

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 Оренбургского района Оренбургской области

Студент

З.А. Моор

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

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

Аннотация

Целью данной работы является разработка проекта электрической сети Оренбургского района Оренбургской области.

В результате выполнения работы была выбрана наиболее оптимальная конфигурация сети, обоснованная с точки зрения надёжности передачи электрической энергии.

Проведён расчёт номинальных напряжений и токов, определены марки проводов линий электропередачи (ЛЭП) и номинальные мощности трансформаторов, установленных на понизительных подстанциях.

Для проверки работоспособности выбранной схемы сети с точки зрения надёжности и пропускной способности ЛЭП рассчитаны электрические режимы сети, определён уровень напряжения на низкой стороне трансформаторов.

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: 71 страница, 25 таблиц, 12 рисунков.

Графическая часть состоит из 6 листов формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика проектируемого района.....	7
1.1 Общая характеристика электрифицируемого района.....	7
1.2 Исходные данные на проектирование электрической сети района.....	7
2 Проектирование электрической сети	11
2.1 Выбор конфигурации электрической сети.....	11
2.2 Выбор номинального напряжения электрической сети	13
2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети.....	15
2.4 Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств.....	20
2.5 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций электрической сети.....	23
2.6 Выбор сечения проводников электрической сети.....	25
2.7 Выбор главных схем электрических соединений электрической сети	28
2.8 Окончательный выбор конфигурации электрической сети на основе технико – экономического расчёта.....	30
2.9 Расчет режимов электрической сети	37
2.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах понизительных подстанций электрической сети	46
2.11 Выбор электрических аппаратов на понизительных подстанциях электрической сети	52
3 Обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети ..	57
3.1 Анализ производственных вредных и опасных факторов	57
3.2 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	59
3.3 Разработка мероприятий по охране окружающей среды	64
Заключение	68
Список используемых источников.....	70

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 могут использоваться 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[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 решений 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 Оренбургского района Оренбургской области» [4].

Объектом исследования является «электрическая сеть Оренбургского района Оренбургской области» [4].

Предметом исследования является «система электроснабжения и электрооборудование понизительных подстанций электрической сети Оренбургского района Оренбургской области» [4].

Для достижения поставленной цели проводится решение основных поставленных задач:

- «общая характеристика проектируемого района, а также исходные данные на проектирование электрической сети района» [4];

- «непосредственное проектирование электрической сети, включающее: выбор конфигурации электрической сети, выбор номинального напряжения электрической сети, выбор схем электрических соединений электрической сети, расчёт баланса активной и реактивной мощности в электрической сети, выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств, выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций электрической сети, выбор сечения проводников электрической сети» [4];

- расчет токов КЗ на шинах понизительных подстанций спроектированной «электрической сети Оренбургского района Оренбургской области» [4];

– выбор электрических аппаратов на понизительных подстанциях «электрической сети Оренбургского района Оренбургской области» [4];

– «обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети» [4] Оренбургского района Оренбургской области.

В результате выполнения работы необходимо выполнить проектирование электрической сети Оренбургского района Оренбургской области таким образом, чтобы в проекте были строго соблюдены условия надёжности, экономичности и электробезопасности, а также качества поставляемой электроэнергии потребителям согласно требованиям [1-4].

Проектирование проводится с учетом требований и указаний нормативных документов с использованием рекомендованной литературы.

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

1 Характеристика проектируемого района

1.1 Общая характеристика электрифицируемого района

В Оренбургском районе Оренбургской области потребителями, в основном, являются крупные промышленные предприятия.

Также в регионе развито сельское хозяйство.

Как видно из проведённого анализа, основные электроприёмники Оренбургского района Оренбургской области – «важные энергоёмкие потребители I и II категориям надёжности» [1].

Энергосистема Оренбургской области граничит с «энергосистемами субъектов Российской Федерации: Самарской области, Республики Татарстан, Республики Башкортостан, Челябинской области и энергосистемой сопредельного государства – Республики Казахстан» [8].

«Оренбургская энергосистема входит в состав Объединённой энергосистемы Урала» [8].

«Происходит также развитие альтернативной электроэнергетики. В мае 2015 года состоялось открытие солнечной электростанции (СЭС) мощностью 5 МВт в посёлке Переволоцкий Оренбургской области» [8].

«Она является первой солнечной электростанцией, построенной в европейской части России и, соответственно, первой СЭС в первой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности» [8].

1.2 Исходные данные на проектирование электрической сети района

Электроснабжение Оренбургского района Оренбургской области осуществляется от источника питания (ПС Каргалинская 220/110/10 кВ) на напряжении 110 кВ.

Электроснабжение Оренбургского района Оренбургской области осуществляется от шести подстанций районной электрической сети, характеристики которых приведены в таблице 1.

Исходное расположение подстанций (ПС) проектируемой районной электрической сети показано на рисунке 1.

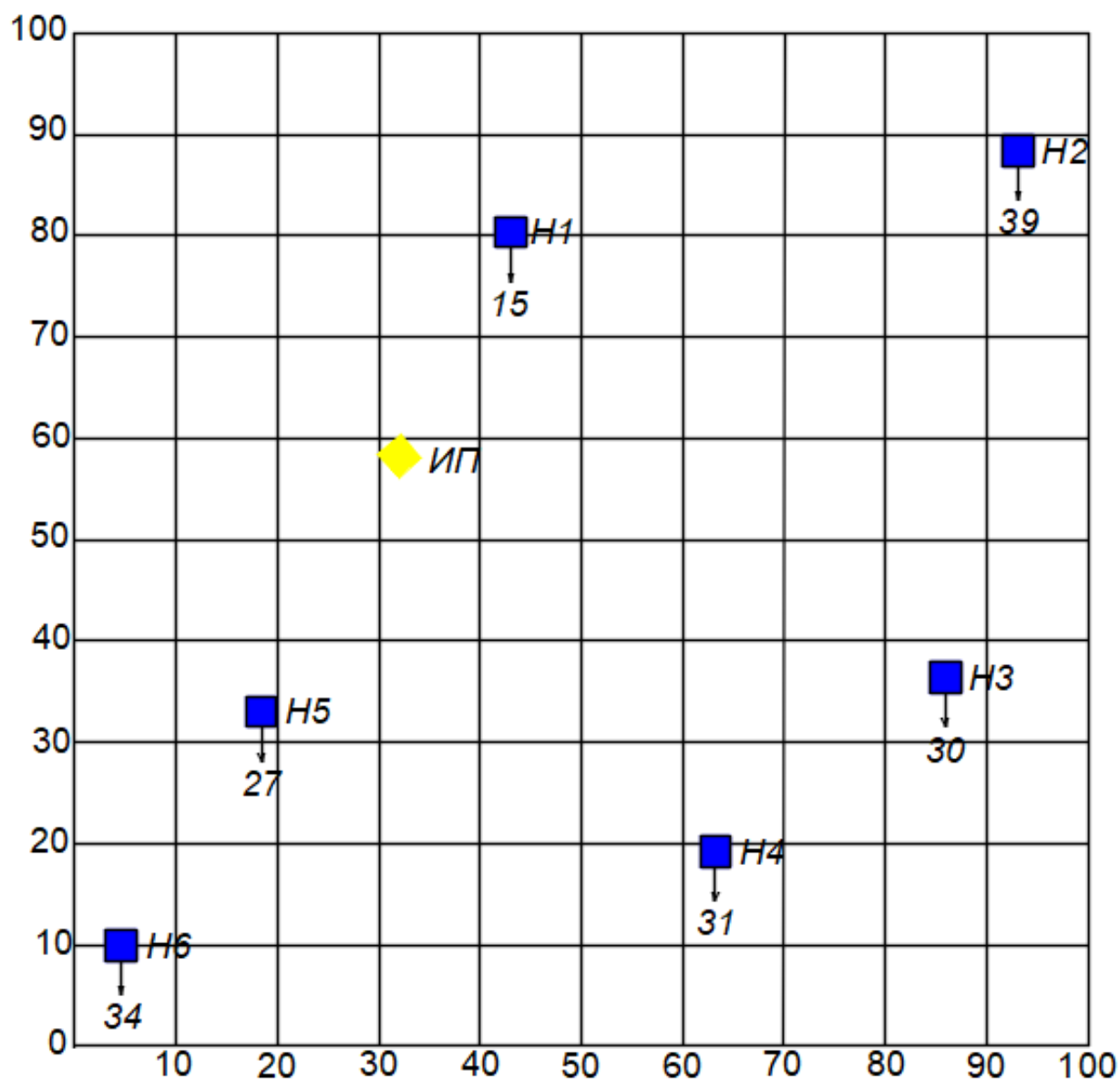


Рисунок 1 – Исходное расположение подстанций проектируемой районной электрической сети (масштаб: 1см = 5 км)

В работе на стадии проектирования принимается источник питания (ИП) бесконечной мощности с двумя независимыми вводами, в свою очередь питающихся от разных источников энергосистемы.

Действительная требуемая мощность ИП определяется на основании соответствующих технических расчётов в процессе выполнения этапов данной работы.

Исходные данные подстанций районной электрической сети приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные подстанций районной электрической сети Оренбургского района одноимённой области

Параметр	Н1	Н2	Н3	Н4	Н5	Н6	ИП
X , км	43	93	86	63	18	5	32
Y , км	80	88	37	19	33	10	58
$P_{ПС}$, МВт	15	39	30	31	27	34	∞
$\cos\varphi$	0,88	0,83	0,8	0,86	0,89	0,81	0,92
Категория надёжности	I, II						

Дополнительные исходные технические данные и характеристики для выполнения работы следующие:

– коэффициент реактивной мощности источника питания проектируемой сети Оренбургского района одноимённой области $\tan \varphi_A = 0,408$;

– время максимальной нагрузки проектируемой сети Оренбургского района одноимённой области $T_{max} = 5000$ ч;

– напряжение в максимальном режиме проектируемой сети Оренбургского района одноимённой области: $U_{max} = 117$ кВ;

– напряжение в аварийном режиме проектируемой сети Оренбургского района одноимённой области: $U_{авар} = 109$ кВ.

