный, с продолжительно-холодной зимой, сравнительно короткой и дружной весной, коротким и жарким летом, и дождливой осенью».

«Средняя годовая температура воздуха 2,8 °С» [5]».

1.2 Исходные данные на проектирование

Исходные данные, используемые непосредственно для проектирования Нижнекамского района, приведены на рисунке 2.

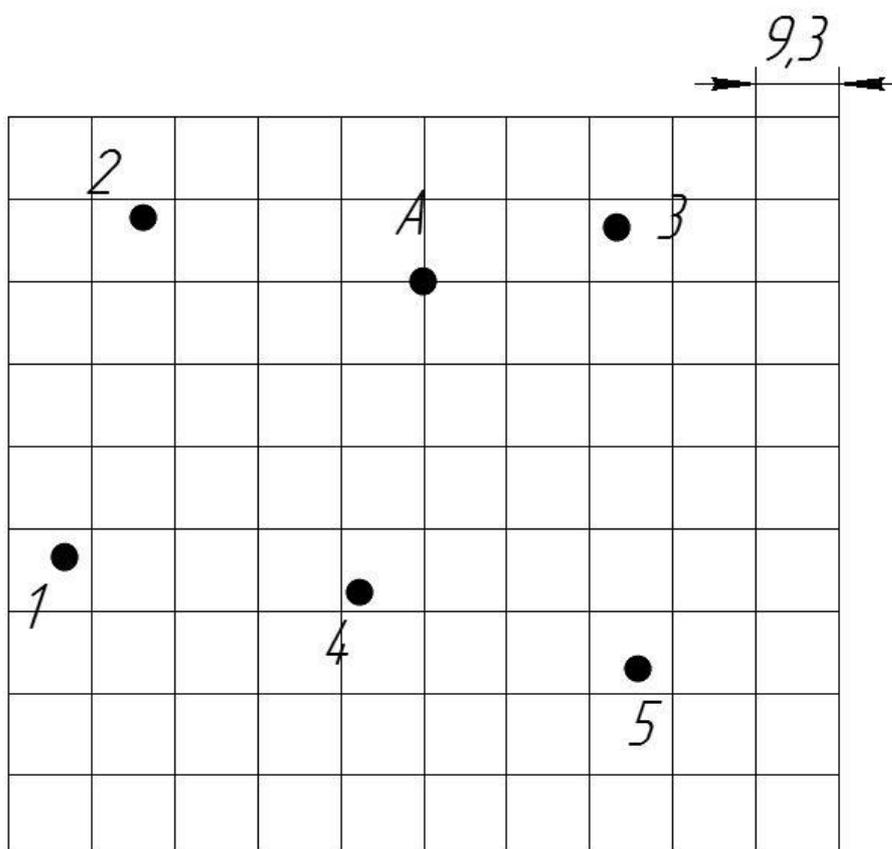


Рисунок 2 – Расположение источника питания и узлов нагрузки проектируемого района

«Расположение источника питания «А» (включает два источника: Нижнекамская ТЭЦ-1, Нижнекамская ТЭЦ-2 расположены на общей территории) и 5 узлов нагрузки приведены на рисунке 2 в масштабе 1:9300000 (в 1 клетке 9,3 км)» [6].

Данные по потребителям электроэнергии проектируемого района, обозначенных на рисунке 1, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные потребителей электроэнергии района

Номер узла	1	2	3	4	5
P_n , МВт	29	23	34	31	26
$\cos\varphi$, о.е.	0,85	0,86	0,85	0,87	0,86
U_n , кВ	10	10	10	10	10
Категория надёжности потребителей	I,II	I,II	I,II	I,II	I,II

Дополнительные исходные данные по проектируемому району приведены ниже:

– число часов использования максимальной нагрузки $T_{max} = 4900$ час;

– напряжения источника питания: максимальное значение напряжения (максимальный режим работы системы) $U_{max} = 120$ кВ; минимальное значение напряжения (минимальный режим работы системы) $U_{av} = 112$ кВ;

– коэффициент мощности источника питания «А» принимается равным $\cos\varphi = 0,95$;

– продолжительность перегрузки силовых трансформаторов пониженных подстанций электрической сети проектируемого района в течение суток – $t_{перег.сут} = 5$ ч.

На основании приведённых исходных данных по климатическим, топографическим, экономическим составляющим, с учётом расположений и технических данных потребителей электроэнергии района, далее в работе проводится непосредственное проектирование электрической сети Нижнекамского района.

Выводы: в разделе рассмотрены основные исходные данные на проектирование Нижнекамского района с выделением потребителей и источников питания. На основании этих данных далее в работе осуществляется проектирование электрической сети.

2. Проектирование электрической сети

2.1 Выбор рациональной конфигурации электрической сети

Известно, что «для электроснабжения потребителей I и II категорий необходимы два взаимно резервируемых источника питания [1]».

Поэтому намечаются схемы с резервированными сетями.

Варианты конфигураций схемы проектируемой районной сети приведены на графическом листе 1.

В соответствии с [7], в качестве основных линий в сетях 110 кВ следует применять взаимно резервируемые линии электропередачи 110 кВ с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или с разных шин одной подстанции, имеющей двухстороннее независимое питание.

Проанализировав выбранные конфигурации схем электрической сети проектируемого района, представленных на графическом листе 1 работы, в соответствии с данными требованиями, можно сделать следующие выводы:

- конфигурация №1 не обеспечивает в полной мере требования о взаиморезервировании ВЛ и содержит самое большое количество высоковольтных выключателей в узле «А» и таким образом не рекомендуется;
- конфигурация №2 имеет шесть присоединений ВЛ для ПС №4, следовательно, данную схему применять не следует;
- от конфигурации №5 следует отказаться, т.к. она содержит хоть и допустимое количество отпаечных линий, однако она характеризуется значительной неоднородностью, что негативно влияет на расчёты перетоков мощностей и, как результат, на регулирование напряжения всей схемы;
- конфигурации №6 имеет повышенную, на фоне остальных, протяженности ВЛ и также не может быть использована;
- в конфигурациях №7 и №8 проходные подстанции могут быть реализованы на распределительных устройствах со сборными шинами, что проти-

воречит требованиям о применении схем типа «мостик», от них также следует отказаться.

На основании приведённого выше анализа, в работе выбираются для дальнейшего сравнения конфигурации №3 и №4, т.к. они с одной стороны исключают обратные перетоки мощности в сторону источника питания, а с другой имеют меньшие протяженности линий.

Кроме того, их распределительные устройства содержат оптимальное количество высоковольтных выключателей для обеспечения качественного электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий надёжности, тем самым удовлетворяя требованиям [1,4,7].

Кроме того, выбранные варианты также обеспечат необходимое резервирование при питании потребителей I и II категорий надёжности, что является обязательным условием по заданию, а также согласно [1].

Для окончательного выбора конфигурации схемы проектируемой электрической сети Нижнекамского района далее в работе выбранные варианты конфигураций схем рассматриваются подробно.

2.2 Выбор номинального напряжения сети

Выбор номинального напряжения электрической сети проводится для двух выбранных вариантов конфигурации электрической сети.

Для предварительного выбора номинального напряжения сети необходимо учитывать значение передаваемой мощностью и длины линий, непосредственно участвующие в процессе передачи электроэнергии потребителям [6,8].

Напряжение «для выбранного варианта конфигурации электрической сети предварительно определяется по формуле Г.А. Илларионова» [1]:

$$U_{nom} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1)$$

где L – длина линии, км;

P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

Вариант конфигурации сети №3.

$$L_{A4} = 35,85 \text{ км}, L_{14} = 33,23 \text{ км}, L_{A1} = 50,79 \text{ км}, L_{A3} = 22,54 \text{ км}, \\ L_{A2} = 32,19 \text{ км}, L_{A5} = 49,95 \text{ км}.$$

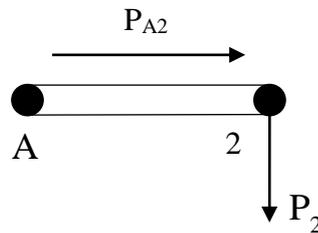


Рисунок 3 – Схема для расчёта участка А-2

$$P_{A2} = \frac{P_2}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ МВт}.$$

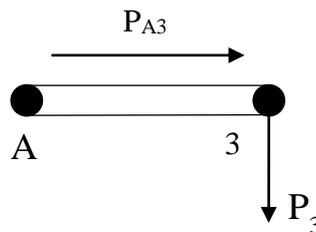


Рисунок 4 – Схема для расчёта участка А-3

$$P_{A3} = \frac{P_3}{2} = \frac{34}{2} = 17,0 \text{ МВт}.$$

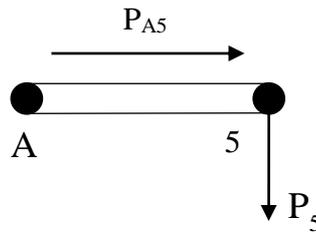


Рисунок 5 – Схема для расчёта участка А-5

$$P_{A5} = \frac{P_5}{2} = \frac{26}{2} = 13,0 \text{ МВт.}$$

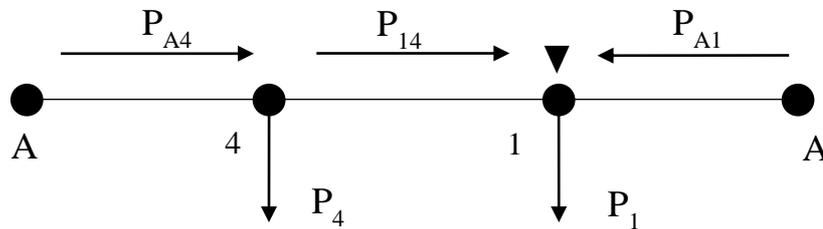


Рисунок 6 – Схема для расчёта участка А-4-1-А

$$P_{A1} = \frac{[P_1 \cdot (L_{A4} + L_{14}) + P_4 \cdot L_{A4}]}{(L_{A1} + L_{A4} + L_{A14})} = \frac{29 \cdot (35,85 + 33,23) + 31 \cdot 35,85}{50,79 + 35,85 + 33,23} = 25,98 \text{ МВт.}$$

$$P_{A4} = \frac{[P_4 \cdot (L_{A1} + L_{14}) + P_1 \cdot L_{A1}]}{(L_{A1} + L_{A4} + L_{A14})} = \frac{31 \cdot (50,79 + 33,23) + 29 \cdot 50,79}{50,79 + 35,85 + 33,23} = 34,02 \text{ МВт.}$$

$$P_{14} = P_{A4} - P_4 = 34,02 - 31 = 3,02 \text{ МВт.}$$

Далее определяются номинальные напряжения участков сети по (1):

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A1}} + \frac{500}{L_{A1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{25,98} + \frac{500}{50,79}}} = 97,1 \text{ кВ.}$$

$$U_{A4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A4}} + \frac{500}{L_{A4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{34,02} + \frac{500}{35,85}}} = 106,94 \text{ кВ.}$$

$$U_{14} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{14}} + \frac{500}{L_{14}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{3,02} + \frac{500}{33,23}}} = 34,42 \text{ кВ.}$$

$$U_{A5} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A5}} + \frac{500}{L_{A5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{13} + \frac{500}{49,95}}} = 70,3 \text{ кВ.}$$

$$U_{A3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A3}} + \frac{500}{L_{A3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{17} + \frac{500}{22,54}}} = 76,87 \text{ кВ.}$$

$$U_{A2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A2}} + \frac{500}{L_{A2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{11,5} + \frac{500}{32,19}}} = 62,52 \text{ кВ.}$$

Исходя из полученных результатов, принимается напряжение 110 кВ для всех участков выбранного варианта конфигурации электрической сети.

Вариант конфигурации сети №4. Длина линий:

$$L_{A3} = 22,54 \text{ км}, L_{A5} = 49,95 \text{ км}, L_{53} = 49,93 \text{ км}, L_{A1} = 50,79 \text{ км}, \\ L_{A2} = 32,19 \text{ км}, L_{A4} = 35,85 \text{ км.}$$

Перетоки мощностей:

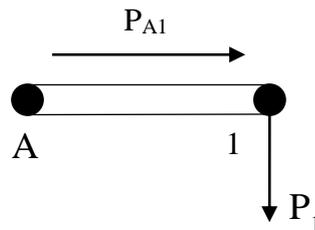


Рисунок 7 – Схема для расчёта участка А-1

$$P_{A1} = \frac{P_1}{2} = \frac{29}{2} = 14,5 \text{ МВт.}$$

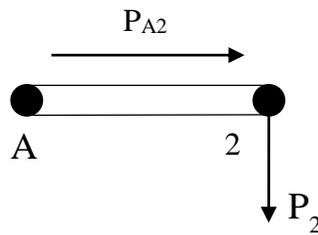


Рисунок 8 – Схема для расчёта участка А-2

$$P_{A2} = \frac{P_2}{2} = \frac{23}{2} = 11,5 \text{ МВт.}$$

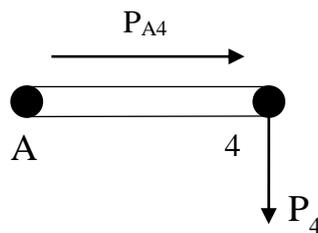


Рисунок 9 – Схема для расчёта участка А-4

$$P_{A4} = \frac{P_4}{2} = \frac{31}{2} = 15,5 \text{ МВт.}$$

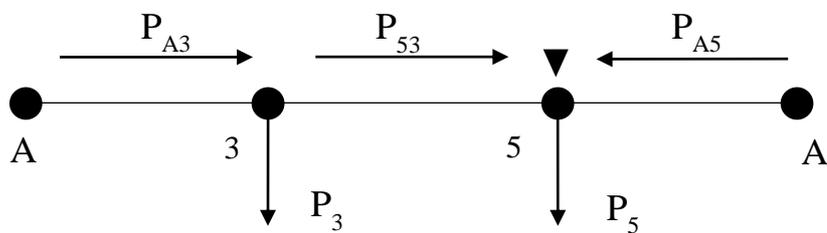


Рисунок 10 – Схема для расчёта участка А-3-5-А

$$P_{A5} = \frac{[P_5 \cdot (L_{A3} + L_{53}) + P_3 \cdot L_{A3}]}{(L_{A5} + L_{A3} + L_{53})} = \frac{26 \cdot (22,54 + 49,93) + 34 \cdot 22,54}{49,95 + 22,54 + 49,93} =$$

$$= 21,68 \text{ MBm.}$$

$$P_{A3} = \frac{[P_3 \cdot (L_{A5} + L_{53}) + P_5 \cdot L_{A5}]}{(L_{A5} + L_{A3} + L_{53})} = \frac{34 \cdot (49,95 + 49,93) + 26 \cdot 49,95}{49,95 + 22,54 + 49,93} =$$

$$= 38,35 \text{ MBm.}$$

$$P_{53} = P_{A3} - P_3 = 38,35 - 34 = 4,35 \text{ MBm.}$$

Номинальное напряжение сети по (1) для данного варианта:

$$U_{A5} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A5}} + \frac{500}{L_{A5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{21,65} + \frac{500}{49,95}}} = 89,27 \text{ кВ.}$$

$$U_{A3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A3}} + \frac{500}{L_{A3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{38,35} + \frac{500}{22,54}}} = 106,98 \text{ кВ.}$$

$$U_{53} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{53}} + \frac{500}{L_{53}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{4,35} + \frac{500}{49,93}}} = 41,35 \text{ кВ.}$$

$$U_{A4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A4}} + \frac{500}{L_{A4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{15,5} + \frac{500}{35,85}}} = 75,54 \text{ кВ.}$$

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A1}} + \frac{500}{L_{A1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{14,5} + \frac{500}{50,79}}} = 74,07 \text{ кВ.}$$

$$U_{A2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{A2}} + \frac{500}{L_{A2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{11,5} + \frac{500}{32,19}}} = 62,52 \text{ кВ.}$$

Для данного варианта конфигурации электрической сети района также принимается значение номинального напряжения 110 кВ.

В результате проведённых расчётов на всех участках проектируемой сети, в случае двух предварительно выбранных конфигураций, принимается напряжение сети 110 кВ.