Выводы по разделу 1:

В результате выполнения первого раздела работы, осуществлён анализ исходных данных с приведением основных технических, нормативных, топографических и климатических характеристик проектируемой электрической сети Оренбургского района одноимённой области.

На основании приведённых исходных данных, далее в работе проводится непосредственное проектирование электрической сети Оренбургского района Оренбургской области.

В результате выполнения работы необходимо выполнить проектирование электрической сети Оренбургского района Оренбургской области таким образом, чтобы в проекте были строго соблюдены условия надёжности, экономичности и электробезопасности, а также качества поставляемой электроэнергии потребителям согласно требованиям [1-4].

Проектирование проводится с учетом требований и указаний нормативных документов с использованием рекомендованной литературы.

2 Проектирование электрической сети

2.1 Выбор конфигурации электрической сети

«При выборе количества линий можно исходить из следующего условия согласно» [1]:

– «электроснабжение потребителей I категории надёжности должно осуществляться не менее чем по двум отдельным линиям» [1];

– «электроснабжение потребителей II категории надёжности относительно небольшой мощности возможно по двухцепной линии, а III категории надёжности – по одной линии» [1].

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

Поэтому намечаются схемы с резервированными электрическими сетями.

«Суммарная длина линий варианта конфигурации» [12]

$$L_{ij} = \sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2}. \quad (1)$$

Для районов Среднего Поволжья поправочный коэффициент удлинения принимается равным $K_y = 1,06$ [12].

В результате разработаны варианты радиальных, замкнутых и смешанных вариантов конфигурации электрической сети, представленных на графическом листе 1.

Результаты расчётов длин линий для разработанных вариантов конфигурации электрической сети приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчётов длин линий разработанных вариантов конфигурации электрической сети

Вариант конфигурации сети	Общая длина одноцепных линий, км	Общая длина двухцепных линий, км	Суммарная длина линий варианта конфигурации, км	С учётом K_y , км
1	-	232,5	232,5	246,5
2	-	240,0	240,0	254,4
3	-	217,5	217,5	230,6
4	210,0	-	210,0	222,6
5	175,0	-	175,0	185,5
6	130,0	45,0	175,0	185,5
7	140,0	45,0	185,0	196,1
8	125,0	50,0	175,0	185,5
9	85,0	120,0	205,0	217,3
10	210,0	-	210,0	222,6

В результате проведённого анализа (таблица 2), для дальнейшего проектирования сети выбираются варианты 6 и 8, так как данные варианты имеет наименьшую общую длину линий среди всех рассмотренных вариантов конфигураций сетей.

Вариант 5 (кольцевая схема), хоть и имеет одно из наименьших длин линий, для дальнейшего рассмотрения не принимается в виду следующих недостатков:

- сложность регулирования напряжения;
- сложность выбора электрических аппаратов и устройств релейной защиты и автоматики.

Поэтому в работе для дальнейшего проектирования окончательно принимаются варианты конфигураций 6 и 8.

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

Дальнейший расчет проводится для данных выбранных конфигураций (6 и 8 варианты) электрической сети (рисунок 2).

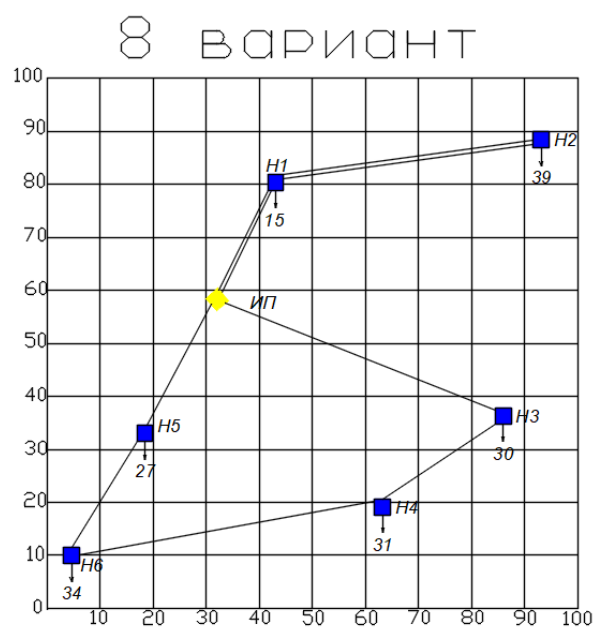
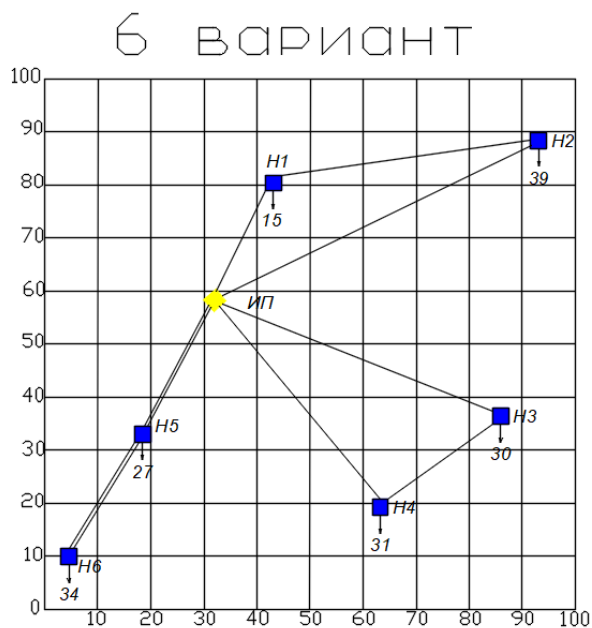


Рисунок 2 – Выбранные в работе варианты конфигурации сети

Окончательное решение о выборе оптимальной конфигурации электрической сети Оренбургского района Оренбургской области принимается на основе технико - экономического сравнения данных вариантов.

2.2 Выбор номинального напряжения 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].

При этом номинальное напряжение U_H участков определяется по «эмпирической формуле Г.А. Илларионова» [12]

$$U_H = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \text{кВ}, \quad (2)$$

где L —«длина линии, км» [12];

P - «передаваемая мощность, МВт» [12].

По выражению (2) проводится расчёт на примере участка ИП-1 восьмого варианта конфигурации электрической сети с учётом передаваемой мощности и длины данного участка, определённого по (1)

$$U_{нА-1} = \frac{1000}{\sqrt{500/10 + 2500/54}} = 101,9 \text{ кВ}.$$

Полученный результат округляется до ближайшего номинального напряжения, т.е. $U_n = 110$ кВ.

Результаты выбора номинального напряжения по каждому участку сети сводятся в таблица 3 (шестой вариант конфигурации сети) и таблица 4 (восьмой вариант конфигурации сети).

Таблица 3 – Результаты выбора номинального напряжения (шестой вариант конфигурации сети)

Участок сети	Длина линии L, км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение по формуле Илларионова, кВ
ИП-1	10	15	110
ИП-2	10	39	110
ИП-5	15	27	110
ИП-6	30	34	110
ИП-3	15	30	110
ИП-4	25	31	110
1-2	22,5	39	110
5-6	15	34	110
3-4	10	31	110

Таблица 4 – Результаты выбора номинального напряжения (восьмой вариант конфигурации сети)

Участок сети	Длина линии L, км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение по формуле Илларионова, кВ
ИП-1	10	54	110
ИП-5	15	121	110
1-2	22,5	39	110
ИП-3	20	30	110
5-6	15	65	110
6-4	35	61	110
3-4	10	61	110

В результате проведённых расчётов на всех участках проектируемой сети в случае шестой и восьмой конфигурации принимается номинальное напряжение сети $U_n = 110$ кВ.

Данный класс номинального напряжения принимается в работе в качестве питающего напряжения от энергосистемы для проектирования электрической сети района.

2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети

Для расчёта баланса активной и реактивной мощности в электрической сети рассчитываются значения реактивной и полной мощностей для каждой ПС сети по формулам [6,8]:

$$Q_{ПС} = P_{ПС} \operatorname{tg} \varphi, \text{ Мвар}; \quad (3)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \text{ МВА}. \quad (4)$$

где $P_{ПС}$, $Q_{ПС}$ – соответственно активная и реактивная мощности сети.

На примере ПС-1 шестого варианта конфигурации электрической сети:

$$Q_{ПС-1} = 15 \cdot 0,54 = 8,1 \text{ Мвар}.$$

$$S_{ПС-1} = \sqrt{15^2 + 8,1^2} = 17,1 \text{ МВА}.$$

Значения реактивной и полной мощностей для каждой ПС электрической сети рассчитываются аналогично (таблица 5).

Таблица 5 – Результаты расчёта электрических нагрузок проектируемой электрической сети

Параметр	ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5	ПС6
$P_{ПС}$, МВт	15	39	30	31	27	34
$\cos \varphi / \tan \varphi$	0,88/0,54	0,83/0,67	0,8/0,75	0,86/0,59	0,89/0,51	0,81/0,72
$Q_{ПС}$, МВт	8,1	26,1	22,5	18,3	13,8	24,5
$S_{ПС}$, МВт	17,1	46,9	37,5	36,0	30,3	41,9

Рассчитанные значения реактивной и полной мощностей подстанций проектируемой электрической сети наносятся на расчётные схемы для определения расчёта перетоков мощности в электрической сети (шестого и восьмого вариантов конфигурации сети).

На данных схемах обозначены:

- нагрузка в узлах схемы;
- значения и направления перетоков мощности (без учёта потерь);
- значение нагрузок в узлах сети.

Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети Оренбургского района одноимённой области (шестой вариант конфигурации сети) приведена на рисунке 3.