2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети

«Определяется наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети»:

$$P_{П,нб} = K_0(P) \cdot \sum_{j=1}^n P_{нб,j} + \Delta.P_c \cdot \sum_{j=1}^n P_{нб,j}, \quad (2)$$

где K – «коэффициент наибольшей нагрузки ПС»;

$\Delta.P_c$ – «суммарные потери мощности в сети».

$$P_{нб} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 29 + 23 + 34 + 31 + 26 = 143 \text{ МВт.}$$

«Наибольшая реактивная нагрузка i -го узла $Q_{нб,i}$ [Мвар] и наибольшая полную нагрузку i -го узла $S_{нб,i}$ [МВА]»:

$$Q_{нб,j} = P_{нб,i} \cdot \tan \varphi_i \cdot S_{нб,i} = \sqrt{P_{нб,i}^2 + Q_{нб,i}^2}, \quad (3)$$

где $P_{нб,i}$ – «максимальная активная нагрузка i -го узла».

$$Q_{нб,1} = P_1 \cdot \tan \varphi_1 = 29 \cdot 0,62 = 17,97 \text{ Мвар.}$$

$$S_{нб1} = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \frac{29}{0,85} = 34,12 \text{ МВА.}$$

$$Q_{нб,2} = P_2 \cdot \tan \varphi_2 = 23 \cdot 0,59 = 13,65 \text{ Мвар.}$$

$$S_{нб2} = \frac{P_2}{\cos \varphi_2} = \frac{23}{0,86} = 26,74 \text{ МВА.}$$

$$Q_{нб,3} = P_3 \cdot \tan \varphi_3 = 34 \cdot 0,62 = 21,07 \text{ Мвар.}$$

$$S_{нб3} = \frac{P_3}{\cos \varphi_3} = \frac{34}{0,85} = 40 \text{ МВА.}$$

$$Q_{нб,4} = P_4 \cdot \tan \varphi_4 = 31 \cdot 0,57 = 17,57 \text{ Мвар.}$$

$$S_{нб4} = \frac{P_4}{\cos \varphi_4} = \frac{31}{0,87} = 35,63 \text{ МВА.}$$

$$Q_{нб,5} = P_5 \cdot \tan \varphi_5 = 26 \cdot 0,59 = 15,43 \text{ Мвар.}$$

$$S_{нб5} = \frac{P_5}{\cos \varphi_5} = \frac{26}{0,86} = 30,23 \text{ МВА.}$$

«Оценка потерь реактивной мощности в трансформаторах»

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot \sum_{j=1}^n a_{T_2} \cdot S_{нб,i} \quad (4)$$

В соответствии с данными проектируемой сети:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{T\Sigma} &= \alpha_{Tj} \cdot (S_{н1} + S_{н2} + S_{н3} + S_{н4} + S_{н4} + S_{н5}) = \\ &= 0,1 \cdot (34,12 + 26,74 + 40 + 35,63 + 30,23) = 16,67 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Суммарная реактивная мощность:

$$\begin{aligned} Q_{нб\Sigma} &= Q_{нб1} + Q_{нб2} + Q_{нб3} + Q_{нб4} + Q_{нб5} = \\ &= 17,97 + 13,65 + 21,07 + 17,57 + 15,43 = 85,69 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Реактивная мощность, потребляемая сетью:

$$Q_{нб} = 0,98 \cdot Q_{нб\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} = 0,98 \cdot 85,69 + 16,67 = 100,65 \text{ Мвар.}$$

2.4 Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства обеспечивают снижение потребляемой из электрической сети реактивной мощности [5]. При наличии 2-х трансформаторов количество компенсирующих устройств (КУ) должно быть парным.

Согласно исходным данным, на всех ПС преобладают потребители I и II категорий, поэтому все ПС районной сети выполняются двухтрансформаторными.

Также, согласно [1], выбор КУ необходимо производить таким образом, чтобы не было перекомпенсации реактивной электроэнергии, то есть:

$$Q_c = \sum_{j=1}^n P_{нб,j} \cdot \operatorname{tg} \varphi_c, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_c$ - коэффициент мощности источника питания «А».

$$\begin{aligned} Q_c &= (P_1 + P_{2c} + P_{2H} + P_3 + P_4 + P_5) \cdot \operatorname{tg} \varphi_A = \\ &= (29 + 23 + 34 + 31 + 26) \cdot 0,33 = 47 \text{ Мвар.} \\ Q_{K\Sigma} &= Q_{пнб} - Q_c = 100,65 - 47 = 53,64 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

«Мощность конденсаторных батарей, которые должны быть установлены на каждой подстанции при нормированном значении $\operatorname{tg} \varphi_B = 0,4$ »

$$\begin{aligned} Q_{K1} &= P_1 (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_3) = 29(0,62 - 0,4) = 6,37 \text{ Мвар.} \\ Q_{K2} &= P_2 (\tan \varphi_2 - \tan \varphi_3) = 23(0,59 - 0,4) = 4,45 \text{ Мвар.} \\ Q_{K3} &= P_3 (\tan \varphi_3 - \tan \varphi_3) = 34(0,62 - 0,4) = 7,47 \text{ Мвар.} \\ Q_{K4} &= P_4 (\tan \varphi_4 - \tan \varphi_3) = 31(0,57 - 0,4) = 5,17 \text{ Мвар.} \\ Q_{K5} &= P_5 (\tan \varphi_5 - \tan \varphi_3) = 26(0,59 - 0,4) = 5,03 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

В соответствии с требованиями к типу компенсирующих устройств, выбираются устройства компенсации реактивной мощности (таблица 2).

Таблица 2 – Выбор типа, количества и мощности компенсирующих устройств на ПС районной сети

ПС	Кол-во и тип КУ	Суммарная мощность КУ, Мвар
ПС-1	4×УКРМ-10,5-1650У3	6,6
ПС-2	4×УКРМ-10,5-1200У3	4,8
ПС-3	4×УКРМ-10,5-1950У3	7,8
ПС-4	4×УКРМ-10,5-1350У3	5,4
ПС-5	4×УКРМ-10,5-1350У3	5,4

Определяется значение реактивной мощности, которая потребляется в узлах из системы с учетом компенсирующих устройств [1]:

$$Q_j = Q_{нб,i} - Q_{к,i}, \quad (6)$$

где $Q_{к,i}$ – «мощность конденсаторных батарей, Мвар» [6].

Значение полной мощности в узлах с учетом компенсирующих устройств [1]:

$$S_i = P_{нб,i} - jQ_i, \quad (7)$$

где Q_i – «реактивная мощность в узлах с учетом КУ, Мвар».

Реактивные мощности с учётом компенсации:

$$Q_1 = Q_{нб1} - Q_{укл1} = 17,97 - 6,6 = 11,37 \text{ Мвар.}$$

$$Q_2 = Q_{нб2} - Q_{укл2} = 13,65 - 4,8 = 8,85 \text{ Мвар.}$$

$$Q_3 = Q_{нб3} - Q_{укл3} = 21,07 - 7,8 = 13,27 \text{ Мвар.}$$

$$Q_4 = Q_{нб4} - Q_{укл4} = 17,57 - 5,4 = 12,17 \text{ Мвар.}$$

$$Q_5 = Q_{нб5} - Q_{укл5} = 15,43 - 5,4 = 10,03 \text{ Мвар.}$$

Полные мощности с учётом компенсации:

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{29^2 + 11,37^2} = 31,15 \text{ МВА.}$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{23^2 + 8,85^2} = 24,64 \text{ МВА.}$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{34^2 + 13,27^2} = 36,5 \text{ МВА.}$$

$$S_4 = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{31^2 + 12,17^2} = 33,3 \text{ МВА.}$$

$$S_5 = \sqrt{P_5^2 + Q_5^2} = \sqrt{26^2 + 10,03^2} = 27,87 \text{ МВА.}$$

Полученные результаты перерасчёта мощностей подстанций районной электрической сети с учётом компенсации реактивной мощности, полученные в работе, используются при проектировании электрической сети района далее.

2.5 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций

Выбор мощности силовых трансформаторов понизительных подстанций согласно [5]:

$$S_{Ti} = \frac{S_i}{(N_T - 1)K_{перег}} = \frac{31,15}{(2 - 1)1,1} = 28,32 \text{ МВА.} \quad (8)$$

где $K_{перег}$ – коэффициент допустимой перегрузки, о.е.

Расчетные мощности силовых трансформаторов на понизительных подстанциях проектируемой электрической сети с учётом аварийной перегрузки по формуле (8)

$$S_{T1} = \frac{S_1}{(N_T - 1)K_{\text{перег}}} = \frac{31,15}{(2 - 1)1,1} = 28,32 \text{ МВА.}$$

$$S_{T2} = \frac{S_2}{(N_T - 1)K_{\text{перег}}} = \frac{24,64}{(2 - 1)1,1} = 22,4 \text{ МВА.}$$

$$S_{T3} = \frac{S_3}{(N_T - 1)K_{\text{перег}}} = \frac{36,5}{(2 - 1)1,1} = 33,18 \text{ МВА.}$$

$$S_{T4} = \frac{S_4}{(N_T - 1)K_{\text{перег}}} = \frac{33,3}{(2 - 1)1,1} = 30,28 \text{ МВА.}$$

$$S_{T5} = \frac{S_5}{(N_T - 1)K_{\text{перег}}} = \frac{27,87}{(2 - 1)1,1} = 25,33 \text{ МВА.}$$

По результатам расчётов выбираются соответствующие типы силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения на ПС проектируемой электрической сети (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор силовых трансформаторов на понизительных подстанциях проектируемой электрической сети

ПС	Марка и количество трансформаторов, шт.	Нагрузка ПС, МВА	Загрузка в аварийном режиме, %
ПС №1	2×ТРДН-40000/110	31,15	77,88
ПС №2	2×ТРДН-25000/110	24,64	98,57
ПС №3	2×ТРДН-40000/110	36,5	91,25
ПС №4	2×ТРДН-40000/110	33,3	83,26
ПС №5	2×ТРДН-40000/110	27,87	69,67

Уровень загрузки трансформаторов в аварийном режиме показывает, что режимы их работы будут близки к номинальным, что исключает повышенные потери на холостой ход.

Данные выбранных трехфазных двухобмоточных трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения берутся по [12] и приводятся в таблице 4.

При этом на всех понизительных подстанциях проектируемой сети устанавливается по два силовых трансформатора согласно [4].

Таблица 4 – Характеристики выбранных типов силовых трансформаторов для установки на понизительных подстанциях проектируемой электрической сети

ПС	$S_{ном}$	ΔP_k	ΔP_x	I_x	ΔQ_x	R	X	U_k	$U_{ном.вн}$	$U_{ном.нн}$
ПС №1	40	172	36	0,65	260	1,4	34,7	10,5	115	11
ПС №2	25	120	27	0,7	175	2,54	55,9	10,5	115	10,5
ПС №3	40	172	36	0,65	260	1,4	34,7	10,5	115	11
ПС №4	40	172	36	0,65	260	1,4	34,7	10,5	115	11
ПС №5	40	172	36	0,65	260	1,4	34,7	10,5	115	11

2.6 Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи

Выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ производится в соответствии с требованиями [3]:

$$F = \frac{I_p}{J_{эк}}, \quad (9)$$

где I_p – расчётный ток в час максимума энергосистемы, А;

$J_{эк}$ – значение экономической плотности тока, А/мм².

В свою очередь, расчётный ток

$$I_{p,j} = \alpha_j \cdot a_t \cdot \frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (10)$$

где $\alpha_j = 1,05$ – «коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии» [2].

Конфигурация №3.

Используя техническую литературу [8-12], рассчитываются перетоки полной мощности по цепям линий (конфигурация №3):

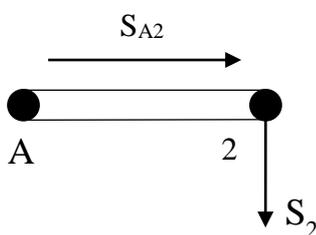


Рисунок 11 – Схема для расчёта участка А-2

$$S_{A2} = \frac{S_2}{2} = \frac{24,64}{2} = 12,32 \text{ МВА.}$$

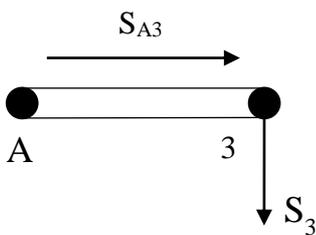


Рисунок 12 – Схема для расчёта участка А-3

$$S_{A3} = \frac{S_3}{2} = \frac{36,5}{2} = 18,5 \text{ МВА.}$$

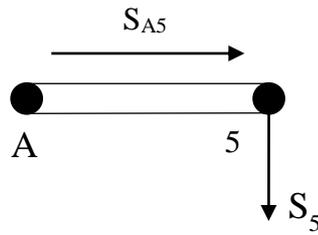


Рисунок 13 – Схема для расчёта участка А-5

$$S_{A5} = \frac{S_5}{2} = \frac{27,87}{2} = 13,93 \text{ МВА.}$$

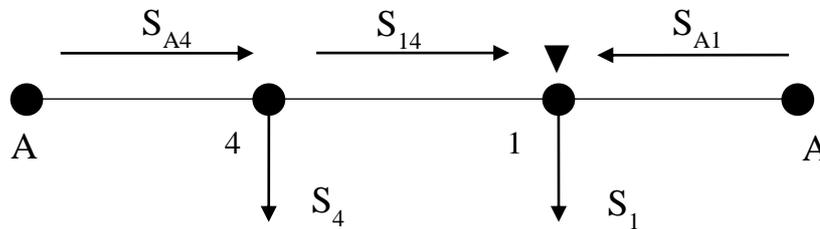


Рисунок 14 – Схема для расчёта участка А-4-1-А

$$S_{A1} = \frac{[S_1 \cdot (L_{A4} + L_{14}) + P_4 \cdot L_{A4}]}{(L_{A1} + L_{A4} + L_{A14})} = \frac{31,15(35,85 + 33,23) + 33,3 \cdot 35,85}{50,79 + 35,85 + 33,23} = 25,98 \text{ МВт.}$$

$$S_{A4} = \frac{[S_4 \cdot (L_{A1} + L_{14}) + S_1 \cdot L_{A1}]}{(L_{A1} + L_{A4} + L_{A14})} = \frac{33,3(50,79 + 33,23) + 31,15 \cdot 50,79}{50,79 + 35,85 + 33,23} = 36,54 \text{ МВт.}$$

$$S_{14} = S_{A4} - S_4 = 36,54 - 33,3 = 3,24 \text{ МВА.}$$

Расчетный ток ВЛ варианта конфигурации сети №3:

$$I_{PA5} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A5} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 13,93 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 76,79 \text{ А.}$$

$$I_{PA3} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A3} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 18,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 100,57 \text{ A.}$$

$$I_{PAI} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{AI} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 27,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 153,82 \text{ A.}$$

$$I_{PAI4} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{I4} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 3,24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 17,85 \text{ A.}$$

$$I_{PA4} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A4} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 36,54 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201,38 \text{ A.}$$

$$I_{PA2} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 12,32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 67,9 \text{ A.}$$

Экономически целесообразные сечения проводников:

$$F_{\text{ЭA5}} = \frac{I_{PA5}}{j_{\text{Э}}} = \frac{76,79}{1,1} = 69,81 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{ЭA3}} = \frac{I_{PA3}}{j_{\text{Э}}} = \frac{100,57}{1,1} = 91,43 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{ЭAI}} = \frac{I_{PAI}}{j_{\text{Э}}} = \frac{153,82}{1,1} = 139,84 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{ЭA4}} = \frac{I_{PA4}}{j_{\text{Э}}} = \frac{201,38}{1,1} = 183,07 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{ЭI4}} = \frac{I_{PI4}}{j_{\text{Э}}} = \frac{17,85}{1,1} = 16,23 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{ЭA2}} = \frac{I_{PA2}}{j_{\text{Э}}} = \frac{67,9}{1,1} = 61,73 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, по данным [1] принимаются следующие сечения проводников (таблица 5).

Таблица 5 – Выбор сечения проводников конфигурации сети №3

Линия	Участок сети					
	A5	A3	A1	A2	14	A4
Марка про- вода ВЛ	«АС- 120/19»	«АС- 120/19»	«АС- 150/24»	«АС- 120/19»	«АС- 150/24»	«АС- 185/27»

Проверка выбранных сечений по допустимому нагреву [6]

$$I_p^{\text{авар}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (11)$$

Мощности послеаварийного режима (конфигурация №3):

$$S_{A5av} = S_5 = 27,87 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA5av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A5av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 27,87 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 153,58 \text{ А.}$$

$$S_{A3av} = S_3 = 36,5 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA3av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A3av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 36,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201,14 \text{ А.}$$

$$S_{ALav} = S_1 + S_4 = 31,15 + 33,3 = 64,45 \text{ МВА.}$$

$$I_{PALav} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{ALav} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 64,45 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 355,2 \text{ А.}$$

$$S_{ALav} = S_1 + S_4 = 31,15 + 33,3 = 64,45 \text{ МВА.}$$

$$I_{PALav} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{ALav} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 64,45 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 355,2 \text{ А.}$$

$$S_{I4av} = S_4 = 33,3 \text{ МВА.}$$

$$I_{PI4av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{I4av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 33,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,53 \text{ А.}$$

$$S_{A2av} = S_2 = 24,64 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA2av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{I4av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 24,64 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 135,81 \text{ А.}$$

Исходя из полученных результатов и технических условий, окончательно выбираются сечения проводов для конфигурации сети №3 с учётом допустимых токов, определённых в аварийном режиме (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор сечения проводников конфигурации сети №3 с учётом допустимых токов аварийного режима

Линия	Участок сети					
	A5	A3	A1	A2	14	A4
I_p, A	76,788	100,572	153,823	67,905	17,848	201,382
Марка провода	АС-120/19	АС-120/19	АС-150/24	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/27
$I_{ав}, A$	153,575	201,145	355,205	135,809	183,534	355,205
$I_{дон}, A$	390	390	450	390	450	510

Полные сопротивления проводов воздушных линий электропередачи варианта конфигурации сети №3 [1]

$$Z_{A5} = L_{A5} \cdot (r_{0A5} + jx_{0A5}) = 49,95 \cdot (0,24 + j0,43) = 12,19 + j21,33 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A3} = L_{A3} \cdot (r_{0A3} + jx_{0A3}) = 22,54 \cdot (0,24 + j0,43) = 5,5 + j9,62 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A1} = L_{A1} \cdot (r_{0A1} + jx_{0A1}) = 50,79 \cdot (0,2 + j0,42) = 10,36 + j21,33 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A4} = L_{A4} \cdot (r_{0A4} + jx_{0A4}) = 35,85 \cdot (0,16 + j0,41) = 5,7 + j14,81 \text{ Ом.}$$

$$Z_{I4} = L_{I4} \cdot (r_{0I4} + jx_{0A5}) = 33,23 \cdot (0,2 + j0,42) = 6,78 + j13,96 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A2} = L_{A2} \cdot (r_{0A2} + jx_{0a2}) = 32,19 \cdot (0,24 + j0,43) = 7,85 + j13,75 \text{ Ом.}$$

Конфигурация №4.