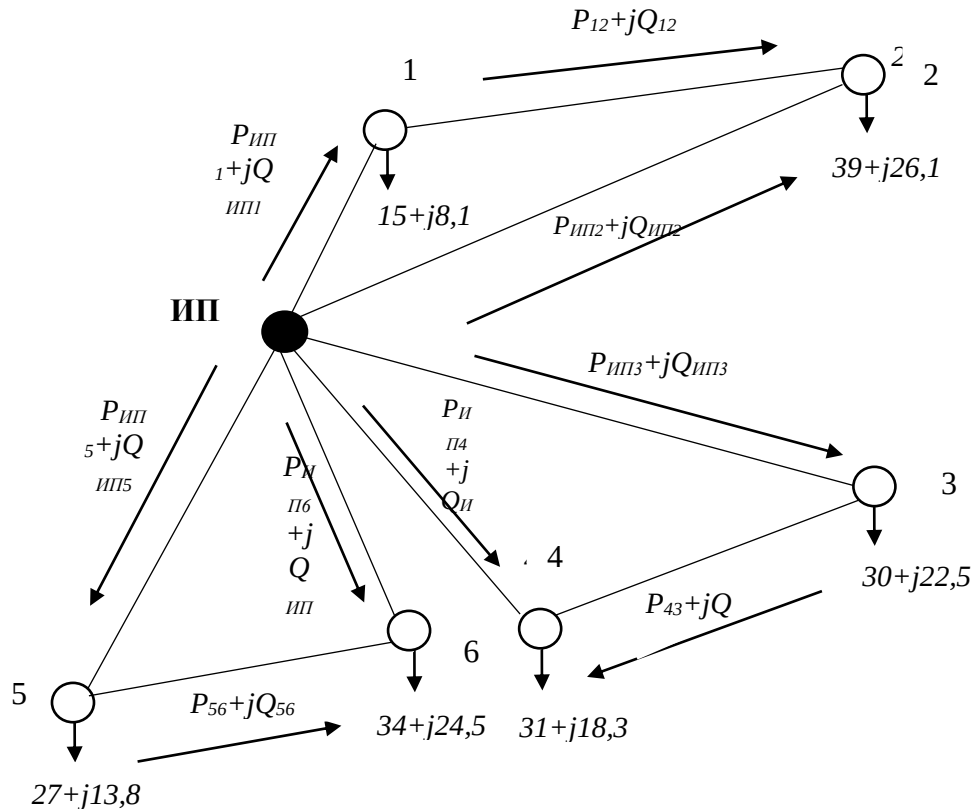


Рисунок 3 – Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети (шестой вариант конфигурации электрической сети)

Осуществляется расчёт перетоков мощности для шестого варианта конфигурации электрической сети (рисунок 3).

Для схемы применяется расчёт частного случая согласно её конфигурации (не в общем виде).

$$P_{ИП1} + jQ_{ИП1} = \frac{(P_1 + jQ_1(l_{12} + l_{A2})) + (P_2 + jQ_2(l_{ИП2}))}{l_{12} + l_{ИП2}};$$

$$P_{ИП1} + jQ_{ИП1} = \frac{(15 + j8,1(22,5 + 10)) + (39 + j26,1(10))}{22,5 + 10} = 27 + j16,1;$$

$$P_{ИП2} + jQ_{ИП2} = \frac{(P_2 + jQ_2(l_{12} + l_{A1})) + (P_1 + jQ_1(l_{ИП1}))}{l_{12} + l_{ИП1}};$$

$$P_{ИП2} + jQ_{ИП2} = \frac{(39 + j26,1(22,5 + 10)) + (15 + j8,1(10))}{22,5 + 10} = 43,6 + j28,6;$$

$$P_{12} + jQ_{12} = (P_{ИП1} + jQ_{ИП1} + P_{ИП2} + jQ_{ИП2}) - (P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2);$$

$$\begin{aligned}
P_{12} + jQ_{12} &= (27 + j16,1 + 43,6 + j28,6) - (15 + j8,1 + 39 + j26,1) = \\
&= 16,6 + j10,5; \\
P_{III3} + jQ_{III3} &= \frac{(P_3 + jQ_3(l_{34} + l_{III4})) + (P_4 + jQ_4(l_{III4}))}{l_{34} + l_{III4}}; \\
P_{III3} + jQ_{III3} &= \frac{(30 + j22,5(10 + 25)) + (31 + j18,3(25))}{10 + 25} = \\
&= \frac{1825 + j1245}{35} = 52,1 + j35,6; \\
P_{III4} + jQ_{III4} &= \frac{(P_4 + jQ_4(l_{34} + l_{III3})) + (P_3 + jQ_3(l_{III3}))}{l_{34} + l_{III3}}; \\
P_{III4} + jQ_{III4} &= \frac{(31 + j18,3(10 + 15)) + (30 + j22,5(15))}{10 + 15} = \\
&= \frac{1225 + j795}{25} = 49 + j31,8; \\
P_{34} + jQ_{34} &= (P_{III3} + jQ_{III3} + P_{III4} + jQ_{III4}) - (P_3 + jQ_3 + P_4 + jQ_4); \\
P_{34} + jQ_{34} &= (52,1 + j35,6 + 49 + j31,8) - (31 + j18,3 + 30 + j22,5) = \\
&= 40,1 + j26,6; \\
P_{III5} + jQ_{III5} &= \frac{(P_5 + jQ_5(l_{56} + l_{III6})) + (P_6 + jQ_6(l_{III6}))}{l_{56} + l_{III6}}; \\
P_{III5} + jQ_{III5} &= \frac{(27 + j13,8(15 + 30)) + (34 + j24,5(30))}{15 + 30} = \\
&= \frac{2235 + j1356}{45} = 49,7 + j30,1; \\
P_{III6} + jQ_{III6} &= \frac{(P_6 + jQ_6(l_{56} + l_{III5})) + (P_5 + jQ_5(l_{III5}))}{l_{56} + l_{III5}}; \\
P_{III6} + jQ_{III6} &= \frac{(34 + j24,5(15 + 15)) + (27 + j13,8(15))}{15 + 15} = \\
&= \frac{1425 + j942}{30} = 47,5 + j31,4; \\
P_{56} + jQ_{56} &= (P_{III5} + jQ_{III5} + P_{III6} + jQ_{III6}) - (P_5 + jQ_5 + P_6 + jQ_6); \\
P_{56} + jQ_{56} &= (49,7 + j30,1 + 47,5 + j31,4) - (27 + j13,8 + 34 + j24,5) = \\
&= 36,2 + j23,2.
\end{aligned}$$

Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети (восьмой вариант конфигурации сети) приведена на рисунке 4.

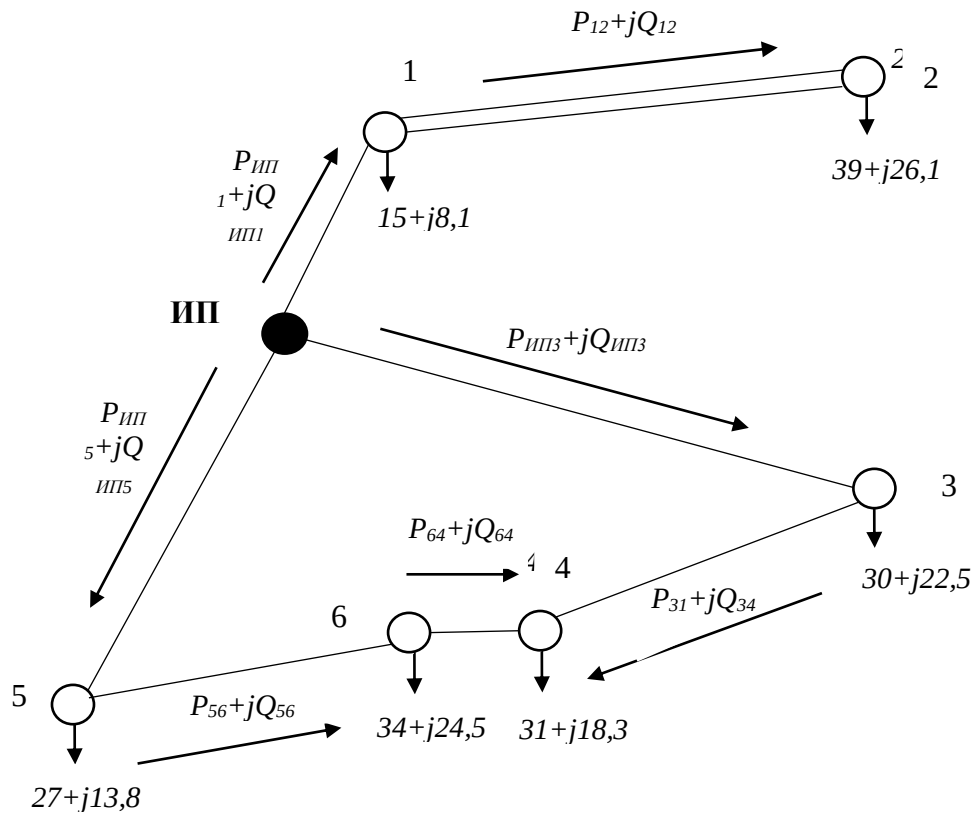


Рисунок 4 – Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети (восьмой вариант конфигурации электрической сети)

Осуществляется расчёт перетоков мощности для восьмого варианта конфигурации электрической сети (рисунок 4).

Для схемы применяется расчёт частного случая согласно её конфигурации (не в общем виде).

$$\begin{aligned}
 P_{12} + jQ_{12} &= P_2 + jQ_2 = 39 + j26,1; \\
 P_{ИП1} + jQ_{ИП1} &= (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) = 15 + j8,1 + 39 + j26,1 = 54 + j34,2; \\
 P_{ИП3} + jQ_{ИП3} &= \frac{(P_3 + jQ_3(l_{34} + l_{46} + l_{56})) + (P_4 + jQ_4(l_{46} + l_{56})) + (P_6 + jQ_6(l_{56}))}{l_{34} + l_{46} + l_{56} + l_{35}};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{III3} + jQ_{III3} &= \frac{(30 + j22,5(10 + 35 + 15)) + (31 + j18,3(35 + 15)) + (34 + j24,5(15))}{15 + 20 + 10 + 35} = \\
&= \frac{(30 + j22,5(60)) + (31 + j18,3(50)) + (34 + j24,5(15))}{80} = \\
&= \frac{1800 + j1350 + 1550 + j915 + 510 + j367,5}{80} = \frac{3860 + j2632,5}{80} = 48,3 + j32,9; \\
P_{56} + jQ_{56} &= \frac{(34 + j24,5(10 + 35 + 20)) + (31 + j18,3(10 + 20)) + (30 + j22,5(20))}{10 + 35 + 20 + 15} = \\
&= \frac{(34 + j24,5(65)) + (31 + j18,3(30)) + (30 + j22,5(20))}{10 + 35 + 20 + 15} = \\
&= \frac{2210 + j1592,5 + 930 + j549 + 600 + j450}{80} = \frac{3740 + j2591,5}{80} = 46,8 + j32,4; \\
P_{34} + jQ_{34} &= P_{III3} + jQ_{III3} - P_3 + jQ_3 = (48,3 + j32,9) - (30 + j22,5) = \\
&= 18,3 + j10,4; \\
P_{64} + jQ_{64} &= P_{56} + jQ_{56} - P_6 + jQ_6 = (46,8 + j32,4) - (34 + j24,5) = 12,8 + j7,9; \\
P_{III5} + jQ_{III5} &= P_{56} + jQ_{56} + P_{53} + jQ_{53} + P_5 + jQ_5 = \\
&= 48,3 + j32,9 + 46,8 + j32,4 + 27 + j13,8 = 122,1 + j79,1.
\end{aligned}$$

Полученные результаты расчётов перетоков мощности для шестого и восьмого варианта конфигурации электрической сети используются в работе далее.