Перетоки полной мощности в послеаварийном режиме для варианта конфигурации сети №4:

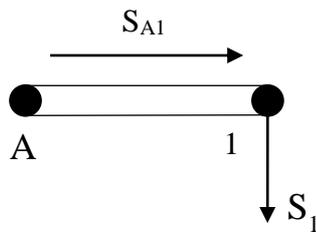


Рисунок 15 – Схема для расчёта участка А-1

$$S_{A1} = \frac{S_1}{2} = \frac{31,15}{2} = 15,58 \text{ МВА.}$$

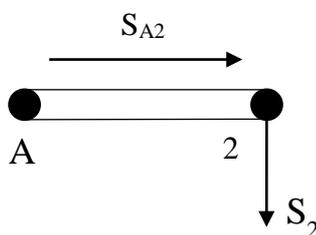


Рисунок 16 – Схема для расчёта участка А-2

$$S_{A2} = \frac{S_2}{2} = \frac{24,64}{2} = 12,32 \text{ МВА.}$$

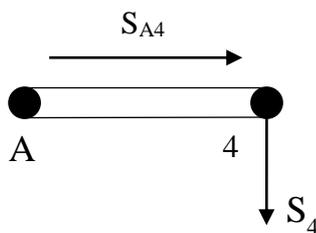


Рисунок 17 – Схема для расчёта участка А-4

$$S_{A4} = \frac{S_4}{2} = \frac{33,3}{2} = 16,65 \text{ МВА.}$$

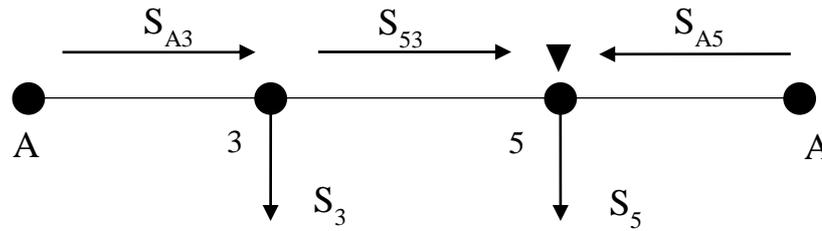


Рисунок 18 – Схема для расчёта участка А-3-5-А

$$S_{A5} = \frac{[S_5(L_{A3} + L_{53}) + S_3 \cdot L_{A3}]}{(L_{A5} + L_{A3} + L_{53})} = \frac{27,87(22,54 + 49,93) + 36,5 \cdot 22,54}{49,95 + 22,54 + 49,93} = 23,22 \text{ МВА.}$$

$$S_{A3} = \frac{[S_3(L_{A5} + L_{53}) + S_5 \cdot L_{A5}]}{(L_{A5} + L_{A3} + L_{53})} = \frac{36,5(49,95 + 49,93) + 27,87 \cdot 49,95}{49,95 + 22,54 + 49,93} = 41,15 \text{ МВА.}$$

$$S_{53} = S_{A3} - S_3 = 41,15 - 36,5 = 4,65 \text{ МВА.}$$

Расчетный ток воздушных линий электропередачи варианта конфигурации сети №4 равен:

$$I_{PA4} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A4} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 16,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,77 \text{ А.}$$

$$I_{PA1} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A1} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 15,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 85,84 \text{ А.}$$

$$I_{PA5} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A5} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 23,22 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 127,95 \text{ А.}$$

$$I_{P53} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{53} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 4,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 25,63 \text{ А.}$$

$$I_{PA3} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A3} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 41,15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 226,77 \text{ А.}$$

$$I_{PA2} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 12,32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 67,9 \text{ А.}$$

Экономически целесообразные сечения проводников ВЛ для конфигурации сети №4:

$$F_{\text{Э}A4} = \frac{I_{PA4}}{j_{\text{Э}}} = \frac{91,77}{1,1} = 83,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{Э}A1} = \frac{I_{PA1}}{j_{\text{Э}}} = \frac{85,84}{1,1} = 78,03 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{Э}A5} = \frac{I_{PA5}}{j_{\text{Э}}} = \frac{127,95}{1,1} = 116,32 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{Э}A3} = \frac{I_{PA3}}{j_{\text{Э}}} = \frac{226,77}{1,1} = 206,16 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{Э}53} = \frac{I_{P53}}{j_{\text{Э}}} = \frac{25,63}{1,1} = 23,3 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{Э}A2} = \frac{I_{PA2}}{j_{\text{Э}}} = \frac{67,9}{1,1} = 61,73 \text{ мм}^2.$$

Выбор сечения проводников конфигурации сети №4 представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор сечения проводников конфигурации сети №4

Линия	A4	A1	A5	A2	53	A3
Марка	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-185/27

Наибольшая токовая нагрузка в послеаварийном режиме:

$$S_{A4av} = S_4 = 33,3 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA4av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A4av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 33,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,53 \text{ А.}$$

$$S_{A1av} = S_1 = 31,15 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA1av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A1av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 31,15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 171,67 \text{ А.}$$

$$S_{A5av} = S_5 + S_3 = 27,87 + 36,5 = 64,37 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA5av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A5av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 64,36 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 354,72 \text{ А.}$$

$$S_{A3av} = S_5 + S_3 = 27,87 + 36,5 = 64,37 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA3av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A3av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 64,36 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 354,72 \text{ А.}$$

$$S_{53av} = S_3 = 36,5 \text{ МВА.}$$

$$I_{P53av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{53av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 36,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201,14 \text{ А.}$$

$$S_{A2av} = S_2 = 24,64 \text{ МВА.}$$

$$I_{PA2av} = \frac{a_j \cdot a_t \cdot S_{A2av} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 24,64 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 135,81 \text{ А.}$$

Таблица 8 – Выбор сечения проводников варианта конфигурации сети №4 с учётом допустимых токов аварийного режима

Линия	A4	A1	A5	A2	53	A3
I_p, A	91,767	85,836	127,948	67,905	25,627	226,772
Марка	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-185/27
$I_{ав}, A$	183,534	171,671	354,72	135,809	201,145	354,72
$I_{дон}, A$	390	390	390	390	390	510

Полные сопротивления проводов воздушных линий электропередачи варианта конфигурации сети №4:

$$Z_{A4} = L_{A4}(r_{0A4} + jx_{0A4}) = 35,85(0,24 + j0,43) = 8,75 + j15,31 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A1} = L_{A1}(r_{0A1} + jx_{0A1}) = 50,79(0,24 + j0,43) = 12,39 + j21,69 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A5} = L_{A5}(r_{0A5} + jx_{0A5}) = 49,95(0,24 + j0,43) = 12,19 + j21,33 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A3} = L_{A3}(r_{0A3} + jx_{0A3}) = 22,54(0,24 + j0,43) = 3,58 + j9,31 \text{ Ом.}$$

$$Z_{53} = L_{53}(r_{053} + jx_{053}) = 49,93(0,24 + j0,43) = 12,18 + j21,32 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A2} = L_{A2}(r_{0A2} + jx_{0A2}) = 32,19(0,24 + j0,43) = 7,85 + j13,75 \text{ Ом.}$$

В результате выполнения подраздела выбраны и проверены сечения проводников ВЛ проектируемой электрической сети района для предварительно выбранных рациональных конфигураций сети (третьей и четвертой).

Окончательное решение о выборе конфигурации проектируемой электрической сети района принимается после расчёта технико-экономических показателей для принятых вариантов конфигурации проектируемой электрической сети района на основании принятых решений по выбору силовых трансформаторов на понижающих подстанциях, компенсирующих устройств, а также марки проводников воздушных линий электропередачи.

2.7 Расчет технико-экономических показателей электрической сети

Конфигурация №3. Техничко-экономическое сравнения вариантов схем осуществляется на основании методики [7]. Проводится расчёт капиталовложений в строительство линий электропередачи. К установке принимается воздушные линии на железобетонных свободностоящих опорах.

$$K_{A5} = K_{\text{пер}} \cdot K_{0A5} \cdot L_{A5} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 49,95 = 339919,74 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A3} = K_{\text{пер}} \cdot K_{0A3} \cdot L_{A3} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 22,54 = 153389,21 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A1} = K_{\text{пер}} \cdot K_{0A1} \cdot L_{A1} = 4,28 \cdot 1050 \cdot 50,79 = 228250,26 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A4} = K_{\text{пер}} \cdot K_{0A4} \cdot L_{A4} = 4,28 \cdot 1170 \cdot 35,85 = 179522,46 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{14} = K_{\text{пер}} \cdot K_{014} \cdot L_{14} = 4,28 \cdot 1050 \cdot 49,23 = 149335,62 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A2} = K_{\text{пер}} \cdot K_{0A2} \cdot L_{A2} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 32,19 = 219059,39 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в подстанции. Рассчитаются капиталовложения в силовые трансформаторы:

$$K_{T1} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot N_T \cdot K_{oT1} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T2} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot N_T \cdot K_{oT2} = 4,28 \cdot 2 \cdot 5500 = 47080 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T3} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot N_T \cdot K_{OT3} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T4} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot N_T \cdot K_{OT4} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T5} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot N_T \cdot K_{OT5} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в компенсирующие устройства проектируемой районной сети:

$$K_{КУ1} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп1}} \cdot K_{OKУ1} = 4,28 \cdot 519,75 = 8898,12 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{КУ2} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп2}} \cdot K_{OKУ2} = 4,28 \cdot 4 \cdot 378 = 6471,36 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{КУ3} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп3}} \cdot K_{OKУ3} = 4,28 \cdot 4 \cdot 614,25 = 10515,96 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{КУ4} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп4}} \cdot K_{OKУ4} = 4,28 \cdot 4 \cdot 425,25 = 7280,28 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{КУ5} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп5}} \cdot K_{OKУ5} = 4,28 \cdot 4 \cdot 425,25 = 7280,28 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в распределительные устройства состоят из базовой и постоянной части затрат:

$$K_{РУ1} = K_{\text{пер}}(K_{\text{баз1}} + K_{\text{пост1}}) = 4,28(30000 + 10750) = 174410 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{РУ2} = K_{\text{пер}}(K_{\text{баз2}} + K_{\text{пост2}}) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{РУ3} = K_{\text{пер}}(K_{\text{баз3}} + K_{\text{пост3}}) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{РУ4} = K_{\text{пер}}(K_{\text{баз4}} + K_{\text{пост4}}) = 4,28(30000 + 10750) = 174410 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{РУ5} = K_{\text{пер}}(K_{\text{баз5}} + K_{\text{пост5}}) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные капиталовложения в проектируемую районную сеть по варианту конфигурации сети №3 представлены в таблицу 9.

Таблица 9 – Суммарные капиталовложения в районную сеть по варианту конфигурации сети №3

Параметр	Значение, тыс. руб.
Суммарные капиталовложения в трансформаторы	297032
Суммарные капиталовложения в КУ	40446
Суммарные капиталовложения в РУ	659548
Суммарные капиталовложения в ПС	997026
Суммарные капиталовложения в ЛЭП	1269477
Суммарные капиталовложения в РЭС	2266503

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,12 + \frac{4900}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3302 \text{ ч.}$$

$$\Delta W_{A5} = N_{цепA5} \left(\frac{S_{A5}}{U_{пот}}\right)^2 \cdot |Z_{A5}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{13,93}{110}\right)^2 \cdot |12,19 + j21,33| \cdot 3302,48 =$$

$$= 2603,26 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta W_{A3} = N_{цепA3} \left(\frac{S_{A5}}{U_{пот}}\right)^2 \cdot |Z_{A3}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{18,25}{110}\right)^2 \cdot |5,5 + j9,62| \cdot 3302,48 =$$

$$= 2015,17 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta W_{AI} = N_{цепAI} \left(\frac{S_{A5}}{U_{пот}}\right)^2 \cdot |Z_{AI}| \cdot \tau = \left(\frac{27,91}{110}\right)^2 \cdot |10,36 + j21,33| \cdot 3302,48 =$$

$$= 5042,51 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta W_{A4} = N_{цепA4} \left(\frac{S_{A4}}{U_{пот}}\right)^2 \cdot |Z_{A4}| \cdot \tau = \left(\frac{36,54}{110}\right)^2 \cdot |5,7 + j14,81| \cdot 3302,48 =$$

$$= 5781,98 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta W_{I4} = N_{цепI4} \left(\frac{S_{I4}}{U_{пот}}\right)^2 \cdot |Z_{I4}| \cdot \tau = \left(\frac{3,24}{110}\right)^2 \cdot |6,78 + j13,96| \cdot 3302,48 =$$

$$= 44,42 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta W_{A2} = N_{цепA2} \left(\frac{S_{A5}}{U_{пот}} \right)^2 \cdot |Z_{A2}| \cdot \tau = 2 \cdot \left(\frac{12,32}{110} \right)^2 \cdot |7,85 + j13,75| \cdot 3302,48 =$$

$$= 1311,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = \frac{\Delta P \cdot X1}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K1}{10^3} \left(\frac{S_1}{S_{НОМТ1}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{31,15}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 659,85 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W_{T2} = \frac{\Delta P \cdot X2}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K2}{10^3} \left(\frac{S_2}{S_{НОМТ2}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= \frac{27}{10^3} \cdot 8760 + \frac{120}{10^3} \cdot \left(\frac{24,64}{25} \right)^2 \cdot 3302,48 = 621,58 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W_{T3} = \frac{\Delta P \cdot X3}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K3}{10^3} \left(\frac{S_3}{S_{НОМТ3}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{36,5}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 788,29 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W_{T4} = \frac{\Delta P \cdot X4}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K4}{10^3} \left(\frac{S_4}{S_{НОМТ4}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{33,3}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 709,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta W_{T5} = \frac{\Delta P \cdot X5}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K5}{10^3} \left(\frac{S_5}{S_{НОМТ5}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{27,87}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 591,05 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и обслуживание ПС и ЛЭП:

$$И_{пс} = 0,03 \cdot K_{пс} = 0,03 \cdot 997026 = 29910,78 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{лэп} = 0,09 \cdot K_{лэп \Sigma} = 0,09 \cdot 1269476,68 = 114252,9 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии в элементах сети

$$I_{\text{ПЕР}} = T_{\text{ЭЭ}} \cdot (\Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{ЛЭП}}) = 2,25 \cdot (6739,73 + 16799,29) = \\ = 52962,78 \text{ тыс. руб.}$$

Годовая зарплата 30 единиц персонала

$$S_{\text{ЗП}} = 35 \cdot 12 \cdot 30(1 + 0,04) \cdot (1 + 0,012) = 13261,25 \text{ тыс. руб.}$$

Объём передаваемой РЭС электроэнергии и стоимость затрат на СН:

$$W_{\text{ПЕР}} = (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5) \cdot 10^3 = 143000 \text{ кВт} \\ S_{\text{СН}} = 0,03 \cdot W_{\text{ПЕР}} \cdot T_{\text{ЭЭ}} = 0,03 \cdot 143000 \cdot 2,25 = 9652,5 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки на обслуживание и эксплуатацию районной сети по варианту конфигурации сети №3 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Суммарные издержки на обслуживание и эксплуатацию районной сети по варианту конфигурации сети №3

Параметр	Значение
Суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч	16799,29
Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	6739,73
Издержки на передачу электроэнергии, тыс.руб.	52962,78
Издержки на эксплуатацию ЛЭП, тыс.руб.	114252,9
Издержки на эксплуатацию ПС, тыс.руб.	29910,78
Суммарные издержки, тыс.руб.	197126,46

Налоговые отчисления:

$$H_{\text{НДС}} = 0,03 \cdot W_{\text{ПЕР}} \cdot T_{\text{ЭЭ}} = 0,03 \cdot 143000 \cdot 2,25 = 9652,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ПФ}} = 0,02 \cdot S_{\text{СН}} = 0,2 \cdot 9652,5 = 1930,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ФСС}} = 0,03 \cdot S_{\text{ЗП}} = 0,03 \cdot 13261,25 = 397,84 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ФМС}} = 0,0 \cdot S_{\text{ЗП}} = 0,3 \cdot 13261,25 = 397,84 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ИМ}} = 0,02 \cdot K_{\text{РЭС}} = 0,02 \cdot 2266502,68 = 45330,05 \text{ тыс. руб.}$$

Тариф за передачу электроэнергии в сети:

$$T_{\text{ПЕР}} = S_{\text{СС}} \cdot (1 + H_A) = 1,94(1 + 0,7) = 3,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Экономические затраты по варианту конфигурации сети №3 приведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Экономические затраты по варианту конфигурации сети №3

Параметр	Значение
«Годовая зарплата, тыс. руб.»	13261
«Расходы на собственные нужды, тыс. руб.»	9653
«Отчисления НДС, тыс. руб.»	9653
«Отчисления в ПФ, тыс. руб.»	1931
«Отчисления ФСС, тыс. руб.»	398
«Отчисления ФМС, тыс. руб.»	398
«Налог на имущество, тыс. руб.»	45330
«Суммарные экономические затраты, тыс. руб.»	277749

Прибыль РЭС за транспортировку электроэнергии:

$$\begin{aligned} \text{ПР} &= W_{\text{ПЕР}}(T_{\text{ПЕР}} - S_{\text{СС}}) - H_{\Sigma} = 143000 \cdot (3,3 - 1,94) - 57708,73 = \\ &= 136715,52 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, сумма кредита составит:

$$K_K = K_{\text{рЭС}} - 0,5W_{\text{пер}} \cdot (K_{1\text{год}}) = 2266502,68 - 0,5 \cdot 143000 \cdot 21,79 = 708839 \text{ тыс. руб.}$$

Экономические показатели по варианту конфигурации сети №3 сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Экономические показатели по варианту конфигурации сети №3

Параметр	Значение
Себестоимость передачи электроэнергии	1,94
Тариф на передачу электроэнергии	3,3
Прибыль РЭС за передачу электроэнергии	136715,52
Сумма кредита	708839,43

Ставка кредита принимается равной 7% (государственное финансирование программы).