2.4 Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств

«Необходимая величина компенсируемой реактивной мощности» [5]:

$$Q_k = P_{ПС} (tg\varphi_{ПС} - tg\varphi_{жс}), \text{ МВА}, \quad (5)$$

где $P_{ПС}$ —«активная мощность нагрузки подстанции, МВт» [5];

$tg\varphi_{ПС}$ - «естественный коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции» [5];

$tg\varphi_{жс}$ - «желаемый коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции» [5].

При наличии 2-х трансформаторов количество компенсирующих устройств (КУ) должно быть парным [6].

Согласно исходным данным, на всех ПС преобладают потребители I и II категорий, поэтому все ПС районной сети выполняются двухтрансформаторными [1].

Также, согласно [1], выбор КУ необходимо производить таким образом, чтобы не было перекомпенсации реактивной электроэнергии, т.е. $Q_{ку} > Q_{ку}$.

Для подстанции №1 необходимая величина компенсируемой реактивной мощности определяется по формуле (5)

$$Q_k = 15(0,54 - 0,408) = 1,98 \text{ МВар}.$$

Выбирается парное количество КУ, принимается для установки на ПС-1 проектируемой электрической районной сети 2 конденсаторные установки типа 2хУКРЛ56-10,5-900-450 [3].

Выбранные современные отечественные конденсаторные установки производятся предприятием ООО «СКЗ «КВАР» (Серпуховский конденсаторный завод).

Они предназначены для установки в закрытых помещениях, поэтому устанавливаются в шкафах 10 кВ в КРУ-10 кВ на понизительных подстанциях (ПС-110/10 кВ) проектируемой электрической сети Оренбургского района.

Аналогично с использованием формулы (5) выбирается мощность и типы КУ других подстанций проектируемой электрической сети района, результаты выбора сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты выбора компенсирующих устройств на ПС проектируемой электрической сети

Номер ПС	$P_{ПС}$, МВт	$tg\varphi_{ПС}$	$tg\varphi_{жс}$	Q_K , МВАр	Q_{KV} , МВАр	Количество и тип КУ
1	15	0,54	0,408	2,0	$2 \times 0,9 = 1,8$	2×УКРЛ56-10,5-900-450
2	39	0,67		10,2	$2 \times 4,95 = 9,9$	2×УКРЛ56-10,5-4950-450
3	30	0,75		10,3	$2 \times 4,95 = 9,9$	2×УКРЛ56-10,5-4950-450
4	31	0,59		5,6	$2 \times 2,7 = 5,4$	2×УКРЛ56-10,5-2700-450
5	27	0,51		2,8	$2 \times 1,35 = 2,7$	2×УКРЛ56-10,5-1350-450
6	34	0,72		10,6	$2 \times 4,95 = 9,9$	2×УКРЛ56-10,5-4950-450

Все конденсаторные установки, выбранные в работе, рассчитаны на условия умеренного климата, что также учитывалось при их выборе.

Дальнейший расчёт проводится с учётом работы компенсирующих устройств реактивной мощности.

Реактивная нагрузка подстанции после установки КУ [5]

$$Q_{ПС'} = Q_{ПС} + Q_{KV}. \quad (6)$$

Полная нагрузка подстанции после установки КУ S , МВА [5]

$$S'_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q'_{ПС}^2}. \quad (7)$$

Результаты перерасчёта мощностей понизительных подстанций проектируемой районной электрической сети, с учётом установки на них компенсирующих устройств для осуществления процесса компенсации реактивной мощности, сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты перерасчёта мощностей подстанций районной электрической сети с учётом компенсации реактивной мощности

Номер подстанции	Активная нагрузка подстанции, $P_{ПС}$, МВт	Реактивная нагрузка подстанции до установки КУ, $Q_{ПС}$, Мвар	Мощность КУ $Q_{КУ}$, Мвар	Реактивная нагрузка подстанции после установки КУ, $Q_{ПС}'$, Мвар	Полная нагрузка подстанции после установки КУ $S'_{ПС}$, МВА
1	15	8,1	1,8	9,9	18,0
2	39	26,1	9,9	36,0	53,1
3	30	22,5	9,9	32,4	44,2
4	31	18,3	5,4	23,7	39,0
5	27	13,8	2,7	16,5	31,6
6	34	24,5	9,9	34,4	48,4

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 электрической сети

Выбор мощности силовых трансформаторов понизительных подстанций согласно [5]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}. \quad (8)$$

Расчетные мощности силовых трансформаторов на понизительных подстанциях проектируемой электрической сети проверяются с учётом загрузки нормального режима согласно [5]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (9)$$

Расчетные мощности силовых трансформаторов проверяются с учётом аварийной перегрузки согласно [5]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (10)$$

Для ПС-1 районной сети расчётная мощность силового трансформатора

$$S_{ном.т} \geq \frac{18}{1,4} = 12,9 \text{ МВА}.$$

Выбирается для установки на понизительной ПС-1 районной сети трансформатор ТДН-16000/110-У1 [3].

Согласно (9)

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot 18}{16} = 0,56.$$

Согласно (10)

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{18}{16} = 1,13.$$

Выбор и проверки остальных трансформаторов сети проведены аналогично и результаты выбора сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки силовых трансформаторов на понижающих трансформаторных подстанциях районной сети

Номер подстанции	$S_{ТП}$, МВА	Число трансформаторов, шт	$S_{ном.т}$, МВА	Марка трансформаторов	$K_3^{НОР}$	K_3^{AB}
1	18,0	2	16	ТДН-16000/110-У1	0,56	1,13

Продолжение таблицы 8

Номер подстанции	$S_{ТП}$, МВА	Число трансформаторов, шт	$S_{ном.т}$, МВА	Марка трансформаторов	$K_3^{НОР}$	K_3^{AB}
2	53,1	2	40	ТДН-40000/110-У1	0,66	1,33
3	44,2	2	32	ТДН-32000/110-У1	0,69	1,38
4	39,0	2	32	ТДН-32000/110-У1	0,61	1,22
5	31,6	2	25	ТДН-25000/110-У1	0,63	1,26
6	48,4	2	40	ТДН-40000/110-У1	0,61	1,21

2.6 Выбор сечения проводников электрической сети

Для выбора сечения проводников ВЛЭП-110 кВ для питания понизительных ПС-110/10 кВ проектируемой электрической сети района, необходимо рассчитать их рабочий ток нормального режима работы по следующему условию

$$I_{\max.вет.} = \frac{S_{\max.вет.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot 10^3, A, \quad (11)$$

где n – количество цепей.

Значение максимального расчётного тока линии с учётом подключения дополнительной нагрузки (резервирования) в схеме ПС-110/10 кВ проектируемой электрической сети района, где есть потребители 1 категории надёжности (с учётом двух источников питания)

$$I_{p.\max} = 1,4 I_p. \quad (12)$$

Проверка выбранного сечения линии в послеаварийном режиме работы системы [1]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max.вет}}, A. \quad (13)$$

где $I_{\text{доп}}$ – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии [4];

$I_{\text{max.вет}}$ – максимальный расчётный ток ветви (линии).

Выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 110 кВ ПС-110/10 кВ проектируемой электрической сети района) в работе осуществляется непосредственно по экономической плотности тока таким образом:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (14)$$

где $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы, а также в зависимости от типа и марки проводника (кабель или воздушная линия), А/мм².

Число часов использования максимальной перетекания мощности по ВЛ-110 кВ для ПС-110/10 кВ проектируемой электрической сети района составит 5500 ч, тогда экономическая плотность тока согласно [4] равна $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм². В работе проводится выбор сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ участка ИП-1 шестого варианта конфигурации сети по приведенным выше условиям выбора и проверки (11) – (14)

$$\begin{aligned} S_{\text{max.вет.}} &= \sqrt{P_{\text{max.вет.}}^2 + Q_{\text{max.вет.}}^2} = \sqrt{27^2 + 16,1^2} = 31,4 \text{ МВА.} \\ I_{\text{max.вет.}} &= \frac{31,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 82,4 \text{ А.} \\ F_{\text{э,р}} &= \frac{82,4}{1,1} = 74,9 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Принимается провод ВЛ-110 кВ марки АС-70/11 со стандартным сечением $F_{cm} = 70/11 \text{ мм}^2$ [1].

Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ участка ИП-1 шестого варианта конфигурации сети в послеаварийном режиме работы системы электроснабжения выполняется

$$265 \geq 82,4, A.$$

Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ участка ИП-1 шестого варианта конфигурации сети по условиям коронирующего разряда и механической прочности выполняется

$$70 = 70, \text{мм}^2.$$

Окончательно принимается на ВЛ-110 кВ участка ИП-1 шестого варианта конфигурации проектируемой районной сети провод АС-70/11 с допустимым током, равным $I_{дон} = 265 \text{ А}$. Результаты для шестого варианта конфигурации сети приведены в таблице 9, для восьмого варианта – в таблице 10.