Результаты расчетов расчет срока окупаемости по варианту конфигурации сети №3 представлены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов расчет срока окупаемости по варианту конфигурации сети №3

Год	Долг на начало года, тыс. руб.	Проценты, тыс. руб.	Долг на конец года, тыс. руб.
1	708839	49619	621743
2	621743	43522	528549
3	528549	36998	428832
4	428832	30018	322135
5	322135	22549	207969
6	207969	14558	85811
7	85811	6007	-44898

Срок окупаемости по варианту конфигурации сети №3 составляет 6 лет и 7 месяцев.

Аналогично рассчитываются технико-экономические показатели для конфигурации сети №4.

Рассчитываются капиталовложения в строительство линий электропередачи:

$$K_{A4} = K_{\text{пер}} \cdot K_{oA4} \cdot L_{A4} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 35,85 = 24,3966,42 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A1} = K_{\text{пер}} \cdot K_{oA1} \cdot L_{A1} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 50,79 = 345636,11 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A5} = K_{\text{пер}} \cdot K_{oA5} \cdot L_{A5} = 4,28 \cdot 1050 \cdot 49,95 = 224475,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A3} = K_{\text{пер}} \cdot K_{oA3} \cdot L_{A3} = 4,28 \cdot 1170 \cdot 22,54 = 112871,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{53} = K_{\text{пер}} \cdot K_{o53} \cdot L_{53} = 4,28 \cdot 1050 \cdot 49,93 = 224385,42 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{A2} = K_{\text{пер}} \cdot K_{oA2} \cdot L_{A2} = 4,28 \cdot 1590 \cdot 32,19 = 219059,39 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываются капиталовложения в силовые трансформаторы по варианту конфигурации сети №4:

$$K_{T1} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot K_{oT1} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T2} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot K_{oT2} = 4,28 \cdot 2 \cdot 5500 = 47080 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T3} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot K_{oT3} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T4} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot K_{oT4} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{T5} = K_{\text{пер}} \cdot N_T \cdot K_{oT5} = 4,28 \cdot 2 \cdot 7300 = 62488 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в компенсирующие устройства по варианту конфигурации сети №4:

$$K_{ку1} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп1}} \cdot K_{oку1} = 4,28 \cdot 4 \cdot 519,75 = 8898,12 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ку2} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп2}} \cdot K_{oку2} = 4,28 \cdot 4 \cdot 378 = 6471,36 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ку3} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп3}} \cdot K_{oку3} = 4,28 \cdot 4 \cdot 614,25 = 10515,96 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ку4} = K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{комп4}} \cdot K_{oку4} = 4,28 \cdot 4425,25 = 7280,28 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{KY5} = K_{пер} \cdot N_{комп5} \cdot K_{оКУ5} = 4,28 \cdot 4 \cdot 425,25 = 7280,28 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в распределительные устройства по варианту конфигурации сети №4:

$$K_{ру1} = K_{пер}(K_{баз1} + K_{пост1}) = 4,28(30000 + 10750) = 174410 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ру2} = K_{пер}(K_{баз2} + K_{пост2}) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ру3} = K_{пер}(K_{баз3} + K_{пост3}) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ру4} = K_{пер}(K_{баз4} + K_{пост4}) = 4,28(30000 + 10750) = 174410 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ру5} = K_{пер}(K_{баз5} + 5) = 4,28(15200 + 9000) = 103576 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в проектируемую районную сеть по варианту конфигурации сети №4 представлены в таблицу 14.

Таблица 14 – Суммарные капиталовложения в районную сеть по варианту конфигурации сети №4

Параметр	Значение
Суммарные капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб.	297032
Суммарные капиталовложения в КУ, тыс. руб.	40446
Суммарные капиталовложения в РУ, тыс. руб.	659548
Суммарные капиталовложения в ПС, тыс. руб.	997026
Суммарные капиталовложения в ЛЭП, тыс. руб.	1370394
Суммарные капиталовложения в РЭС, тыс. руб.	2367420

Потери электроэнергии в линиях электропередач проектируемой сети составят:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,12 + \frac{4900}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3302 \text{ ч.}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{A4} &= N_{\text{цеп}A4} \left(\frac{S_{A4}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{A4}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{16,65}{110} \right)^2 \cdot |8,75 + j15,31| \cdot 3302,48 = \\ &= 2668,46 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{A1} &= N_{\text{цеп}A1} \left(\frac{S_{A1}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{A1}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{15,58}{110} \right)^2 \cdot |12,39 + j21,69| \cdot 3302,48 = \\ &= 3307,59 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{A5} &= N_{\text{цеп}A5} \left(\frac{S_{A5}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{A5}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{23,22}{110} \right)^2 \cdot |12,19 + j21,33| \cdot 3302,48 = \\ &= 3613,87 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{A3} &= N_{\text{цеп}A3} \left(\frac{S_{A3}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{A3}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{41,15}{110} \right)^2 \cdot |3,58 + j9,31| \cdot 3302,48 = \\ &= 4609,76 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{53} &= N_{\text{цеп}53} \left(\frac{S_{53}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{53}| \cdot \tau = \left(\frac{13,93}{110} \right)^2 \cdot |12,18 + j21,32| \cdot 3302,48 = \\ &= 144,92 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{A2} &= N_{\text{цеп}A2} \left(\frac{S_{A2}}{U_{\text{пот}}} \right)^2 \cdot |Z_{A2}| \cdot \tau = 2 \left(\frac{12,32}{110} \right)^2 \cdot |7,85 + j13,75| \cdot 3302,48 = \\ &= 1311,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.\end{aligned}$$

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах проектируемой сети составят:

$$\begin{aligned}\Delta W_{T1} &= \frac{\Delta P \cdot X1}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K1}{10^3} \left(\frac{S_1}{S_{\text{НОМТ1}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{31,15}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 659,85 \text{ тыс. руб}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{T2} &= \frac{\Delta P \cdot X2}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K2}{10^3} \left(\frac{S_2}{S_{\text{НОМТ2}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= \frac{27}{10^3} \cdot 8760 + \frac{120}{10^3} \cdot \left(\frac{24,64}{25} \right)^2 \cdot 3302,48 = 621,58 \text{ тыс. руб}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T3} &= \frac{\Delta P \cdot X3}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K3}{10^3} \left(\frac{S_3}{S_{НОМТ3}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{36,5}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 788,29 \text{ тыс. руб.} \\ \Delta W_{T4} &= \frac{\Delta P \cdot X4}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K4}{10^3} \left(\frac{S_4}{S_{НОМТ4}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{33,3}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 709,1 \text{ тыс. руб.} \\ \Delta W_{T5} &= \frac{\Delta P \cdot X5}{10^3} \cdot 8760 + \frac{\Delta P \cdot K5}{10^3} \left(\frac{S_5}{S_{НОМТ5}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= \frac{36}{10^3} \cdot 8760 + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{27,87}{40} \right)^2 \cdot 3302,48 = 591,05 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Издержки на эксплуатацию и обслуживание ПС и ВЛ по варианту №4

$$I_{\text{ПС}} = 0,03K_{\text{ПС}} = 0,03 \cdot 997026 = 29910,78 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{ЛЭП}} = 0,09K_{\text{ЛЭП}\Sigma} = 0,09 \cdot 1370393,94 = 123335045 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии в элементах электрической сети по варианту №4

$$\begin{aligned} I_{\text{пер}} &= T_{\text{ЭЭ}} (\Delta W_T + \Delta W_{\text{ЛЭП}}) = 2,25 \cdot (6739,73 + 15656,56) = \\ &= 50391,64 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Суммарные издержки на обслуживание и эксплуатацию районной сети по варианту конфигурации сети №4 приведены в таблице 15.

В состав себестоимости электроэнергии по варианту конфигурации сети №4 входят:

- заработная плата обслуживающего персонала;
- стоимость затрат электроэнергии на собственные нужды;
- налоговые отчисления.

Таблица 15 – Суммарные издержки на обслуживание и эксплуатацию районной сети по варианту конфигурации сети №4

Параметр	Значение
Суммарные потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч	15656,56
Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч	6739,73
Стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	2,25
Издержки на передачу электроэнергии, тыс.руб.	50391,64
Издержки на эксплуатацию ЛЭП, тыс.руб.	123335,45
Издержки на эксплуатацию ПС, тыс.руб.	29910,78
Суммарные издержки, тыс.руб.	203637,88

Годовая зарплата 30 единиц персонала по варианту конфигурации сети №4

$$S_{ЗП} = 35 \cdot 123 \cdot 30(1 + 0,04) \cdot (1 + 0,012) = 13261,25 \text{ тыс. руб.}$$

Объём передаваемой электроэнергии и стоимость затрат на собственные нужды по варианту конфигурации сети №4:

$$W_{\text{пер}} = (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5) \cdot 10^3 = 143000 \text{ кВт.}$$

$$S_{CH} = 0,03 \cdot W_{\text{пер}} \cdot T_{\text{эз}} = 0,03 \cdot 143000 \cdot 2,25 = 9652,5 \text{ тыс. руб.}$$

Налоговые отчисления по рассматриваемому варианту конфигурации сети №4:

$$H_{\text{НДС}} = 0,03 \cdot W_{\text{пер}} \cdot T_{\text{эз}} = 0,03 \cdot 143000 \cdot 2,25 = 9652,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ПФ}} = 0,2 \cdot S_{CH} = 0,2 \cdot 9652,5 = 1930,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ФСС}} = 0,03 \cdot S_{ЗП} = 0,03 \cdot 13261,25 = 397,84 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ФМС}} = 0,0 \cdot S_{ЗП} = 0,3 \cdot 13261,25 = 397,84 \text{ тыс. руб.}$$

$$H_{\text{ИМ}} = 0,02 \cdot K_{\text{РЭС}} = 0,02 \cdot 2266502,68 = 45330,05 \text{ тыс. руб.}$$

Экономические затраты по варианту конфигурации сети №4 приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Экономические затраты по варианту конфигурации сети №4

Параметр	Значение
«Годовая зарплата, тыс. руб.»	13261
«Расходы на собственные нужды, тыс. руб.»	9653
«Отчисления НДС, тыс. руб.»	9653
«Отчисления в ПФ, тыс. руб.»	1931
«Отчисления ФСС, тыс. руб.»	398
«Отчисления ФМС, тыс. руб.»	398
«Налог на имущество, тыс. руб.»	47348
«Суммарные экономические затраты, тыс. руб.»	286279

Тариф за передачу электроэнергии по разработанному варианту конфигурации сети №4

$$T_{\text{ПЕР}} = S_{\text{СС}} \cdot (1 + H_A) = 2(1 + 0,7) = 3,4 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Прибыль РЭС за транспортировку электроэнергии по варианту конфигурации сети №4:

$$\begin{aligned} \text{ПР} &= W_{\text{ПЕР}}(T_{\text{ПЕР}} - S_{\text{СС}}) - H_{\Sigma} = 143000 \cdot (3,4 - 2) - 59727,07 = \\ &= 140668,02 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Таким образом сумма кредита по варианту конфигурации сети №4:

$$\begin{aligned} K_{\text{К}} &= K_{\text{рэс}} - 0,5W_{\text{пер}}(K_{1\text{год}}) = 2367419,94 - 0,5 \cdot 143000 \cdot 21,79 = \\ &= 809756,69 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Экономические показатели по варианту конфигурации сети №4 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Экономические показатели по варианту конфигурации сети №4

Параметр	Значение
Себестоимость передачи электроэнергии, руб.	2
Тариф на передачу электроэнергии, руб.	3,4
Прибыль РЭС за передачу электроэнергии, тыс. руб.	140668,02
Сумма кредита, тыс. руб.	809756,69

Результаты расчетов расчет срока окупаемости по варианту конфигурации сети №4 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчетов расчет срока окупаемости по варианту конфигурации сети №4

Год	Долг на начало года, тыс. руб.	Проценты, тыс. руб.	Долг на конец года, тыс. руб.
1	809757	56683	725772
2	725772	50804	635908
3	635908	44514	539753
4	539753	37783	436868
5	436868	30581	326781
6	326781	22875	208987
7	208987	14629	82948
8	82948	5806	-51913

Срок окупаемости составляет 7 лет и 1 месяц.

На основе полученных результатов, окончательно принимается вариант конфигурации проектируемой электрической сети района №3.

Все дальнейшие расчеты проводятся для данного варианта конфигурации сети.

2.8 Определение расчетных мощностей подстанций

Определение расчетных мощностей подстанций согласно [1]:

$$S_{\text{расч},i} = S_{\text{н},i} + \Delta S_i - jQ_{\text{ген}} \quad (11)$$

где $S_{\text{н},i}$ – «нагрузка i -ой ПС»;

ΔS_i – «потери полной мощности в трансформаторе, МВА»;

$Q_{\text{ген}}$ – «реактивные мощности, генерируемые в начале линии и конце линии, Мвар».

«Емкостные мощности, генерируемые линиями [1]»:

$$Q_{\text{ген}} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L \quad (12)$$

где b_0 – «удельная емкостная проводимость линии, см/км» [15];

L – «длина линии, км» [15].

«Потери мощности в трансформаторе» [15]:

$$\Delta P_j = \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot S_j^2}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (13)$$

$$\Delta Q_j = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{ном}} + \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_j^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где S_j - полная мощность i -ой ПС;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_{\text{кз}}, I_{xx}, U_{\text{кз}}$ – каталожные данные.

«Потери полной мощности в трансформаторе» [10]:

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i. \quad (15)$$

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P_{X1}}{10^3} + \frac{\Delta P_{K1}}{10^3} \left(\frac{\frac{S_1}{2}}{S_{HOMT1}} \right)^2 = \frac{36}{10^3} + \frac{172}{10^3} \left(\frac{\frac{31,15}{2}}{40} \right)^2 = 0,06 \text{ MBm.}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{I_{X1}}{100} \cdot S_{HOMT1} + \frac{U_{K1}}{100} \cdot \frac{\left(\frac{S_1}{2}\right)^2}{S_{HOMT1}} = \frac{0,65}{100} \cdot 40 + \frac{10,5}{100} \cdot \frac{\left(\frac{31,15}{2}\right)^2}{40} = 0,9 \text{ Mвар.}$$

$$\Delta S_1 = \Delta P_1 + j\Delta Q_1 = 0,06 + j0,9 \text{ MBA.}$$

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta P_{X2}}{10^3} + \frac{\Delta P_{K2}}{10^3} \left(\frac{\frac{S_2}{2}}{S_{HOMT1}} \right)^2 = \frac{27}{10^3} + \frac{120}{10^3} \left(\frac{\frac{24,64}{2}}{25} \right)^2 = 0,06 \text{ MBm.}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{I_{X2}}{100} \cdot S_{HOMT2} + \frac{U_{K2}}{100} \cdot \frac{\left(\frac{S_2}{2}\right)^2}{S_{HOMT2}} = \frac{0,7}{100} \cdot 25 + \frac{10,5}{100} \cdot \frac{\left(\frac{24,64}{2}\right)^2}{2} = 0,81 \text{ Mвар.}$$

$$\Delta S_2 = \Delta P_2 + j\Delta Q_2 = 0,06 + j0,81 \text{ MBA.}$$

$$\Delta P_3 = \frac{\Delta P_{X3}}{10^3} + \frac{\Delta P_{K3}}{10^3} \left(\frac{\frac{S_3}{2}}{S_{HOMT3}} \right)^2 = \frac{36}{10^3} + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{\frac{36,5}{2}}{40} \right)^2 = 0,07 \text{ MBm.}$$

$$\Delta Q_3 = \frac{I_{X3}}{100} \cdot S_{HOMT3} + \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{\left(\frac{S_3}{2}\right)^2}{S_{HOMT3}} = \frac{0,65}{100} \cdot 40 + \frac{10,5}{100} \cdot \frac{\left(\frac{36,5}{2}\right)^2}{40} = 1,13 \text{ Mвар.}$$

$$\Delta S_3 = \Delta P_3 + j\Delta Q_3 = 0,07 + j1,13 \text{ MBA.}$$

$$\Delta P_4 = \frac{\Delta P_{X4}}{10^3} + \frac{\Delta P_{K4}}{10^3} \left(\frac{\frac{S_4}{2}}{S_{HOMT4}} \right)^2 = \frac{36}{10^3} + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{\frac{33,3}{2}}{40} \right)^2 = 0,07 \text{ MBm.}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{I_{X4}}{100} \cdot S_{HOMT4} + \frac{U_{K4}}{100} \cdot \frac{\left(\frac{S_4}{2}\right)^2}{S_{HOMT4}} = \frac{0,65}{100} \cdot 40 + \frac{10,5}{100} \cdot \frac{\left(\frac{33,3}{2}\right)^2}{40} = 0,99 \text{ Mвар.}$$

$$\Delta S_4 = \Delta P_4 + j\Delta Q_4 = 0,07 + j0,99 \text{ MBA.}$$

$$\Delta P_5 = \frac{\Delta P_{X5}}{10^3} + \frac{\Delta P_{K5}}{10^3} \left(\frac{\frac{S_5}{2}}{S_{НОМТ5}} \right)^2 = \frac{36}{10^3} + \frac{172}{10^3} \cdot \left(\frac{\frac{27,87}{2}}{40} \right)^2 = 0,06 \text{ МВт.}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_5 &= \frac{I_{X5}}{100} \cdot S_{НОМТ5} + \frac{U_{K5}}{100} \cdot \frac{\left(\frac{S_5}{2}\right)^2}{S_{НОМТ5}} = \frac{0,65}{100} \cdot 40 + \frac{10,5}{100} \cdot \frac{\left(\frac{27,87}{2}\right)^2}{40} = \\ &= 0,77 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\Delta S_5 = \Delta P_5 + j\Delta Q_5 = 0,06 + j0,77 \text{ МВА.}$$

Зарядные мощности, генерируемые линиями:

$$\begin{aligned} Q_{A1} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{oA1} \cdot L_{A1}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,71 \cdot 50,79 \cdot 10^{-6} \\ &= 0,83 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{A4} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{oA4} \cdot L_{A4}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,75 \cdot 35,85 \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,6 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{14} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{o14} \cdot L_{14}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,71 \cdot 33,23 \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,54 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{A2} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{oA2} \cdot L_{A2}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 32,19 \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,52 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{A5} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{oA5} \cdot L_{A5}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 49,95 \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,8 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{A3} &= \frac{1}{2} U_{ном}^2 (b_{oA3} \cdot L_{A3}) \cdot 10^{-6} = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 2,66 \cdot 22,54 \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,36 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Расчетные мощности узлов

$$S_{\text{РАСЧ1}} = P_1 + jQ_1 + 2\Delta S_1 - jQ_{A1} = 29 + j11,37 + 2(0,06 + j0,9) - j0,83$$

$$S_{\text{РАСЧ1}} = 29,12 + j12,33 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{РАСЧ2}} = \frac{P_2 + jQ_2}{2} + \Delta S_2 - jQ_{A2} = \frac{23 + j8,85}{2} + 0,06 + j0,81 - j0,52.$$

$$S_{\text{РАСЧ2}} = 11,56 + j4,72 \text{ МВА.}$$

$$S_{\text{РАСЧ3}} = \frac{P_3 + jQ_3}{2} + \Delta S_3 - jQ_{A3} = \frac{34 + j13,27}{2} + 0,07 + j1,13 - j0,36.$$

$$S_{\text{РАСЧ3}} = 17,07 + j7,41 \text{ МВА.}$$

$$S_{\text{РАСЧ4}} = P_4 + jQ_4 + 2\Delta S_4 - jQ_{A4} = 31 + j12,17 + 2(0,07 + j0,99) - j0,6.$$

$$S_{\text{РАСЧ4}} = 31,13 + j13,55 \text{ МВА.}$$

$$S_{\text{РАСЧ5}} = \frac{P_5 + jQ_5}{2} + \Delta S_5 - jQ_{A5} = \frac{26 + j10,03}{2} + 0,06 + j0,77 - j0,8.$$

$$S_{\text{РАСЧ5}} = 13,06 + j4,98 \text{ МВА.}$$

Полученные результаты используются в работе далее при расчёте режимов и выборе регулировочных ответвлений силовых трансформаторов ПС проектируемой электрической сети.

2.9 Расчёт электрических режимов и регулирование напряжения в нормальном и послеаварийном режимах

При расчёте электрических режимов используются результаты, полученные при определении расчетных мощностей подстанций с предыдущей главы работы.

Далее осуществляется расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линиях. Метод предусматривает выполнение двух этапа:

- определение перетоков мощности в начале и в конце линий;
- определение напряжений в концах линий.

В качестве нормального рассматривается максимальный режим работы сети. Определяется потоки и потери мощности по [1].

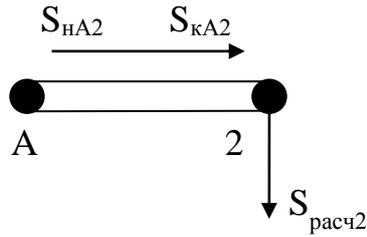


Рисунок 19 – Схема для расчёта участка А-2

$$S_{KA2} = S_{РАСЧ2} = 11,56 + j4,72 \text{ МВА.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A2} &= \frac{(|S_{KA2}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A2} = (7,85 + j13,75) \cdot \frac{(|11,56 + j4,72|)^2}{110^2} = \\ &= 0,1 + j0,18 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA2} &= S_{KA2} + \Delta S_{A2} - jQ_{A2} = 11,56 + j4,72 + 0,1 + j0,18 - j0,52 = \\ &= 11,66 + j4,38 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

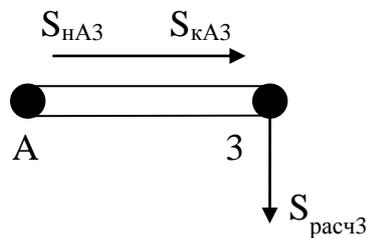


Рисунок 20 – Схема для расчёта участка А-3

$$S_{KA3} = S_{РАСЧ3} = 17,07 + j7,41 \text{ МВА.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A3} &= \frac{(|S_{KA3}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A3} = (5,5 + j9,62) \cdot \frac{(|17,07 + j7,41|)^2}{110^2} = \\ &= 0,16 + j0,28 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA3} &= S_{KA3} + \Delta S_{A3} - jQ_{A3} = 17,07 + j7,41 + 0,16 + j0,28 - j0,36 = \\ &= 17,23 + j7,32 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

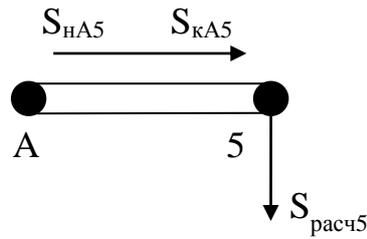


Рисунок 21 – Схема для расчёта участка А-5

$$S_{KA5} = S_{РАСЧ5} = 13,06 + j4,98 \text{ МВА.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A5} &= \frac{(|S_{KA5}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A5} = (12,19 + j21,33) \cdot \frac{(|13,06 + j4,98|)^2}{110^2} = \\ &= 0,2 + j0,34 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA5} &= S_{KA5} + \Delta S_{A5} - jQ_{A5} = 13,06 + j4,98 + 0,2 + j0,34 - j0,08 = \\ &= 13,25 + j4,52 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA5} &= S_{KA5} + \Delta S_{A5} - jQ_{A5} = 13,06 + j4,98 + 0,2 + j0,34 - j0,08 = \\ &= 13,25 + j4,52 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

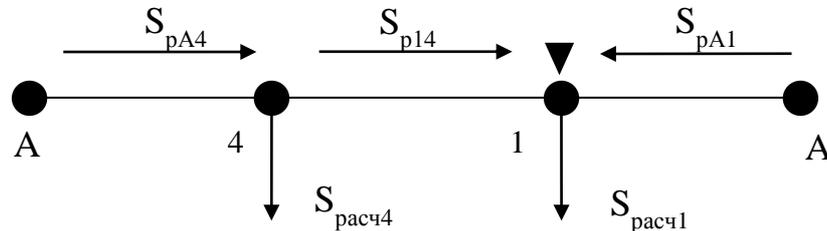


Рисунок 22 – Схема для расчёта участка А-4-1-А

$$S_{PA4} = \frac{S_{РАСЧ4} \cdot (\overline{Z_{A1}} + \overline{Z_{14}}) + S_{РАСЧ1} \cdot \overline{Z_{A1}}}{\overline{Z_{A4}} + \overline{Z_{A1}} + \overline{Z_{14}}} = 34,35 + j15,81 \text{ МВА.}$$

$$S_{PA1} = \frac{S_{РАСЧ1} \cdot (\overline{Z_{A4}} + \overline{Z_{14}}) + S_{РАСЧ4} \cdot \overline{Z_{A4}}}{\overline{Z_{A4}} + \overline{Z_{A1}} + \overline{Z_{14}}} = 25,9 + j10,07 \text{ МВА.}$$

$$S_{P14} = S_{PA4} - S_{РАСЧ4} = 3,22 + j2,26 \text{ МВА.}$$

$$S_{KA4} = S_{PA4} = 34,35 + j15,81 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{A4} = \frac{(|S_{KA5}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A4} = (5,7 + j14,81) \cdot \frac{(|34,35 + j15,81|)^2}{110^2} =$$

$$= 0,67 + j1,75 \text{ МВА.}$$

$$S_{HA4} = S_{KA4} + \Delta S_{A4} - jQ_{A4}.$$

$$S_{HA4} = S_{KA4} + \Delta S_{A4} - jQ_{A4} = 34,35 + j15,81 + 0,67 + j1,75 - j0,6 =$$

$$= 35,03 + j16,96 \text{ МВА.}$$

$$S_{KA1} = S_{PA1} = 25,9 + j10,07 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{(|S_{KA1}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{A1} = (10,36 + j21,33) \cdot \frac{(|25,9 + j10,07|)^2}{110^2} =$$

$$= 0,66 + j1,36 \text{ МВА.}$$

$$S_{HA1} = S_{KA1} + \Delta S_{A1} - jQ_{A1} = 25,9 + j10,07 + 0,66 + j1,36 - j0,83 =$$

$$= 26,56 + j10,6 \text{ МВА.}$$

$$S_{K14} = S_{P14} = 3,22 + j2,26 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{14} = \frac{(|S_{K14}|)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_{14} = (6,779 + j13,957) \cdot \frac{(|3,222 + j2,26|)^2}{110^2} =$$

$$= 0,009 + j0,018 \text{ МВА.}$$

$$S_{H14} = S_{K14} + \Delta S_{A4} - jQ_{14} = 3,222 + j2,26 + 0,009 + j0,018 - j0,544 =$$

$$= 3,23 + j1,73 \text{ МВА.}$$

Результаты расчетов перетоков мощностей с учетом потерь в линиях в нормальном максимальном режиме приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчетов перетоков мощностей с учетом потерь в линиях в нормальном максимальном режиме

Линия	S_n	ΔS_l	S_k
"А5"	13,25+j4,52	0,2+j0,34	13,06+j4,98
"А3"	17,23+j7,32	0,16+j0,28	17,07+j7,41
"А1"	26,56+j10,6	0,66+j1,36	25,9+j10,07
"А2"	11,66+j4,38	0,1+j0,18	11,56+j4,72
"14"	3,23+j1,73	0,01+j0,02	3,22+j2,26
"А4"	35,03+j16,96	0,67+j1,75	34,35+j15,81

Напряжения на концах участков линий по [1]:

$$\Delta U_{max1} = \frac{P_{HA1} \cdot R_{A1} + Q_{HA1} \cdot X_{A1}}{U_{max}} = \frac{26,56 \cdot 10,36 + 10,6 \cdot 21,33}{120} = 4,18 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max1} = \frac{P_{HA1} \cdot X_{A1} + Q_{HA1} \cdot R_{A1}}{U_{max}} = \frac{26,56 \cdot 21,33 + 10,6 \cdot 10,36}{120} = 5,64 \text{ kB.}$$

$$U_{max1} = \sqrt{(U_{max} - \Delta U_{max1})^2 + \delta U_{max1}^2} = \sqrt{(120 - 4,18)^2 + 5,64^2} = 115,96 \text{ kB.}$$

$$\Delta U_{max4} = \frac{P_{HA4} \cdot R_{A4} + Q_{HA4} \cdot X_{A4}}{U_{max}} = \frac{35,03 \cdot 5,7 + 16,96 \cdot 14,81}{120} = 3,76 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max4} = \frac{P_{HA4} \cdot X_{A4} + Q_{HA4} \cdot R_{A4}}{U_{max}} = \frac{35,03 \cdot 14,81 + 16,96 \cdot 5,7}{120} = 5,13 \text{ kB.}$$

$$U_{max4} = \sqrt{(U_{max} - \Delta U_{max4})^2 + \delta U_{max4}^2} = \sqrt{(120 - 3,76)^2 + 5,13^2} = 116,36 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max2} = \frac{P_{HA2} \cdot R_{A2} + Q_{HA2} \cdot X_{A2}}{U_{max}} = \frac{11,66 \cdot 7,85 + 4,38 \cdot 13,75}{120} = 1,26 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max2} = \frac{P_{HA2} \cdot X_{A2} + Q_{HA2} \cdot R_{A2}}{U_{max}} = \frac{11,66 \cdot 13,75 + 4,38 \cdot 13,75}{120} = 1,62 \text{ kB}$$

$$U_{max2} = \sqrt{(U_{max} - \Delta U_{max2})^2 + \delta U_{max2}^2} = \sqrt{(120 - 1,26)^2 + 1,62^2} = 118,75 \text{ kB.}$$

$$\Delta U_{max5} = \frac{P_{HA5} \cdot R_{A5} + Q_{HA5} \cdot X_{A5}}{U_{max}} = \frac{13,25 \cdot 12,19 + 4,52 \cdot 21,33}{120} = 2,15 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max5} = \frac{P_{HA5} \cdot X_{A5} + Q_{HA5} \cdot R_{A5}}{U_{max}} = \frac{13,25 \cdot 21,33 + 4,52 \cdot 12,19}{120} = 2,81 \text{ kB.}$$

$$U_{max5} = \sqrt{(U_{max} - \Delta U_{max5})^2 + \delta U_{max5}^2} = \sqrt{(120 - 2,15)^2 + 2,81^2} = 117,88 \text{ kB.}$$

$$\Delta U_{max3} = \frac{P_{HA3} \cdot R_{A3} + Q_{HA3} \cdot X_{A3}}{U_{max}} = \frac{17,23 \cdot 5,5 + 7,32 \cdot 9,62}{120} = 1,38 \text{ kB.}$$

$$\delta U_{max3} = \frac{P_{HA3} \cdot X_{A3} + Q_{HA3} \cdot R_{A3}}{U_{max}} = \frac{17,23 \cdot 9,62 + 7,32 \cdot 5,5}{120} = 1,72 \text{ kB.}$$

$$U_{max3} = \sqrt{(U_{max} - \Delta U_{max3})^2 + \delta U_{max3}^2} = \sqrt{(120 - 1,38)^2 + 1,72^2} = 118,64 \text{ kB.}$$

Если на подстанциях установлены трансформаторы с расщепленными обмотками, то [3]:

$$U'_H = \frac{U_B}{2} + \sqrt{\frac{U_B^2}{4} - \left[\left(P_H R_{TB} + \frac{P_H}{2} R_{TH} \right) + \left(Q_H X_{TB} + \frac{Q_H}{2} X_{TH} \right) \right]}; \quad (16)$$

$$P_H = \frac{P_H}{2} + \Delta P_T - \Delta P_{XX}; \quad Q_H = \frac{Q_H}{2} + \Delta Q_T - \Delta Q_{XX}; \quad (17)$$

$$R_{TB} = \frac{\Delta R_{K,BH-HH} U_{НОМ}^2}{2 S_{НОМ}^2}; \quad (18)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 R_{TB}; \quad (19)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{K,BH-HH} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right); \quad (20)$$

$$K_p = 4 \left(\frac{U_{K,BH-HH1}}{U_{K,BH-HH}} - 1 \right); \quad X_{TH} = \frac{U_{K,BH-HH} U_{НОМ}^2}{100 S_{НОМ}} \cdot \frac{K_p}{2}. \quad (21)$$

Используя выше приведенные формулы, определяются соответствующие показатели.