Таблица 9 – Результаты выбора и проверки сечений проводников ВЛ-110 кВ шестого варианта конфигурации районной сети

Участок сети	$S_{\text{max.вет.}}, \text{МВА}$	Ток, А		Сечение по условию, мм^2		Марка провода	$I_{дон}, \text{А}$
		$I_{\text{max.вет.}}$	$F_{э,р}$	$j_э$	Короны		
ИП-1	31,4	84,2	74,9	70	70	АС-70/11	265
ИП-2	52,1	136,7	124,2	120	70	АС-120/27	375
ИП-5	58,1	152,5	138,2	150	70	АС-150/24	450
ИП-6	56,9	149,3	135,7	150	70	АС-150/24	450
ИП-3	63,1	165,6	150,5	150	70	АС-150/24	450
ИП-4	58,4	153,3	139,4	150	70	АС-150/24	450
1-2	19,6	51,4	46,7	50	70	АС-70/11	265
5-6	43,0	112,8	102,5	95	70	АС-120/27	375
3-4	48,1	126,2	114,7	120	70	АС-120/27	375

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки сечений проводников ВЛ-110 кВ восьмого варианта конфигурации районной сети

Участок сети	$S_{\max, \text{вет.}}, \text{ МВА}$	Ток, А		Сечение по условию, мм ²		Марка провода	$I_{доп}, \text{ А}$
		$I_{\max, \text{вет.}}$	$I_{\text{послеавар.}}$	$j_{\text{э}}$	Короны		
ИП-1	63,9	335,4	469,5	400	70	АС-400	825
1-2	46,9	246,2	344,6	300	70	АС-300	690
ИП-5	145,5	763,7	1069,1	700	70	АС-700	1180
ИП-3	58,4	306,5	429,1	400	70	АС-400	825
5-6	56,9	298,6	418,1	400	70	АС-400	825
6-4	15,1	79,3	110,9	95	70	АС-95	330
4-3	20,9	109,7	153,6	120	70	АС-120	375

В результате выполнения расчёта по выбору и проверке сечений проводников ВЛ-110 кВ показано, что в шестом варианте конфигурации сети (таблица 9) сечения проводников значительно меньше, чем в восьмом варианте сети (таблица 10).

2.7 Выбор главных схем электрических соединений электрической сети

Данные положения необходимо обязательно соблюсти в работе при выборе схем главных схем электрических соединений электрической сети. В работе на стороне 110 кВ имеются подстанции следующих типов: проходная и тупиковая. Для тупиковых подстанций проектируемой электрической сети выбирается схема главных электрических соединений электрической сети, представленная на рисунке 5, а, для проходных – схема, которая представлена на рисунке 5, б.

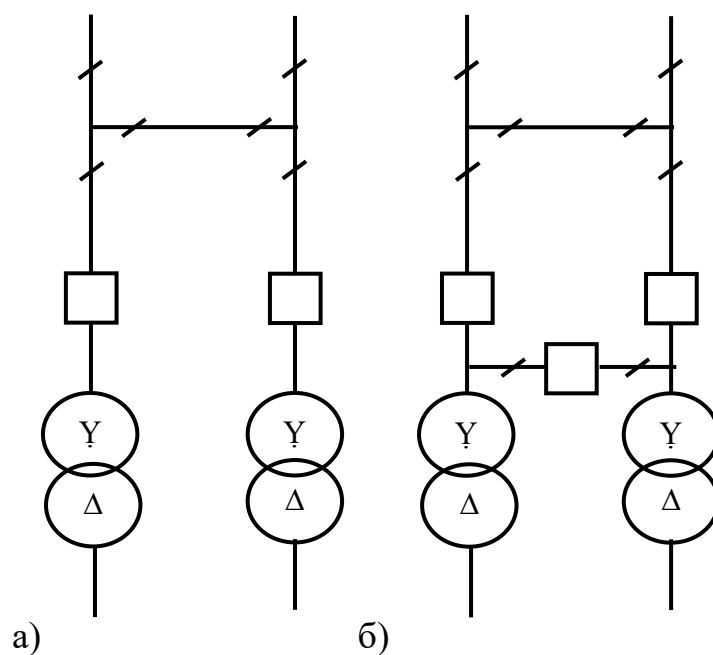


Рисунок 5 – Выбор схем электрических соединений на стороне 110 кВ:
а – для тупиковых подстанций; б – для проходных подстанций

Принимается схема главных электрических соединений электрической сети РУ 10 кВ с необходимым уровнем резервирования – «одиночная секционированная на две секции система сборных шин с устройством автоматического включения резерва (АВР)» [4] (рисунок 6).

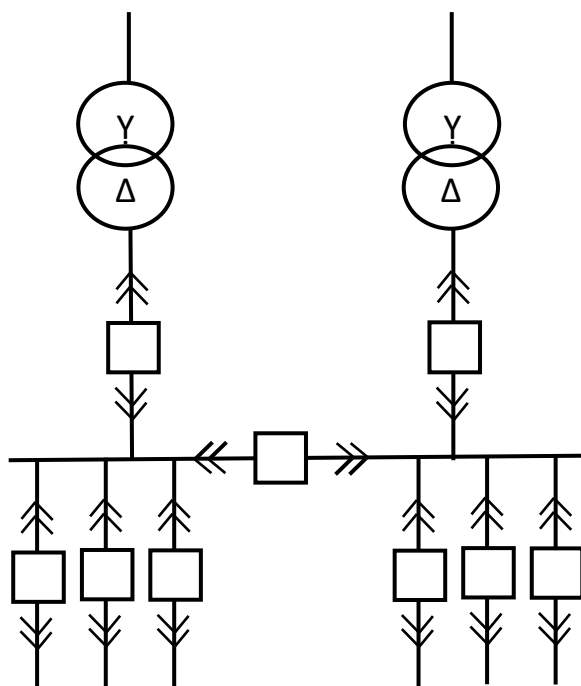


Рисунок 6 – Выбор схем электрических соединений на стороне 10 кВ (схема «одиночная секционированная на две секции система сборных шин» [4])

В графической части на листе 2 представлена схема электрических соединений выбранной конфигурации.

2.8 Окончательный выбор конфигурации электрической сети на основе технико – экономического расчёта

Окончательный выбор конфигурации электрической сети проводится на основании технико – экономического расчёта [8,12,13].

«Величина приведенных затрат» в проектируемой районной электрической сети согласно [13]:

$$Z = E_n K + I, \quad (14)$$

где E_n – «нормативный коэффициент эффективности вложений» [13];

K – «капитальные затраты на сооружение электрической сети» [13];

I – «годовые эксплуатационные расходы» [13].

Суммарные капиталовложения в РЭС определяются их суммой [13]:

$$K = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}}. \quad (15)$$

Результаты расчёта капиталовложений в линии электропередач и подстанций для шестого варианта конфигурации сводятся в таблицу 11 (воздушные линии) и в таблицу 12 (понижающие подстанции).

Таблица 11 – Результаты расчёта капиталовложений в ЛЭП (6 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	Участок сети								
	ИП-1	ИП-2	ИП-5	ИП-6	ИП-3	ИП-4	1-2	5-6	4-3
Марка провода	АС-70/11	АС-120/27	АС-150/24	АС-150/24	АС-150/24	АС-150/24	АС-70/11	АС-120/27	АС-120/27
Длина участка (с учётом двучепных линий), км	10	10	15	30	15	25	22,5	15	10
Стоимость 1 км линии, тыс. руб./км	75,5	120	143,6	143,6	143,6	143,6	75,5	120	120
Стоимость линии, тыс. руб.	755	1200	2154	4308	2154	3590	1699	1800	1200
Суммарные капиталовложения в линии, тыс. руб.	18860								

Таблица 12 – Результаты расчёта капиталовложений в ПС (6 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	ПС					
	1	2	3	4	5	6
Тип силовых трансформаторов	2хТДН-16000/110-У1	2хТДН-40000/110-У1	2хТДН-32000/110-У1	2хТДН-32000/110-У1	2хТДН-25000/110-У1	2хТДН-40000/110-У1
Стоимость трансформаторов, тыс. руб.	2×4000	2×8000	2×6000	2×6000	2×5000	2×8000
Стоимость ячейки с ВВН, тыс. руб.	3×1000	3×1000	3×1000	3×1000	3×1000	3×1000
Стоимость КУ, тыс. руб.	2×102	2×252	2×252	2×204	2×160	2×252
Суммарные капиталовложения в ПС, тыс. руб.	94444					

Суммарные капиталовложения в электрическую сеть по 6 варианту:

$$K = 18860 + 94444 = 113304 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта капиталовложений в линии электропередач и подстанций для восьмого варианта сводятся в таблицу 13и 14.

Таблица 13 – Результаты расчёта капиталовложений в ЛЭП (8 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	Участок сети						
	ИП-1	1-2	ИП-5	ИП-3	5-6	6-4	4-3
Марка провода	АС-400	АС-300	АС-700	АС-400	АС-400	АС-95	АС-120
Длина участка (с учётом двучепных линий), км	10	15	22,5	20	15	35	10
Стоимость 1 км линии, тыс. руб./км	210	182	250	210	210	122	120
Стоимость линии, тыс. руб.	2100	2730	5625	4200	3150	4270	1200
Суммарные капиталовложения в линии, тыс. руб.	23235						

Таблица 14 – Результаты расчёта капиталовложений в ПС (8 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	ПС					
	1	2	3	4	5	6
Тип силовых трансформаторов	2хТДН-16000/110-У1	2хТДН-40000/110-У1	2хТДН-32000/110-У1	2хТДН-32000/110-У1	2хТДН-25000/110-У1	2хТДН-40000/110-У1
Стоимость трансформаторов, тыс. руб.	2×4000	2×8000	2×6000	2×6000	2×5000	2×8000
Стоимость ячейки с выключателями, тыс. руб.	3×1000	2×1000	3×1000	3×1000	3×1000	3×1000
Стоимость КУ, тыс. руб.	2×102	2×252	2×252	2×204	2×160	2×252
Стоимость подстанции, тыс. руб.	11204	18504	15504	15408	13320	19504
Суммарные капиталовложения в ПС, тыс. руб.	93444					

Суммарные капиталовложения в электрическую сеть по 8 варианту конфигурации сети:

$$K = 23235 + 93444 = 116679 \text{ тыс.руб.}$$

«Годовые эксплуатационные расходы» [13]

$$I = I_a + I_{\text{э}} + I_{\Delta W}, \quad (16)$$

где I_a —«издержки на амортизацию» [13];

$I_{\text{э}}$ - «издержки на эксплуатацию» [13];

$I_{\Delta W}$ - «затраты на возмещение потерь электроэнергии» [13].

«Издержки на амортизацию» [13]:

$$I_a = \frac{a_p}{100} K, \quad (17)$$

где a_p —«коэффициент амортизации, %, принимаемый по» [5].

«Эксплуатационные издержки» [13]:

$$I_{\text{э}} = \frac{\text{э}_p}{100} K, \quad (18)$$

где э_p —«отчисления на ремонты и обслуживание элементов, %» [5].

«Затраты на возмещение потерь электроэнергии» [13]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot \text{Ц}, \quad (19)$$

где ΔW —«расчётные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта в эксплуатацию» [13];

Ц —«тариф на электроэнергию» [13].

Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов по 6 варианту конфигурации сети линий и подстанций сводятся в таблицу 15 (линии) и таблицу 16 (подстанции).

Таблица 15 – Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов на ЛЭП (6 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	Участок сети								
	ИП-1	ИП-2	ИП-5	ИП-6	ИП-3	ИП-4	1-2	5-6	4-3
Издержки на амортизацию, тыс. руб., ($a_p = 6,7 \%$)	82,1	144,4	244,8	489,6	244,8	408,0	189,2	216,6	144,4
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб., ($\varepsilon_p = 0,8 \%$)	10,1	17,2	29,2	58,5	29,2	48,7	22,6	25,9	17,2
Потери электроэнергии в линии, МВт·ч,	0,52	0,94	1,05	1,04	1,12	1,02	0,11	0,73	0,76
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	1,47	2,66	2,97	2,94	3,17	2,89	0,31	2,07	2,15
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.	93,67	164,26	276,97	550,44	277,17	459,59	212,11	244,57	163,75
Всего, тыс. руб.	2342,5								

Таблица 16 – Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов на ПС (6 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	ПС					
	1	2	3	4	5	6
Издержки на амортизацию, тыс. руб., ($a_p = 6,7 \%$)	750,7	1239,8	1038,8	1032,4	892,4	1306,8
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб., ($\varepsilon_p = 5,9 \%$)	661,0	1091,7	914,7	909,1	785,9	1150,7
Потери электроэнергии в трансформаторах, МВт·ч.	0,5	1,2	0,9	0,9	0,7	1,2
в том числе: холостого хода, МВт·ч	0,1	0,4	0,3	0,3	0,2	0,4
нагрузочные, МВт·ч	0,4	0,8	0,6	0,6	0,5	0,8
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	1,42	3,40	2,55	2,55	1,98	3,40
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.	1413,1	2334,9	1956,1	1944,1	1680,3	2460,9
Всего, тыс. руб.	11789,4					

«Суммарные годовые эксплуатационные расходы» [13] по 6 варианту конфигурации сети:

$$И = 17789,4 + 2342,5 = 20131,9 \text{ тыс.руб.}$$

Определяется «величина приведенных затрат» [13] по 6 варианту конфигурации сети:

$$З = 0,12 \cdot 113304 + 20131,9 = 33728,38 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов по 8 варианту конфигурации сети сводятся в таблицу 17 (линии электропередачи) и таблицу 18 (понижительные подстанции).

Таблица 17 – Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов на ЛЭП (8 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	Участок сети						
	ИП-1	1-2	ИП-5	ИП-3	5-6	6-4	4-3
Издержки на амортизацию, тыс. руб., ($a_p = 6,7 \%$)	121,27	162,81	309,04	242,54	181,91	286,09	99,16
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб., ($\varepsilon_p = 0,8 \%$)	14,48	19,44	36,90	28,96	21,72	34,16	11,84
Потери электроэнергии в линии, МВт·ч	0,52	0,54	1,12	0,42	0,30	0,67	0,22
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	1,47	1,53	3,17	1,19	0,85	1,89	0,62
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.	137,22	183,78	349,11	272,69	204,48	322,14	111,62
Всего, тыс. руб.	2581,04						

Таблица 18 – Результаты расчёта годовых эксплуатационных расходов на ПС (8 вариант конфигурации сети)

Определяемый показатель	ПС					
	1	2	3	4	5	6
Издержки на амортизацию, тыс. руб., ($a_p = 6,7 \%$)	750,7	1239,8	1038,8	1032,4	892,4	1306,8
Издержки на эксплуатацию, тыс. руб., ($\varepsilon_p = 5,9 \%$)	661,0	1091,7	914,7	909,1	785,9	1150,7
Потери электроэнергии в трансформаторах, МВт·ч.	0,5	1,2	0,9	0,9	0,7	1,2
в том числе: холостого хода, МВт·ч	0,1	0,4	0,3	0,3	0,2	0,4
нагрузочные, МВт·ч	0,4	0,8	0,6	0,6	0,5	0,8
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс. руб.	1,42	3,40	2,55	2,55	1,98	3,40
Годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.	1413,1	2334,9	1956,1	1944,1	1680,3	2460,9
Всего, тыс. руб.	11789,4					

«Суммарные годовые эксплуатационные расходы» [13] по 8 варианту конфигурации сети:

$$И = 17789,4 + 2581,04 = 20370,44 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат» [13] по 8 варианту конфигурации сети:

$$З = 0,12 \cdot 116679 + 20370,44 = 34371,92 \text{ тыс.руб.}$$

В результате выполнения технико – экономического расчёта установлено, что 6 вариант конфигурации электрической сети дешевле 8 варианта, поэтому окончательно принимается к выбору 6 вариант конфигурации сети.

Всё дальнейшие расчёты проводятся по данному варианту конфигурации сети.

2.9 Расчет режимов электрической сети

Проводится расчёт режимов электрической сети в максимальном режиме работы. Составляется схема замещения сети, приведённая в графической части работы на листе №3. Расчёт проводится на примере участка ИП-1. При расчёте используются результаты, полученные ранее при расчёте баланса мощностей.

Схема замещения линии 110 кВ приведена на рисунке 7.

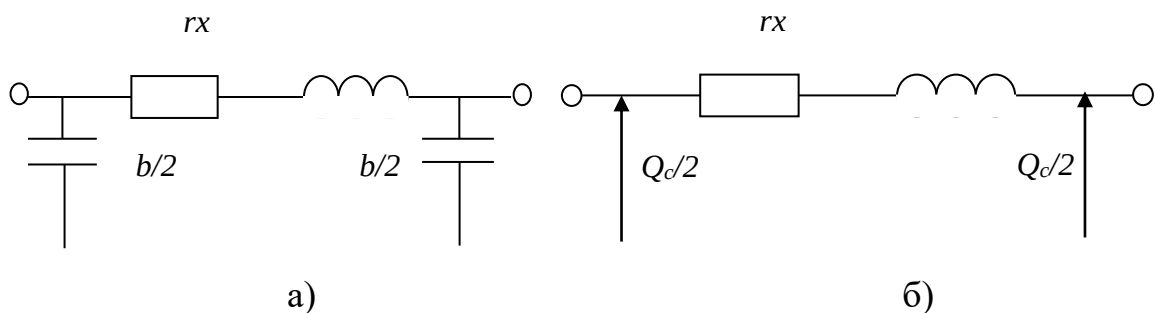


Рисунок 7 – Схема замещения линии 110 кВ

«Активное сопротивление и диаметр провода марки АС-70/11: $r_0 = 0,46$ Ом/км; $d_{np} = 11$ мм» [4].

«Среднегеометрическое расстояние между проводами» [4]

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}}, \text{ мм.}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} D_{мф} = \sqrt[3]{2} \cdot 4000 = 5040 \text{ мм.}$$

$$\lg \frac{D_{cp}}{d_{np}/2} = \lg \frac{5040}{11/2} = 2,67 \text{ Ом / км.}$$

«Погонные значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости» [4]

$$x_0 = 0,144 \cdot 2,67 + 0,0157 = 0,401 \text{ Ом / км};$$

$$b_0 = \frac{7,58}{2,67} \cdot 10^{-6} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}.$$

«Соотношение между активным и индуктивным сопротивлением» [4]

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0,46}{0,401} = 1,15, x_0 < r_0.$$

«Погонное значение зарядной мощности» [4]

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 b_0 = 110^2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} = 59,3 \text{ квар / км}.$$

«Зарядная мощность всей линии» [4]

$$Q_c = Q_{c0} l = 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 5,9 \text{ Мвар}.$$

«Мощность, передаваемая по одной цепи, и относительная величина зарядной мощности» [4]

$$I = jF = 1 \cdot 70 = 70 \text{ А}.$$

$$S_{пер} = \sqrt{3} I U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 70 \cdot 110 \cdot 10^{-3} = 13,3 \text{ МВА}.$$

$$Q_c = \frac{Q_c}{S_{пер}} \cdot 100 \% = \frac{5,9}{13,3} \cdot 100 \% = 44,2 \%.$$

Следовательно, «емкостная проводимость линии должна быть учтена» [4].

$$x_{\pi} = \frac{x_0 l}{2} = \frac{0,401 \cdot 10}{2} = 2,0 \text{ Ом};$$

$$r_{\pi} = \frac{r_0 l}{2} = \frac{0,46 \cdot 10}{2} = 2,3 \text{ Ом};$$

$$b/2 = \frac{2b_0 l}{2} = \frac{2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{2} = 2,74 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Q_c/2 = \frac{2Q_{c0} l}{2} = \frac{2 \cdot 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{2} = 5,93 \text{ Мвар}.$$

«Схема замещения» [4] трансформатора представлена на рисунке 8.