$$P_{H1} = \frac{P_1}{2} + \Delta P_1 - \Delta P_{X1} \cdot 10^{-6} = \frac{29}{2} + 0,06 - 36 \cdot 10^{-6} = 14,56 \text{ МВт.}$$

$$Q_{H1} = \frac{Q_1}{2} + \Delta Q_1 - \Delta Q_{X1} \cdot 10^{-6} = \frac{11,37}{2} + 0,9 - 260 \cdot 10^{-6} = 6,58 \text{ Мвар.}$$

$$R_{TB1} = \frac{\Delta P_{K1} \cdot 10^3 (U_{НОМВH1} \cdot 10^3)^2}{(U_{НОМВH1} \cdot 10^6)^2} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$R_{TH1} = 2 R_{TB1} = 2 \cdot 1,41 = 2,84 \text{ Ом.}$$

$$\begin{aligned} X_{TB1} &= \frac{U_{K1} (U_{НОМВH1} \cdot 10^3)^2}{100 S_{НОМВH1} \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = \frac{10,5 (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,64}{4} \right) = \\ &= 3,3 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

$$X_{TH1} = \frac{U_{K1}(U_{HOMBH1} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH1} \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом.}$$

$$U'_{H1} = \frac{U_{MAX1}}{2} + \sqrt{\frac{U_{MAX1}^2}{4} - P_{TB1} \left(R_{TB1} + \frac{R_{TH1}}{2} \right) - Q_{H1} \left(X_{TB1} + \frac{X_{TB1}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{115,96}{2} + \sqrt{\frac{115,96^2}{4} - 14,56 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 6,58 \left(3,3 + \frac{62,84}{2} \right)} = 113,58 \text{ кВ.}$$

$$P_{H2} = \frac{P_2}{2} + \Delta P_2 - \Delta P_{X2} \cdot 10^{-6} = \frac{23}{2} + 0,06 - 27 \cdot 10^{-6} = 11,56 \text{ МВт.}$$

$$Q_{H2} = \frac{Q_2}{2} + \Delta Q_2 - \Delta Q_{X2} \cdot 10^{-6} = \frac{8,85}{2} + 0,81 - 175 \cdot 10^{-6} = 5,24 \text{ Мвар.}$$

$$R_{TB2} = \frac{\Delta P_{K2} \cdot 10^3 (U_{HOMBH2} \cdot 10^3)^2}{(U_{HOMBH2} \cdot 10^6)^2} = \frac{120 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 2,54 \text{ Ом.}$$

$$R_{TH2} = 2R_{TB2} = 2 \cdot 2,54 = 5,08 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB2} = \frac{U_{K2}(U_{HOMBH2} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH2} \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) =$$

$$= 5,28 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH2} = \frac{U_{K2}(U_{HOMBH1} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH1} \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{4} = 100,54 \text{ Ом.}$$

$$U'_{H2} = \frac{U_{MAX2}}{2} + \sqrt{\frac{U_{MAX2}^2}{4} - P_{H2} \left(R_{TB2} + \frac{R_{TH2}}{2} \right) - Q_{H2} \left(X_{TB2} + \frac{X_{TB2}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{118,75}{2} + \sqrt{\frac{118,75^2}{4} - 11,56 \left(2,54 + \frac{5,08}{2} \right) - 5,24 \left(5,28 + \frac{100,54}{2} \right)} = 115,73 \text{ кВ.}$$

$$P_{H3} = \frac{P_3}{2} + \Delta P_3 - \Delta P_{X3} \cdot 10^{-6} = \frac{34}{2} + 0,07 - 36 \cdot 10^{-6} = 17,07 \text{ МВт.}$$

$$Q_{H3} = \frac{Q_3}{2} + \Delta Q_3 - \Delta Q_{X3} \cdot 10^{-6} = \frac{13,27}{2} + 1,13 - 260 \cdot 10^{-6} = 7,77 \text{ Мвар.}$$

$$R_{TB3} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot 10^3 (U_{HOMBH3} \cdot 10^3)^2}{(U_{HOMBH3} \cdot 10^6)^2} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$R_{TH3} = 2R_{TB3} = 2 \cdot 1,42 = 2,84 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB3} = \frac{U_{K3}(U_{HOMBH3} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH3} \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) =$$

$$= 3,3 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH3} = \frac{U_{K3}(U_{HOMBH3} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH3} \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом.}$$

$$U'_{H3} = \frac{U_{MAX3}}{2} + \sqrt{\frac{U_{MAX3}^2}{4} - P_{H3} \left(R_{TB3} + \frac{R_{TH3}}{2} \right) - Q_{H3} \left(X_{TB3} + \frac{X_{TB3}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{118,64}{2} + \sqrt{\frac{118,64^2}{4} - 17,07 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 7,77 \left(3,33 + \frac{64,84}{2} \right)} = 115,89 \text{ кВ.}$$

$$P_{H4} = \frac{P_4}{2} + \Delta P_4 - \Delta P_{X4} \cdot 10^{-6} = \frac{31}{2} + 0,07 - 36 \cdot 10^{-6} = 15,57 \text{ МВт.}$$

$$Q_{H4} = \frac{Q_4}{2} + \Delta Q_4 - \Delta Q_{X4} \cdot 10^{-6} = \frac{12,17}{2} + 0,99 - 260 \cdot 10^{-6} = 7,07 \text{ Мвар.}$$

$$R_{TB4} = \frac{\Delta P_{K4} \cdot 10^3 (U_{HOMBH4} \cdot 10^3)^2}{(U_{HOMBH4} \cdot 10^6)^2} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$R_{TH4} = 2R_{TB4} = 2 \cdot 1,42 = 2,84 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB4} = \frac{U_{K4}(U_{HOMBH4} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH4} \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) =$$

$$= 3,3 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH4} = \frac{U_{K4}(U_{HOMBH4} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH4} \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом.}$$

$$U'_{H4} = \frac{U_{MAX4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{MAX4}^2}{4} - P_{H4} \left(R_{H4} + \frac{R_{TH4}}{2} \right) - Q_{H4} \left(X_{TB4} + \frac{X_{TB4}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{116,36}{2} + \sqrt{\frac{116,36^2}{4} - 15,57 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 7,07 \left(3,33 + \frac{64,84}{2} \right)} = 113,81 \text{ кВ.}$$

$$P_{H5} = \frac{P_5}{2} + \Delta P_5 - \Delta P_{X5} \cdot 10^{-6} = \frac{26}{2} + 0,06 - 36 \cdot 10^{-6} = 13,06 \text{ МВт.}$$

$$Q_{H5} = \frac{Q_5}{2} + \Delta Q_5 - \Delta Q_{X5} \cdot 10^{-6} = \frac{10,03}{2} + 0,07 - 260 \cdot 10^{-6} = 5,78 \text{ Мвар.}$$

$$R_{TB5} = \frac{\Delta P_{K5} \cdot 10^3 (U_{HOMBH5} \cdot 10^3)^2}{(S_{HOMBH5} \cdot 10^6)^2} = \frac{172 \cdot 10^3 (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$R_{TH5} = 2R_{TB5} = 2 \cdot 1,42 = 2,84 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB5} = \frac{U_{K5}(U_{HOMBH5} \cdot 10^3)^2}{100S_{HOMBH5} \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \left(1 - \frac{3,62}{4} \right) =$$

$$= 3,3 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH5} = \frac{U_{K5}(U_{НОМВH5} \cdot 10^3)^2}{100S_{НОМВH5} \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = \frac{10,5(115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot \frac{3,62}{2} = 62,84 \text{ Ом.}$$

$$U'_{H5} = \frac{U_{MAX5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{MAX5}^2}{4} - P_{H5} \left(R_{TB5} + \frac{R_{TH5}}{2} \right) - Q_{H5} \left(X_{TB5} + \frac{X_{TH5}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{117,88}{2} + \sqrt{\frac{117,88^2}{4} - 13,06 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 5,78 \left(3,33 + \frac{64,84}{2} \right)} = 115,83 \text{ кВ.}$$

Отклонения напряжения от номинального

$$n_{\text{отв}}^{\text{жвл}} = \left(\frac{U'_H \cdot U_{\text{нн}}}{U_{\text{нжел}} \cdot U_{\text{вн}}} - 1 \right) \frac{100}{\Delta U_{\text{отв}}} \quad (22)$$

Выбираются ответвления трансформаторов на ПС

$$n_{\text{жел}1} = \left(U'_{H1} \frac{U_{НОМНН1}}{U_{\text{жел}} \cdot U_{НОМНН1}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = \left(113,58 \cdot \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} =$$

$$= 1,95$$

$$n_{\text{отв}1} = 2$$

$$U_{H1} = \frac{U'_{H1} U_{НОМНН1}}{U_{НОМВН1} \left(1 + n_{\text{отв}1} \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{113,58}{115 \left(1 + 2 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,49 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_1 = \frac{U_{H1} - U_{\text{жел}}}{U_{\text{жел}}} \cdot 100 = \frac{10,49 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = -0,09 \text{ \%}$$

$$n_{\text{жел}2} = \left(U'_{H2} \frac{U_{НОМНН2}}{U_{\text{жел}} \cdot U_{НОМНН2}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = \left(115,73 \cdot \frac{10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78}$$

$$= 0,35$$

$$n_{\text{отв}2} = 0$$

$$U_{H2} = \frac{U'_{H2} U_{НОМНН2}}{U_{НОМВН2} \left(1 + n_{\text{отв}2} \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{115,73 \cdot 10,5}{115 \left(1 + 0 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,57 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_2 = \frac{U_{H2} - U_{\text{жел}}}{U_{\text{жел}}} \cdot 100 = \frac{10,57 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,63 \text{ \%}$$

$$n_{\text{жел}3} = \left(U'_{H3} \frac{U_{\text{НОМНН}3}}{U_{\text{ЖЕЛ}} \cdot U_{\text{НОМНН}3}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = \left(115,89 \cdot \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} =$$

$$= 3,13$$

$$n_{\text{отв}3} = 3$$

$$U_{H3} = \frac{U'_{H3} U_{\text{НОМНН}3}}{U_{\text{НОМВН}3} \left(1 + n_{\text{отв}3} \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{115,89 \cdot 11}{115 \left(1 + 3 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,52 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_3 = \frac{U_{H3} - U_{\text{ЖЕЛ}}}{U_{\text{ЖЕЛ}}} \cdot 100 = \frac{10,52 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,22 \%$$

$$n_{\text{жел}4} = \left(U'_{H4} \frac{U_{\text{НОМНН}4}}{U_{\text{ЖЕЛ}} \cdot U_{\text{НОМНН}4}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = \left(113,81 \cdot \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} =$$

$$= 2,07$$

$$n_{\text{отв}4} = 2$$

$$U_{H4} = \frac{U'_{H4} U_{\text{НОМНН}4}}{U_{\text{НОМВН}4} \left(1 + n_{\text{отв}4} \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{113,81 \cdot 11}{115 \left(1 + 2 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,51 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_4 = \frac{U_{H4} - U_{\text{ЖЕЛ}}}{U_{\text{ЖЕЛ}}} \cdot 100 = \frac{10,51 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,11 \%$$

$$n_{\text{жел}5} = \left(U'_{H5} \frac{U_{\text{НОМНН}5}}{U_{\text{ЖЕЛ}} \cdot U_{\text{НОМНН}5}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = \left(115,83 \cdot \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} =$$

$$= 3,1$$

$$n_{\text{отв}5} = 3$$

$$U_{H5} = \frac{U'_{H5} U_{\text{НОМНН}5}}{U_{\text{НОМВН}5} \left(1 + n_{\text{отв}5} \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{115,83}{115 \left(1 + 3 \cdot \frac{1,78}{100} \right)} = 10,52 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_5 = \frac{U_{H5} - U_{\text{ЖЕЛ}}}{U_{\text{ЖЕЛ}}} \cdot 100 = \frac{10,52 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,17 \%$$

Результаты выбора ответвлений силовых трансформаторов и расчетов напряжений на подстанциях на стороне НН в нормальном максимальном режиме приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты выбора ответвлений силовых трансформаторов и расчетов напряжений на подстанциях на стороне НН в нормальном максимальном режиме

Параметр	№ ПС				
	1	2	3	4	5
<i>n_{отв}</i>	2	0	3	2	3
U_n	10,49	10,57	10,52	10,51	10,52
δU	-0,09	0,63	0,22	0,11	0,17

Отклонения напряжения в нормальном максимальном режиме не превышают допустимых норм [8].

Выбранные ответвления РПН силовых трансформаторов ПС сети обеспечивают необходимый уровень напряжения в сети.

Расчет послеаварийного режима аналогичен расчету предыдущего режима. Расчетные мощности в послеаварийном режиме:

$$S'_{\text{РАСЧ1}} = P_1 + jQ_1 + 2\Delta S_1 - jQ_{A1} = 29 + j11,37 + 2(0,06 + j0,9) - j0,83.$$

$$S'_{\text{РАСЧ1}} = 29,12 + j12,33 \text{ МВА.}$$

$$S'_{\text{РАСЧ2}} = P_2 + jQ_2 + 2\Delta S_2 - jQ_{A2} =$$

$$= 23 + j8,85 + 2(0,06 + j0,81) - j0,052$$

$$S'_{\text{РАСЧ2}} = 23,11 + j9,96 \text{ МВА.}$$

$$S'_{\text{РАСЧ3}} = P_3 + jQ_3 + 2\Delta S_3 - jQ_{A3} =$$

$$= 34 + j13,27 + 2(0,07 + j1,13) - j0,36$$

$$S'_{\text{РАСЧ3}} = 34,14 + j15,18 \text{ МВА.}$$

$$S'_{\text{РАСЧ4}} = P_4 + jQ_4 + 2\Delta S_4 - jQ_{A4} =$$

$$= 31 + j12,17 + 2(0,07 + j0,99) - j0,54$$

$$S'_{\text{РАСЧ4}} = 31,13 + j13,6 \text{ МВА.}$$

$$S'_{\text{РАСЧ5}} = P_5 + jQ_5 + 2\Delta S_5 - jQ_{A5} = 26 + j10,03 + 2(0,06 + j0,77) - j0,8$$

$$S'_{\text{РАСЧ5}} = 26,11 + j10,76 \text{ МВА.}$$

Потоки полной мощности с учетом потерь в линиях

$$S_{KA3AV} = S'_{PACЧ3} = 34,14 + j15,18 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A3av} &= \frac{(|S_{KA3av}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot Z_{A3} = (5,5 + j9,62) \frac{(|34,14 + j15,18|)^2}{110^2} = \\ &= 0,63 + j1,1 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA3av} &= S_{KA3av} + \Delta S_{A3av} - jQ_{A3} = 34,14 + j15,18 + 0,63 + j1,11 - j0,36 = \\ &= 34,78 + j15,93 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$S_{KA5AV} = S'_{PACЧ5} = 26,11 + j10,76 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A5av} &= \frac{(|S_{KA5av}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot Z_{A5} = (12,19 + j21,33) \frac{(|26,11 + j10,76|)^2}{110^2} = \\ &= 0,8 + j1,4 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA5av} &= S_{KA5av} + \Delta S_{A5av} - jQ_{A5} = 26,11 + j10,76 + 0,8 + j1,41 - j0,8 = \\ &= 26,92 + j11,37 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$S_{KA2AV} = S'_{PACЧ4} = 31,13 + j13,6 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A2av} &= \frac{(|S_{KA2av}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot Z_{A2} = (7,85 + j13,75) \frac{(|31,13 + j13,6|)^2}{110^2} = \\ &= 0,75 + j1,3 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{HA2av} &= S_{KA2av} + \Delta S_{A2av} - jQ_{A2} = 31,13 + j13,6 + 0,75 + j1,31 - j0,52 = \\ &= 31,88 + j14,39 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$S_{K14AV} = S'_{PACЧ4} = 31,13 + j13,6 \text{ MBA.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{A4av} &= \frac{(|S_{KA4av}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot Z_{A4} = (6,78 + j13,96) \frac{(|31,13 + j13,6|)^2}{110^2} = \\ &= 0,65 + j1,33 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{H14av} &= S_{K14av} + \Delta S_{A4av} - jQ_{14} = 31,13 + j13,6 + 0,65 + j1,33 - j0,54 = \\ &= 31,78 + j14,39 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{KA1AV} &= S'_{PACЧ1} + S_{H14av} = 29,12 + j12,33 + 31,78 + j14,39 = \\ &= 60,9 + j26,72 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{A1_{av}} = \frac{(|S_{KA1_{av}}|)^2}{U_{nom}^2} \cdot Z_{A1} = (10,36 + j21,33) \frac{(|60,9 + j26,72|)^2}{110^2} =$$

$$= 3,79 + j7,8 \text{ МВА.}$$

$$S_{HA1_{av}} = S_{KA1_{av}} + \Delta S_{A1_{av}} - jQ_{A1} = 60,9 + j26,72 + 3,79 + j7,8 - j0,83 =$$

$$= 64,69 + j33,69 \text{ МВА}$$

Результаты расчетов перетоков мощностей с учетом потерь в линиях в послеаварийном режиме приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчетов перетоков мощностей с учетом потерь в линиях в послеаварийном режиме

Линия	S_H	ΔS_L	S_K
"A5"	26,92+j11,37	0,8+j1,41	26,11+j10,76
"A3"	34,78+j15,93	0,63+j1,11	34,14+j15,18
"A1"	64,69+j33,69	3,79+j7,8	60,9+j26,72
"A2"	31,88+j14,39	0,75+j1,31	31,13+j13,6
"14"	31,78+j14,39	0,65+j1,33	31,13+j13,6