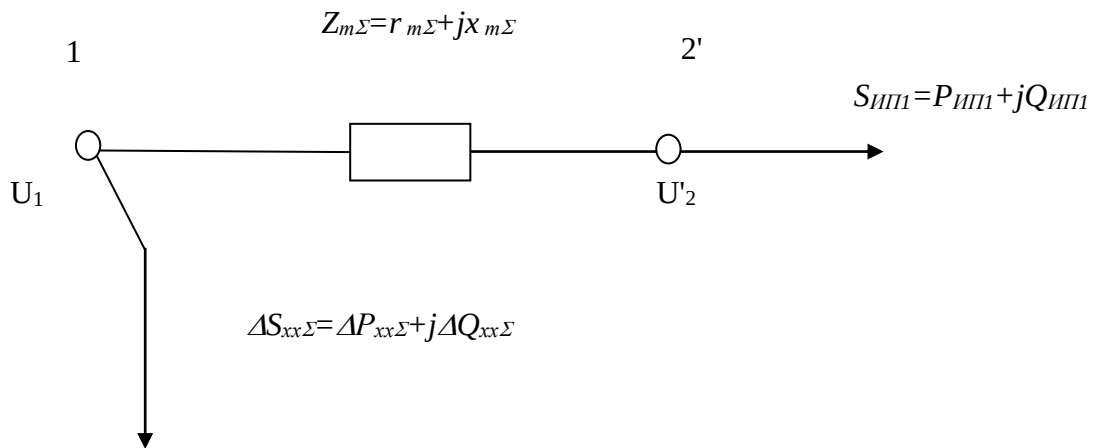


Рисунок 8 – Схема замещения силового трансформатора

Параметры замещения трансформатора, приведенные к стороне ВН:

$$r_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 3,1 \text{ Ом};$$

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 8,68 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{m \text{ ном}} = \frac{0,9}{100} \cdot 16 = 0,144 \text{ Мвар}.$$

Суммарные потери мощности в силовых трансформаторах понизительной подстанции ПС-1

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 3,1 + 0,028 = 0,10 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 8,68 + 0,144 = 0,34 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_{m\Sigma} = \sqrt{\Delta P_{m\Sigma}^2 + \Delta Q_{m\Sigma}^2} = \sqrt{0,1^2 + 0,34^2} = 0,35 \text{ МВА}.$$

Расчётная мощность подстанции в режиме максимальных нагрузок с учётом потерь в трансформаторах

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} - j\left(\frac{Q_{c1}}{2}\right) = 15 + j8,1 + 0,1 + j0,34 - j\frac{5,9}{2} = 15,1 + j5,49 \text{ МВА}.$$

Потокосцепление на участке ИП-1 (конец участка) определено в результате расчёта баланса активной и реактивной мощностей в электрической сети в работе ранее

$$S_{\kappa} = 27 + j16,1 \text{ МВА}.$$

Суммарные сопротивления на участке ИП-1 определяются суммой сопротивлений линий и трансформаторов.

В максимальном режиме для передачи мощности задействованы все линии и трансформаторы подстанций, поэтому

$$R_1 = r_l + r_m = 2,3 + 3,1 = 5,4 \text{ Ом};$$

$$X_1 = x_l + x_m = 2,0 + 8,68 = 10,68 \text{ Ом}.$$

«Потери мощности на участке ИП-1» [4]

$$\Delta P_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 5,4 = 0,40 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 10,68 = 0,87 \text{ Мвар}.$$

«Мощность в начале участка ИП-1» [4]

$$S_n = S_k + \Delta P_{A-1} + j\Delta Q_{A-1} = 27 + j16,1 + 0,4 + j0,87 = 27,4 + j16,97$$

«Падение напряжения на участке» [4]

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{жел}} = \frac{27,4 \cdot 5,4 + 16,97 \cdot 10,68}{117} = 2,81 \text{ кВ}.$$

«Напряжение в конце участка» [4]

$$U_1 = U_{жел} - \Delta U_1 = 117 - 2,81 = 114,19 \text{ кВ}.$$

Аналогично проводятся расчёты на других участках в максимальном режиме (таблицы 19 и 20).

Рассчитанные значения наносятся на графический лист №3.

Таблица 19 – Результаты расчёта расчётных нагрузок подстанций в максимальном режиме

Определяемый параметр	Номер подстанции					
	1	2	3	4	5	6
Мощность нагрузки, МВА	15 + j8,1	39 + j26,1	30 + j22,5	31 + j18,3	27 + j13,8	34 + j24,5
Потери мощности в трансформаторах, МВА	0,10 + j0,34	0,32 + j0,94	0,28 + j0,83	0,26 + j0,81	0,18 + j0,46	0,33 + j0,98

Продолжение таблицы 19

Определяемый параметр	Номер подстанции					
	1	2	3	4	5	6
Зарядная мощность линий, примыкающих к подстанции, Мвар	2,95	7,28	3,30	4,50	3,38	2,08
Расчётная нагрузка подстанции, МВА	15,10+ j5,49	39,32+ j19,76	30,28+ j20,03	31,26+ j14,61	27,18+ j10,88	34,33+ j23,4

Таблица 20 – Результаты расчёта распределения мощностей и напряжений для участков в максимальном режиме

Определяемый параметр	Участок сети								
	A-1	A-2	A-5	A-6	A-3	A-4	1-2	5-6	4-3
Соппротивления участка, Ом	5,40+ j10,68	3,02+ j6,48	2,84+ j5,92	3,67+ j7,82	2,04+ j4,12	2,76+ j5,90	10,84+ j21,20	4,53+ j9,72	3,02+ j6,48
Мощность в конце участка, МВА	27,0+ j16,1	43,6+ j28,6	49,7+ j30,1	47,5+ j31,4	52,1+ j35,6	49,0+ j31,8	16,6+ j10,5	36,2+ j23,2	40,1+ j26,6
Потери мощности на участке, МВА	0,40 + j0,87	0,88 + j1,06	0,92 + j1,12	0,86 + j1,10	1,02 + j1,15	0,94 + j1,14	0,21 + j0,38	0,76 + j1,02	0,82 + j1,05
Мощность в начале участка, МВА	27,4+ j16,97	44,48+ j29,66	50,62+ j31,22	48,36+ j32,50	53,12+ j36,75	49,94+ j32,94	16,81+ j10,88	36,96+ j24,22	40,92+ j27,65
Напряжение в начале участка, кВ	117	117	117	117	117	117	117	117	117
Падение напряжения на участке, кВ	2,81	2,79	2,74	3,69	1,82	2,83	3,52	3,44	2,59
Напряжение в конце участка, кВ	114,19	114,21	114,26	113,31	115,18	114,17	113,48	113,56	114,41

Далее в работе проводятся аналогичные расчёты для послеаварийного режима работы проектируемой электрической сети района.

Расчёт в послеаварийном режиме в работе проводится на примере участка ИП-1 аналогично расчёту проектируемой электрической сети района в максимальном режиме, выполненному ранее.

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}}, \text{ мм.}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} D_{мф} = \sqrt[3]{2} \cdot 4000 = 5040 \text{ мм.}$$

$$\lg \frac{D_{cp}}{d_{np}/2} = \lg \frac{5040}{11/2} = 2,67 \text{ Ом / км.}$$

$$x_0 = 0,144 \cdot 2,67 + 0,0157 = 0,401 \text{ Ом / км;}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{2,67} \cdot 10^{-6} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 b_0 = 110^2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} = 59,3 \text{ квар / км.}$$

$$Q_c = Q_{c0} l = 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 5,9 \text{ Мвар.}$$

В послеаварийном режиме проектируемой электрической сети района в работе остаётся одна линия, поэтому

$$x_{л} = 0,5 \frac{x_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{0,401 \cdot 10}{2} = 1,0 \text{ Ом;}$$

$$r_{л} = 0,5 \frac{r_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{0,46 \cdot 10}{2} = 1,15 \text{ Ом;}$$

$$b/2 = 0,5 \frac{2b_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{2} = 1,37 \cdot 10^{-4} \text{ См;}$$

$$Q_c/2 = 0,5 \frac{2Q_{c0} l}{2} = 0,5 \cdot \frac{2 \cdot 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{2} = 2,97 \text{ Мвар.}$$

Для силовых трансформаторов проектируемой электрической сети района в послеаварийном режиме работы

$$r_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{B ном}^2}{S_{m ном}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 3,1 \text{ Ом;}$$

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{B ном}^2}{S_{m ном}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 8,68 \text{ Ом;}$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{m ном} = \frac{0,9}{100} \cdot 16 = 0,144 \text{ Мвар.}$$

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 3,1 + 0,028 = 0,10 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 8,68 + 0,144 = 0,34 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_{m\Sigma} = \sqrt{\Delta P_{m\Sigma}^2 + \Delta Q_{m\Sigma}^2} = \sqrt{0,1^2 + 0,34^2} = 0,35 \text{ МВА}.$$

Расчётная мощность подстанции ПС-1 в послеаварийном режиме с учётом «потерь в трансформаторах» [4]

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} - \frac{Q_{c1}}{2} = 15 + j8,1 + 0,1 + j0,34 - j2,97 = 15,1 + j6,97 \text{ МВА}.$$

«Потокосцепление на участке ИП-1 (конец участка) в послеаварийном режиме» [4]

$$S_{\kappa} = 27 + j16,1 \text{ МВА}.$$

«Суммарные сопротивления на участке ИП-1 в послеаварийном режиме» [4]

$$R_1 = r_l + r_m = 1,15 + 3,1 = 4,25 \text{ Ом};$$

$$X_1 = x_l + x_m = 1,0 + 8,68 = 9,68 \text{ Ом}.$$

«Потери мощности на участке ИП-1» [4]

$$\Delta P_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 4,25 = 0,35 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 9,68 = 0,79 \text{ Мвар}.$$

«Мощность в начале участка ИП-1» [4]

$$S_n = S_k + \Delta P_{A-1} + j\Delta Q_{A-1} = 27 + j16,1 + 0,35 + j0,79 = 27,35 + j16,89$$

«Падение напряжения на участке» [4]

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{жсл}} = \frac{27,35 \cdot 4,25 + 16,89 \cdot 9,68}{109} = 2,57 \text{ кВ.}$$

«Напряжение в конце участка» [4] определяется так:

$$U_1 = U_{жсл} - \Delta U_1 = 109 - 2,57 = 106,43 \text{ кВ.}$$

Аналогично проводятся расчёты на других участках в послеаварийном режиме.