Напряжения на концах участков линий

$$\Delta U_{av5} = \frac{P_{HA5av} \cdot R_{A5} + Q_{HA5av} \cdot X_{A5}}{X_{av}} = \frac{26,92 \cdot 12,19 \cdot 11,37 \cdot 21,33}{112} =$$

$$= 5,09 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{av5} = \frac{P_{HA5av} \cdot X_{A5} + Q_{HA5av} \cdot R_{A5}}{U_{av}} = \frac{26,92 \cdot 21,33 \cdot 11,37 \cdot 12,19}{112} =$$

$$= 6,36 \text{ кВ.}$$

$$U_{av5} = \sqrt{(U_{av} - \Delta U_{av5})^2 + \delta U_{av5}^2} = \sqrt{(112 - 5,09)^2 + 6,36^2} = 107,1 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{av3} = \frac{P_{HA3av} \cdot R_{A3} + Q_{HA3av} \cdot X_{A3}}{U_{av}} = \frac{34,78 \cdot 5,5 \cdot 15,93 \cdot 9,62}{112} = 3,08 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{av3} = \frac{P_{HA3av} \cdot X_{A3} + Q_{HA3av} \cdot R_{A3}}{U_{av}} = \frac{34,78 \cdot 9,62 \cdot 15,93 \cdot 5,5}{112} = 3,77 \text{ кВ.}$$

$$U_{av3} = \sqrt{(U_{av} - \Delta U_{av3})^2 + \delta U_{av3}^2} = \sqrt{(112 - 3,08)^2 + 3,77^2} = 108,99 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{av5} = \frac{P_{HA5av} \cdot R_{A5} + Q_{HA5av} \cdot X_{A5}}{U_{av}} = \frac{31,88 \cdot 7,85 \cdot 14,39 \cdot 13,75}{112} = 4 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{av2} &= \frac{P_{HA2av} \cdot X_{A2} + Q_{HA2av} \cdot R_{A2}}{U_{av}} = \frac{31,88 \cdot 13,75 \cdot 14,39 \cdot 7,85}{112} = \\ &= 4,92 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$U_{av2} = \sqrt{(U_{av} - \Delta U_{av2})^2 + \delta U_{av2}^2} = \sqrt{(112 - 4)^2 + 4,92^2} = 108,11 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{av1} &= \frac{P_{HA1av} \cdot R_{A1} + Q_{HA1av} \cdot X_{A1}}{U_{av}} = \frac{64,69 \cdot 10,36 \cdot 33,69 \cdot 21,33}{112} = \\ &= 12,4 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{av1} &= \frac{P_{HA51v} \cdot X_{A1} + Q_{HA1av} \cdot R_{A1}}{U_{av}} = \frac{64,69 \cdot 21,33 \cdot 33,69 \cdot 10,36}{112} = \\ &= 15,44 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

$$U_{av1} = \sqrt{(U_{av} - \Delta U_{av1})^2 + \delta U_{av1}^2} = \sqrt{(112 - 12,4)^2 + 15,44^2} = 100,79 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{av4} = \frac{P_{H14av} \cdot R_{14} + Q_{H14av} \cdot X_{14}}{U_{av1}} = \frac{31,78 \cdot 6,78 \cdot 14,39 \cdot 13,96}{100,79} = 4,13 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{av4} = \frac{P_{HA4av} \cdot X_{A4} + Q_{HA4av} \cdot R_{A4}}{U_{av}} = \frac{31,78 \cdot 13,96 \cdot 14,39 \cdot 6,78}{100,79} = 5,37 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} U_{av4} &= \sqrt{(U_{av} - \Delta U_{av4})^2 + \delta U_{av4}^2} = \sqrt{(100,79 - 4,13)^2 + 5,37^2} = \\ &= 96,81 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Приведенное к ВН напряжение НН в трансформаторах

$$\begin{aligned} U'_{H1av} &= \frac{U_{av2}}{2} + \sqrt{\frac{U_{av1}^2}{4} - P_{H1} \left(R_{TB1} + \frac{R_{TH1}}{2} \right) - Q_{H1} \left(X_{TB1} + \frac{X_{TH1}}{2} \right)} = \\ &= \frac{100,79}{2} + \sqrt{\frac{100,79^2}{4} - 14,56 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 6,58 \left(3,3 + \frac{62,84}{2} \right)} = \\ &= 98,04 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$U'_{H2av} = \frac{U_{av2}}{2} + \sqrt{\frac{U_{av2}^2}{4} - P_{H2} \left(R_{TB2} + \frac{R_{TH2}}{2} \right) - Q_{H2} \left(X_{TB2} + \frac{X_{TH2}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{108,11}{2} + \sqrt{\frac{108,11^2}{4} - 11,56 \left(2,54 + \frac{5,08}{2} \right) - 5,24 \left(5,28 + \frac{100,54}{2} \right)} =$$

$$= 104,77 \text{ кВ}$$

$$U'_{H3av} = \frac{U_{av3}}{2} + \sqrt{\frac{U_{av3}^2}{4} - P_{H3} \left(R_{TB3} + \frac{R_{TH3}}{2} \right) - Q_{H3} \left(X_{TB3} + \frac{X_{TH3}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{108,99}{2} + \sqrt{\frac{108,99^2}{4} - 17,07 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 7,77 \left(3,3 + \frac{62,84}{2} \right)} =$$

$$= 105,99 \text{ кВ}$$

$$U'_{H4av} = \frac{U_{av4}}{2} + \sqrt{\frac{U_{av4}^2}{4} - P_{H4} \left(R_{TB4} + \frac{R_{TH4}}{2} \right) - Q_{H4} \left(X_{TB4} + \frac{X_{TH4}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{96,81}{2} + \sqrt{\frac{96,81^2}{4} - 15,57 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 7,07 \left(3,3 + \frac{62,84}{2} \right)} =$$

$$= 93,72 \text{ кВ}$$

$$U'_{H5av} = \frac{U_{av5}}{2} + \sqrt{\frac{U_{av5}^2}{4} - P_{H5} \left(R_{TB5} + \frac{R_{TH5}}{2} \right) - Q_{H5} \left(X_{TB5} + \frac{X_{TH5}}{2} \right)} =$$

$$= \frac{107,1}{2} + \sqrt{\frac{107,1^2}{4} - 13,06 \left(1,42 + \frac{2,84}{2} \right) - 5,78 \left(3,3 + \frac{62,84}{2} \right)} =$$

$$= 104,83 \text{ кВ}$$

Расчеты реальных напряжений на подстанциях на стороне НН и выбор ответвлений трансформаторов для регулирования напряжения

$$n_{\text{жел}1av} = \left(U'_{H1av} \cdot \frac{U_{\text{НОМНН1}}}{U_{\text{ЖЕЛ}} \cdot U_{\text{НОМНН1}}} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = \left(98,04 \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78}$$

$$= -6,01$$

$$n_{\text{ОТВ}1av} = -6$$

$$U_{H1av} = \frac{U'_{H1av} \cdot U_{\text{НОМНН1}}}{U_{\text{НОМНН1}} \left(1 + n_{\text{ОТВ}1av} \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{98,04 \cdot 11}{115 \left(1 + -6 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{1av} = \frac{U_{H1av} - U_{ЖЕЛ}}{U_{ЖЕЛ}} \cdot 100 = \frac{10,5 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = -0\%$$

$$n_{жел2av} = \left(U'_{H2av} \cdot \frac{U_{НОМНН2}}{U_{ЖЕЛ} \cdot U_{НОМНН2}} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = \left(104,77 \frac{10,5}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78}$$

$$= -5$$

$$n_{ОТВ2av} = -5$$

$$U_{H2av} = \frac{U'_{H2av} \cdot U_{НОМНН2}}{U_{НОМНН2} \left(1 + n_{ОТВ2av} \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{104,77 \cdot 10,5}{115 \left(1 + -5 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{2av} = \frac{U_{H2av} - U_{ЖЕЛ}}{U_{ЖЕЛ}} \cdot 100 = \frac{10,5 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0\%$$

$$n_{жел3av} = \left(U'_{H3av} \cdot \frac{U_{НОМНН3}}{U_{ЖЕЛ} \cdot U_{НОМНН3}} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = \left(105,99 \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78}$$

$$= -1,9$$

$$n_{ОТВ3av} = -2$$

$$U_{H3av} = \frac{U'_{H3av} \cdot U_{НОМНН3}}{U_{НОМНН3} \left(1 + n_{ОТВ3av} \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{105,99 \cdot 11}{115 \left(1 + -2 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,51 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{3av} = \frac{U_{H3av} - U_{ЖЕЛ}}{U_{ЖЕЛ}} \cdot 100 = \frac{10,51 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,11\%$$

$$n_{жел4av} = \left(U'_{H4av} \cdot \frac{U_{НОМНН4}}{U_{ЖЕЛ} \cdot U_{НОМНН4}} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = \left(93,72 \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78}$$

$$= -8,22$$

$$n_{ОТВ4av} = -8$$

$$U_{H4av} = \frac{U'_{H4av} \cdot U_{НОМНН4}}{U_{НОМНН4} \left(1 + n_{ОТВ4av} \frac{1,78}{100} \right)} = \frac{93,72 \cdot 11}{115 \left(1 + -8 \frac{1,78}{100} \right)} = 10,45 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{4av} = \frac{U_{H4av} - U_{ЖЕЛ}}{U_{ЖЕЛ}} \cdot 100 = \frac{10,45 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,45\%$$

$$n_{жел5av} = \left(U'_{H5av} \cdot \frac{U_{НОМНН5}}{U_{ЖЕЛ} \cdot U_{НОМНН5}} - 1 \right) \frac{100}{1,78} = \left(104,83 \frac{11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \frac{100}{1,78}$$

$$= -2,5$$

$$n_{ОТВ5av} = -3$$

$$U_{H5av} = \frac{U'_{H5av} \cdot U_{НОМНН5}}{U_{НОМНН5} \left(1 + n_{ОТВ5av} \frac{1,78}{100}\right)} = \frac{104,83 \cdot 11}{115 \left(1 + -3 \frac{1,78}{100}\right)} = 10,59 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{5av} = \frac{U_{H5av} - U_{ЖЕЛ}}{U_{ЖЕЛ}} \cdot 100 = \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,88\%$$

Результаты выбора ответвлений силовых трансформаторов и расчетов напряжений на подстанциях на стороне НН в послеаварийном режиме приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты выбора ответвлений силовых трансформаторов и расчетов напряжений на подстанциях на стороне НН в послеаварийном режиме

Параметр	№ ПС				
	1	2	3	4	5
$n_{отв}$	-6	-5	-2	-8	-3
U_n	10,5	10,5	10,51	10,45	10,59
δU	-0,01	0,01	0,11	-0,45	0,88

Отклонения напряжения для послеаварийного режима также укладываются в допустимые нормы. Соответственно, выбранная схема обеспечивает качественное электроснабжение потребителей во всех режимах работы сети. Выбранные ответвления РПН силовых трансформаторов ПС сети обеспечат необходимый уровень напряжения в сети.

2.10 Расчёт токов короткого замыкания

В соответствии с исходными данными, требуется рассчитать значения токов КЗ на шинах источников питания и на трансформаторной подстанции №2 проектируемой электрической сети района выбрать электрооборудование на всех уровнях номинального напряжения: выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и

напряжения. Схема замещения для расчёта токов КЗ приведена на рисунке 23.

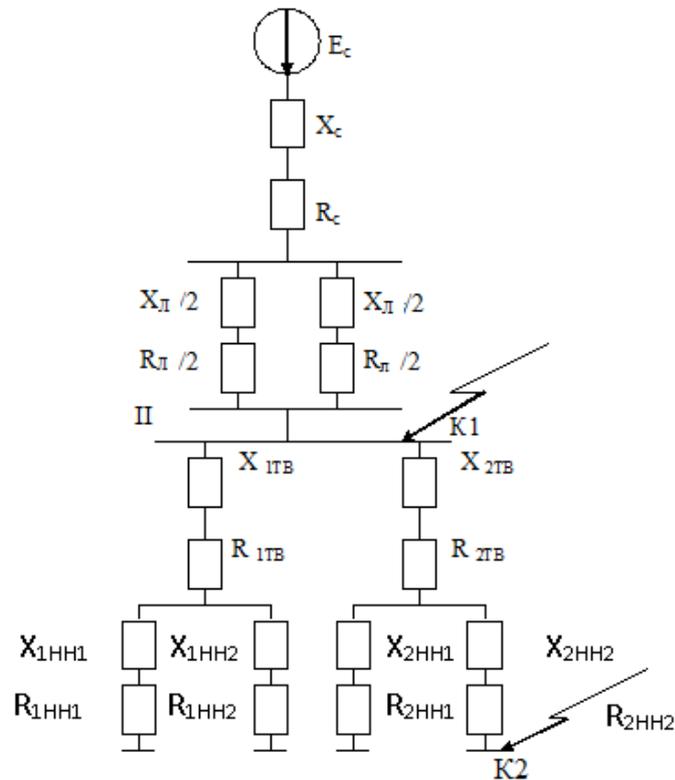


Рисунок 23 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Определяются параметры схемы замещения в соответствии с [8] и ток КЗ в расчётной точке К1 (сторона ВН):

$$X_C = \frac{1,05 \cdot U_{НОМВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{Кип}} = \frac{1,05 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 22} = 3,17 \text{ Ом.}$$

$$R_C = 0,04X_C = 0,04 \cdot 3,17 = 0,13 \text{ Ом.}$$

$$X_{ЭК1} = X_C + X_{ЛЭП} = 3,17 + 13,75 = 16,92 \text{ Ом.}$$

$$R_{ЭК1} = X_C + X_{ЛЭП} = 0,13 + 7,84 = 7,97 \text{ Ом.}$$

$$Z_{ЭК1} = \sqrt{X_{ЭК1}^2 + R_{ЭК1}^2} = \sqrt{16,92^2 + 7,97^2} = 18,7 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{ПОВН}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{НОМВН}}}{Z_{\text{ЭК1}}} = \frac{1,05 \cdot 115}{18,7} = 6,46 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{МАХВН}} = \frac{S_{\text{НОМТ}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А.}$$

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ Гц.}$$

$$T_{\alpha\text{ВН}} = \frac{X_{\text{ЭК1}}}{\omega \cdot R_{\text{ЭК1}}} = \frac{16,92}{314 \cdot 7,97} = 6,76 \cdot 10^{-3}.$$

$$I_{\text{УВН}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОВН}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha\text{ВН}}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 6,46 \left(1 + e^{\frac{-0,01}{6,76 \cdot 10^{-3}}}\right) = 11,21 \text{ кА.}$$

$$I_{\alpha\text{ВН}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОВН}} \cdot e^{\frac{-(0,01+0,02)}{T_{\alpha\text{ВН}}}} = \sqrt{2} \cdot 6,46 \cdot e^{\frac{-(0,01+0,02)}{6,76 \cdot 10^{-3}}} = 0,11 \text{ кА.}$$

$$B_{\text{КВН}} = I_{\text{ПОВН}}^2 \cdot (0,05 + T_{\alpha\text{ВН}}) = 6,46^2 \cdot (0,05 + 6,76 \cdot 10^{-3}) = 2,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Определяются параметры схемы замещения и ток КЗ в расчётной точке К2 (сторона НН):

$$X_{\text{ЭК2}} = X_{\text{С}} + X_{\text{ЛЭП}} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТХ}} = 3,17 + 13,75 + 5,28 + 100,54 = 122,74 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ЭК2}} = R_{\text{С}} + R_{\text{ЛЭП}} + R_{\text{ТВ}} + R_{\text{ТХ}} = 0,13 + 7,84 + 2,54 + 5,08 = 15,59 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{ЭК2}} = \sqrt{X_{\text{ЭК2}}^2 + R_{\text{ЭК2}}^2} = \sqrt{122,74^2 + 15,59^2} = 123,72 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{ПОНН}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{НОМВН}}}{Z_{\text{ЭК2}}} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{U_{\text{НОМНН}}} = \frac{1,05 \cdot 115}{123,72} \cdot \frac{115}{10,5} = 10,69 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{МАХНН}} = \frac{S_{\text{НОМТ}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,37 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

$$T_{\alpha\text{НН}} = \frac{X_{\text{ЭК2}}}{\omega \cdot R_{\text{ЭК2}}} = \frac{122,74}{314 \cdot 15,59} = 0,03 \text{ с.}$$

$$I_{\text{УНН}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОНН}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha\text{НН}}}}\right) = \sqrt{2} \cdot 10,69 \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}\right) = 25,26 \text{ кА.}$$

$$I_{\alpha\text{НН}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОНН}} \cdot e^{\frac{-(0,01+0,02)}{T_{\alpha\text{НН}}}} = \sqrt{2} \cdot 10,69 \cdot e^{\frac{-(0,01+0,02)}{0,03}} = 4,57 \text{ кА.}$$

$$B_{\text{КНН}} = I_{\text{ПОНН}}^2 \cdot (0,05 + T_{\alpha\text{НН}}) = 10,69^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 8,58 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полученные результаты расчёта ТКЗ применяются в работе далее при выборе и проверке оборудования ПС.

2.11 Выбор оборудования понизительных подстанций

На ПС спроектированной электрической сети выбору подлежат электрические аппараты напряжением 110 кВ и 10 кВ.

Выбор проводится для ПС №2 спроектированного варианта сети.

Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по напряжению и рабочему максимальному току [6-8]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (23)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (24)$$

Выбранные аппараты высокого напряжения подлежат следующим проверкам по условиям [14]:

$$I_{нт} \leq I_{откл}. \quad (25)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n). \quad (26)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}. \quad (27)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}. \quad (28)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T. \quad (29)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (30)$$

Выбор электрических аппаратов высокого напряжения в реконструированной схеме рассмотрен на примере вводного выключателя в ОРУ-110 кВ.

Определяем параметры, необходимые для выбора и проверки выключателей ВГТ-110П*-40/2500 УХЛ1 для его непосредственной установки в ОРУ-110 кВ (таблица 23).

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателей ВГТ-110П*-40/2500 УХЛ1

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	110
I_n , кА	6,46	$I_{откл}$, кА	40
$I_{макс}$, А	125,51	$I_{ном}$, А	2500
$I_{уд}$, кА	11,21	$I_{пр.с}$, кА	40
$i_{ан}$, кА	0,11	$i_{ан}$, кА	16,9
$Вк$, кА ² с	2,37	$Вк$, кА ² с	4800

Результаты выбора и проверки разъединителей напряжением 110 кВ для обеспечения видимого разрыва на ВЛ-110 кВ сведены в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор разъединителя 110 кВ

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	110
$I_{макс}$, А	125,51	$I_{ном}$, А	1250
$I_{уд}$, кА	11,21	$I_{пр.с}$, кА	40
$i_{ан}$, кА	0,11	$i_{ан}$, кА	16,9
$Вк$, кА ² с	2,37	$Вк$, кА ² с	4800

В качестве трансформатора тока на стороне 110 кВ выбран ТФЗМ-110-II-200/5 У2 (таблица 25).

Таблица 25 – Выбор и проверка трансформатора тока ТФЗМ-110-II-200/5 У2

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{ном}$, кВ	115	$U_{ном}$, кВ	145
$I_{макс}$, кА	125,51	$I_{ном}$, кА	300
$I_{уд}$, кА	11,21	$I_{уд}$, кА	80
$Вк$, кА ² с	2,37	$Вк$, кА ² с	1600

Аналогично в качестве трансформатора напряжения выбирается ТН типа НКФ-110-II. Выбирается ОПН типа ОПНН-Ф-110/77 УХЛ1, а для защиты нейтралей трансформаторов также целесообразно применить ОПНН того же изготовителя – ОПНН-Ф-110/56 УХЛ1 (таблица 26).

Таблица 26 – Выбор ОПН типа ОПНН-Ф-110/56 УХЛ1

Тип ОПН	$U_{нр.ОПН}/U_{нр.ОПН},$ кВ/кВ	$W_{ОПН},$ кДж	$I_n,$ кА	$U_{ост.к.}$ при $I_n=500А$	$U_{ост.з.}$ при $I_z=5$ кА,	$I_{вб},$ кА	$l_{ут},$ мм
ОПНН-Ф-110/56 УХЛ1	140/154	486	10	211	246	65	2530

В качестве выключателя на стороне НН используется Эвалис 17-Р1 со следующими характеристиками (таблица 27).

Таблица 27– Выбор выключателя на стороне НН типа Эвалис 17-Р1

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{ном},$ кВ	10	$U_{ном},$ кВ	10
$I_n,$ кА	10,69	$I_{откл},$ кА	20
$I_{макс},$ А	1374,64	$I_{ном},$ А	1600
$I_{уд},$ кА	25,26	$I_{пр.с},$ кА	80
$i_{ан},$ кА	4,57	$i_{ан},$ кА	15,6
$Bк,$ кА ² с	8,58	$Bк,$ кА ² с	2977

В качестве трансформатора тока на стороне 10 кВ выбран ТОЛ-Э-12 (таблица 28).

Таблица 28 – Выбор трансформатора тока типа ТОЛ-Э-12

Расчетные данные		Паспортные данные	
$U_{ном},$ кВ	10	$U_{ном},$ кВ	10
$I_{макс},$ кА	1374,64	$I_{ном},$ кА	1600
$I_{уд},$ кА	25,26	$I_{уд},$ кА	80
$Bк,$ кА ² с	8,58	$Bк,$ кА ² с	1600

В качестве трансформатора напряжения аналогично выбран НАМИ-10-1600/У1. Выбираются трансформаторы собственных нужд (таблица 29).

Таблица 29 – Нагрузка трансформаторов собственных нужд

Наименование потребителя	Потребляемая активная мощность, кВт
Мощность двигателей системы охлаждения	3
Подогрев PASC	5,7
Подогрев шкафов КРУ- 10	1
Подогрев приводов разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, шкафа замков	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция (ЗРУ)	6
Освещение ОРУ	10
Компрессорная: электродвигатели	30
Компрессорная: отопление, освещение	30
Подзарядно- зарядный агрегат	2x 23

$$\sum P = 3 + 5,7 + 1 + 0,6 + 1 + 6 + 10 + 30 + 30 + 46 = 133,3 \text{ кВт.}$$

$$S_T \geq \frac{133,3}{2 \cdot 0,7} = 76,17 \text{ кВт.}$$

Выбирается трансформатор собственных нужд ТМГ-100/10/0,4-У1.

Выводы: в разделе проведены основные технические расчёты и проверки районной сети согласно задания на работу и сходных данных.

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ

Для выбора и характеристики методов и средств обеспечения безопасности на объекте в первую очередь необходимо выделить опасные и вредные производственных факторов при выполнении работ в электрической сети.

Далее, исходя из наличия и (или) отсутствия указанных факторов, необходимо выбрать и кратко описать мероприятия, направленные на их устранение или уменьшение негативного воздействия.

При эксплуатации электроустановок возможно возникновение ряда производственных факторов, влияющих на человека, а также на пожарную безопасность.

При обслуживании и ремонте электротехническим персоналом электроустановок потребителей главную опасность представляют:

- поражение электрическим током при неисправной электроаппаратуре, электросети, либо при повреждении заземлений корпусов аппаратуры, панелей и каркасов;

- отсутствие защитных устройств на частях электроустановок, находящихся под напряжением, и предупредительных плакатов.

Как правило, поражение электрическим током возникает в таких случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям напряжением 1 кВ (токоведущие силовые цепи электроустановок, собственные нужды, оперативные цепи релейной защиты и автоматики);

- при приближении на недопустимое расстояние к токоведущим частям электроустановок;

- при прикосновении к заземленным нетокведущим частям, оказавшимся под напряжением (напряжение прикосновения);

- при нахождении человека вблизи заземления (менее 8 м), с которого проходит ток в землю (напряжение шага или иного возможного замыкания на землю).

Кроме того, существует вероятность прочих производственных видов опасности:

- опасность возможных ожогов электрической дугой, которая возникла в результате неправильных оперативных действий с разъединителями, заземляющими ножами;

- возможность ушибов и переломов конечностей вследствие падений при движении по неровной или скользкой, или неосвещённой поверхности;

- опасность повреждения организма вследствие попадания конечностей под трущиеся и вращающиеся объекты электрооборудования.

Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах:

- при коротких замыканиях;
- при прямых попаданиях молнии
- при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгорания;
- при перегреве масла в трансформаторе;
- при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе.

С экологической точки зрения, наибольшую опасность представляют опасность возникновения пожара и взрыва в маслonaполненном оборудовании (в силовых трансформаторах масляного типа) на подстанции с выбросом вредных веществ в атмосферу и грунт, а также опасность утечки масла и загрязнение почвы на подстанциях спроектированной электрической сети Нижнекамского района.

3.2 Мероприятия, обеспечивающие защиту от опасностей

Охрана труда и техника безопасности при выполнении работ в электроустановках лежат в основе производственной деятельности любой организации. Контроль за соблюдением норм по охране труда и технике безопасности возложен на соответствующие контролирующие органы и организации, имеющие право, как поощрять добросовестных исполнителей, так и наказывать злостных нарушителей трудовой дисциплины.

На предприятиях и установках энергетики страны контроль за соблюдением норм и положений охраны труда и техники безопасности возложен на руководителей предприятий (организаций, филиалов и т.д.). Они несут полную ответственность за соблюдение техники безопасности своими подчинёнными, выполнение норм и требований основных нормативных документов по охране труда и технике безопасности, соблюдением должностных обязанностей всеми структурными группами и элементами данной организации (предприятия).

Соблюдение трудовой дисциплины является основой по технике безопасности при выполнении любых работ в электроустановках. Согласно действующему законодательству, администрация обязана проводить инструктаж всех работников по безопасным приемам выполнения работ. Согласно положениям [18], для рабочих проводятся по технике безопасности вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте.

Для обеспечения выполнения мероприятий по технике безопасности на предприятии существуют определенные требования к персоналу. Существует 5 групп по электробезопасности. Проводится периодическая проверка знаний персонала, оформляется по установленным нормам допуск к работе, то есть выписывают наряды. Периодически проверяют выполнение правил по технике безопасности.

Рабочий персонал должен соблюдать правила техники безопасности, так как нарушение правил эксплуатации и ремонта может привести не только к поломке технологического оборудования, но и к несчастным случаям.

При ремонте электрооборудования необходимо убедиться в надежном отключении установки от сети. Для этого необходимо выключить коммутационный аппарат и отключить установку от сети.

Для персонала, работающих в опасных условиях, выдаются средства индивидуальной защиты. Электротехническому персоналу, работающему в электроустановках напряжением выше 1000 В выдаются перчатки, коврики, очки и другие защитные средства.

Особо следует уделить внимание электроинструменту. Проведение работы по ремонту электрооборудования необходимо проводить с помощью неповрежденного инструмента, который проверен на рабочем месте перед тем как его использовать, а также срок проверки инструмента в лаборатории нормоконтроля не просрочены.

Электротехнический персонал на рабочем месте должен выполнять только ту работу, которая ему поручена (по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации) и входит в круг его обязанностей с выполнением требований [1-4,18] и инструкций по охране труда. В случае поручения работы, которая не входит в круг его профессиональных обязанностей, работник должен получить по этой работе соответствующий инструктаж по записи в журнале целевого инструктажа

Известно, что работы в электроустановках могут выполняться по наряду-допуску или по распоряжению, при полностью снятом напряжении, частично снятом либо без снятия напряжения с токоведущих частей.

В подавляющем большинстве случаев при выполнении работ в электроустановках всё напряжение с токоведущих частей должно быть снято, рабочее место ограждено, а каждый член бригады должен знать и чётко выполнять свои обязанности при соответствующем виде работ.

Нормами [18] установлены следующие члены бригады при выполнении работ в электроустановках (состав бригады):

– руководитель работ – как правило, назначается из лиц инженерно-технического персонала. В обязанности руководителя работ входит непосредственная и качественная организация проведения соответствующих работ, инструктаж бригады на рабочем месте, контроль за выполнением работ, распределение обязанностей членов бригады. Руководитель работ должен иметь группу допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ;

– допускающий – член бригады, который проводит непосредственный допуск бригады к выполнению работ. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), допускающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

– наблюдающий – член бригады, который непосредственно следит за соблюдением мер техники безопасности бригады во время выполнения работ. Наблюдающему, в отличие от остальных членов бригады, категорически запрещено совмещать другие должности. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), наблюдающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

– исполнитель работ – член бригады, который непосредственно выполняет работу в электроустановках. Как правило, это – рабочий персонал (электромонтёр, электрослесарь, электромонтажник и т.д.). Исполнитель ра-

бот может иметь любую группу допуска, однако при наличии второй группы его работу должен контролировать более опытный исполнитель работ либо наблюдающий. Также при наличии второй группы исполнитель работ не имеет права работать в электроустановках под наведенным напряжением или с его частичным снятием, а также в особо опасных установках и условиях. При наличии третьей группы допуска исполнитель работ может выполнять работы с полным снятием напряжением в электроустановках как до 1 кВ, так и выше 1 кВ.

Для защиты от электрического тока при прикосновении к токоведущих цепей оперативного тока, применяются изолированные провода.

Аппаратура релейной защиты на постоянном оперативном токе расположена в специальных шкафах. При замыкании или повреждении оперативных цепей осуществляется их контроль и защиту.

Для защиты от опасности при переходе напряжения с высокой стороны на низкую вторичные цепи измерительных трансформаторов заземлены.

Контроль и защиту при КЗ на землю и повреждении изоляции выполняет система релейной защиты, автоматики и сигнализации.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен хорошо знать правила противопожарной безопасности и пожаротушения электрооборудования цеха или других подразделений завода.

При появлении дыма, огня, в электрооборудовании и электропроводке необходимо немедленно отключить аварийный сектор, предупредить пожарную команду при распространении пожара на оборудование или невозможно погасить очаг пожара собственными средствами.

Для предотвращения пожара или обнаружения неисправности, возможных от КЗ, перегрузок, повреждения или перегрева изоляции применяют максимальная токовая защита (МТЗ), защита от перегрузок, защита от замыканий на землю и контроль изоляции.

Пожар маслонаполненного трансформатора подстанции, вызванный в результате выброса масла и его паров при коротком замыкании или «пожаре стали» в середине трансформатора, может предотвратить газовая защита.

На понизительных подстанциях в отсеках силовых трансформаторов установлены маслоприёмники, следовательно, вероятность попадания масла в грунт сводится к минимуму.

В сети 110 кВ на питающей ВЛ-110 кВ и ОРУ-110/10 кВ электрической сети, а также на вводах ВН силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ, есть фактор повышенной напряжённости поля, который негативно влияет на организм людей.

Поэтому работы в указанных электроустановках все работы по монтажу, обслуживанию и ремонту оборудования и сетей следует производить в специальных экранирующих костюмах, а также необходимо свести к минимуму время пребывания людей на указанных объектах.

Снятие базового заземления проводится заранее определенной выдающим наряд бригадой с заземлением проводов всех фаз на контур заземления опоры или групповой заземлитель.

Эти операции необходимо выполнять, как правило, с заземлением линий в настоящее время в подстанции.

Работы следует выполнять под контролем дежурного диспетчера с записью в оперативном журнале и оформлением в наряде. Допускается также выполнять установку и снятие базового заземления без заземления линии. Однако в этом случае разрешение на установку базового заземления, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе выдается одновременно. Выполнение таких работ может быть допущено только по решению главного инженера с оформлением в оперативном журнале и наряде [2,3,11].

Выводы: в разделе рассмотрены основные вопросы по охране труда и технике безопасности, а также по экологической безопасности в спроектированной сети района.

Заключение

В результате выполнения работы разработан проект электрической сети Нижнекамского района Республики Татарстан, состоящей из пяти трансформаторных подстанций с первичным напряжением 110 кВ, обеспечивающих питанием потребителей указанного района на номинальном напряжении 10 кВ. Для решения поставленных задач, в работе рассмотрены следующие вопросы:

- выбор рациональной конфигурации схемы и номинального напряжения сети;
- расчёт баланса активной и реактивной мощности в электрической сети;
- выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств;
- выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций;
- выбор сечения проводников воздушных линий электропередачи; выбор главных схем подстанций;
- определение расчетных мощностей подстанций; расчет перетоков мощностей с учетом потерь в линии;
- осуществлён расчёт электрических режимов с целью обеспечения регулирования напряжения в электрической сети;
- осуществлён расчёт токов короткого замыкания;
- выбрано оборудования районных подстанций;
- рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности.

При проектировании районной электрической сети в работе решены основные задачи по обеспечению необходимого качества электроэнергии, а также надежности и экономичности электроснабжения. Все принятые решения в работе проверены на соответствие выбранной схеме сети и расчётным параметрам спроектированной районной сети Нижнекамского района.

Список используемых источников

1. Андреенков Е.С. Шунаев С.А. Сравнительный анализ методов диагностики подвесной изоляции ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. «Энергетика, информатика, инновации-2014» Сб. трудов Международной научно-технической конференции. – Смоленск, 2014.
2. Вахнина В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: электронное учебно-методическое пособие / В. В. Вахнина, О. В. Самолина, А. Н. Черненко. - Тольятти [Электронный ресурс] : URL: <https://dspace.tltsu.ru/xmlui/handle/123456789/18603/> (дата обращения: 17.08.2021).
3. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК. – М.: Колос, 2018. 263с.
4. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для вузов. – Ростов н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2016. 720 с.
5. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. 800 с., ил.
6. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 2015. 261 с.
7. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2015. 184 с.
8. Нижнекамский район. Википедия. [Электронный ресурс]: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Нижнекамский_район (дата обращения: 17.08.2021).
9. Официальный сайт Нижнекамского муниципального района Республики Татарстан. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.e-nkama.ru> (дата обращения: 17.08.2021).

10. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А.А., Федин В.Т. - Изд. 2-е, - Ростов Н/Д: Феникс, 2018. 232 с.
11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. - М., 2013.
12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.: ил.
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ - М.: Норматика, 2016.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.
15. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2013. 692 с.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012. 284 с.
17. Федеральный закон от 23,11,2009 № 261-ФЗ (ред. от 29,07,2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
18. Электрические системы и сети: Учебник/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычёв - Мн.: УП «Технопринт», 2014. 165 с.
19. Энергетика Республики Татарстан. [Электронный ресурс]: URL: <https://energybase.ru/region/respublika-tatarstan> (дата обращения: 17.08.2021).
20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2017.