Результаты расчёта в послеаварийном режиме работы расчётных нагрузок подстанций проектируемой электрической сети Оренбургского района приведены в таблице 21, распределения мощностей и напряжений для участков – в таблице 22.

Все полученные расчётные значения для послеаварийного режима наносятся на графический лист №3.

Таблица 21 – Результаты расчёта нагрузок ПС в послеаварийном режиме

Определяемый параметр	Номер подстанции					
	1	2	3	4	5	6
Мощность нагрузки, МВА	15 + j8,1	39 + j26,1	30 + j22,5	31 + j18,3	27 + j13,8	34 + j24,5
Потери мощности в трансформаторах, МВА	0,10 + j0,34	0,32 + j0,94	0,28 + j0,83	0,26 + j0,81	0,18 + j0,46	0,33 + j0,98
Зарядная мощность линий, примыкающих к подстанции, МВАр	1,48	3,64	1,65	2,25	1,69	1,04
Расчётная нагрузка подстанции, МВА	15,10+ j6,97	39,32 + j23,4	30,28+ j21,68	31,26+ j16,86	27,18+ j12,57	34,33+ j24,44

Таблица 22 – Результаты распределения мощностей и напряжений в послеаварийном режиме

Определяемый параметр	Участок сети								
	ИП-1	ИП-2	ИП-5	ИП-6	ИП-3	ИП-4	1-2	5-6	4-3
Сопротивление участка, Ом	4,25+ j9,68	2,49+ j5,37	2,12+ j5,07	3,16+ j6,38	1,89+ j3,19	1,98+ j4,68	8,42+ j16,32	3,82+ j7,94	2,47+ j4,85
Мощность в конце участка, МВА	27,0+ j16,1	43,6+ j28,6	49,7+ j30,1	47,5+ j31,4	52,1+ j35,6	49,0+ j31,8	16,6+ j10,5	36,2+ j23,2	40,1+ j26,6
Потери мощности на участке, МВА	0,35 + j0,79	0,82 + j1,01	0,86 + j1,03	0,78 + j0,98	0,97 + j1,05	0,86 + j1,02	0,18 + j0,27	0,67 + j0,89	0,71 + j0,87
Мощность в начале участка, МВА	27,35+ j16,89	44,42+ j29,61	50,56+ j31,13	48,28+ j32,38	53,07+ j36,65	49,86+ j32,82	16,78+ j10,77	36,87+ j24,09	40,81+ j27,47
Напряжение в начале, кВ	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Падение напряжения, кВ	2,57	2,41	2,38	3,25	1,68	2,53	3,22	3,19	2,36
Напряжение в конце, кВ	106,43	106,59	106,62	105,75	107,32	106,47	105,78	105,81	106,64

Полученные значения используются в работе далее.

2.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах понизительных подстанций электрической сети

Для выбора и проверки электрических аппаратов на подстанциях спроектированной электрической сети необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ) на сторонах 110 кВ и 10 кВ.

Расчёт проводится на примере ПС-4 в послеаварийном режиме, когда питание двух силовых трансформаторов осуществляется по одной ВЛ-110 кВ.

Нагрузка ПС-4 распределена на два участка (графические листы 2,3), расчётные параметры которых определены ранее и приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчёта токов КЗ на ПС-4

Определяемый параметр	Участок сети (послеаварийный режим)		Марка и количество трансформаторов
	ИП-4	3-4	
Мощность в конце участка, МВА	49,0+ j31,8	40,1+ j26,6	2хТДН-32000/110-У1
Мощность в начале участка, МВА	49,86+ j32,82	40,81+ j27,47	
Напряжение в начале участка, кВ	109	109	
Напряжение в конце участка, кВ	106,47	106,64	
Сопротивления участка, Ом	1,98+ j4,68	2,47+ j4,85	

Расчетная схема для расчёта короткого замыкания (КЗ) представлена на рисунке 9.

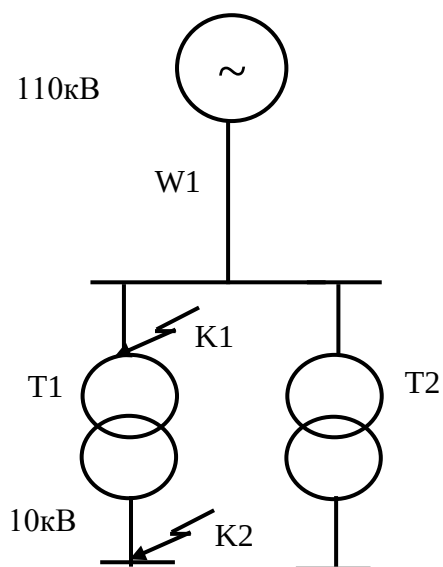


Рисунок 9 – Расчетная схема выбора точек короткого замыкания

Схема замещения представлена на рисунке 10.

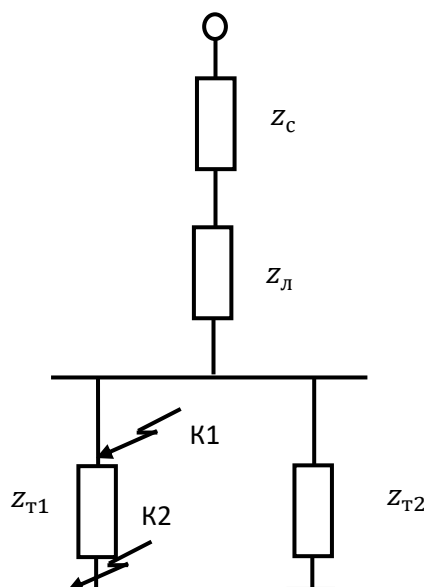


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Суммарное сопротивление системы определяется сопротивлениями участков сети, примыкающих к ПС-4

$$Z_c = Z_{3-4} + Z_{III-4}, \text{Ом.} \quad (20)$$

Полное сопротивление участков системы [5,10]

$$Z_i = \sqrt{R_i^2 + iX_i^2}, \text{Ом.} \quad (21)$$

$$Z_{III-4} = \sqrt{1,98^2 + 4,68^2} = 5,08 \text{ Ом.}$$

$$Z_{3-4} = \sqrt{2,47^2 + 4,85^2} = 5,44 \text{ Ом.}$$

$$Z_c = 5,08 + 5,44 = 10,52 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов ПС-4 определяются [5,10]:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.н.}^2}{S_n^2}, \text{ Ом.} \quad (22)$$

$$r_T = \frac{120 \cdot 115^2}{32^2 \cdot 10^3} = 2,54 \text{ Ом.}$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{в.н.}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (23)$$

$$x_T = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 32} = 55,6 \text{ Ом.}$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \text{ Ом.} \quad (24)$$

$$Z_T = \sqrt{2,54^2 + 55,6^2} = 55,66, \text{ Ом.}$$

Общее активное сопротивление линии [5,10]:

$$r_L = r_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (25)$$

где r_0 - удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км).

«Общее реактивное сопротивление линии» [10]:

$$x_L = x_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (26)$$

где x_0 – «удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км)» [10];

l – «длина линии (км)» [10].

«Общее сопротивление ЛЭП» [10]:

$$z_L = \sqrt{x_L^2 + r_L^2}, \text{ Ом} \quad (27)$$

Полное сопротивление линий электропередач, примыкающих к ПС-4:

$$Z_{\Sigma l} = Z_{l1} + Z_{l2}, \text{ Ом.} \quad (28)$$

По результатам, полученным во втором разделе работы, к ПС-4 примыкают воздушные линии электропередачи (ЛЭП) с параметрами:

- ЛЭП на участке ИП-4: «АС-150, $r_0 = 0,34$ Ом/км, $x_0 = 0,289$ Ом/км, $l = 25$ км)» [10];

- ЛЭП на участке 4-3: «АС-120, $r_0 = 0,27$ Ом/км, $x_0 = 0,297$ Ом/км, $l = 10$ км)» [10].

По приведённым формулам расчёта

$$\begin{aligned} r_{лИП-4} &= 0,21 \cdot 25 = 11,9 \text{ Ом.} \\ r_{л4-3} &= 0,27 \cdot 10 = 2,7 \text{ Ом.} \\ x_{лИП-4} &= 0,289 \cdot 25 = 10,61 \text{ Ом.} \\ x_{л4-3} &= 0,297 \cdot 10 = 2,97 \text{ Ом.} \\ z_{лИП-4} &= \sqrt{11,9^2 + 10,61^2} = 15,94 \text{ Ом.} \\ z_{л4-3} &= \sqrt{2,7^2 + 2,97^2} = 4,02 \text{ Ом.} \\ Z_{\Sigma} &= 15,94 + 4,02 = 19,96 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

«Периодическая составляющая тока короткого замыкания» [10]:

$$I_k = \frac{U_{ПAB}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}}, \text{ кА,} \quad (29)$$

где $U_{ПAB}$ – «напряжение в ПАВ режиме, кВ» [10];

Z_{Σ} – «суммарное сопротивление участка до точки КЗ» [10].

Ток КЗ [5,10]:

$$I_k = I_{к.б.} \frac{U_{б.}}{U_{ном}}. \quad (30)$$

Ударный ток КЗ [5,10]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} K_{y\partial} \cdot I_k \quad (31)$$

где $K_{y\partial}$ – «ударный коэффициент» [10].

Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 приведена на рисунке 11.

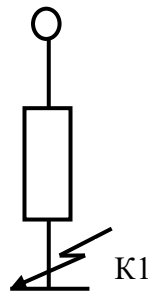


Рисунок 11 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К1

$$I_{K1} = \frac{109}{\sqrt{3}(10,52 + 19,96)} \approx 2,1 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,1 = 4,95 \text{ кА}$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К2 приведена на рисунке 12.

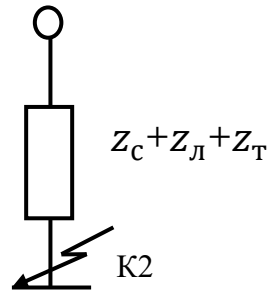


Рисунок 12 – Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К2

$$I_{K2} = \frac{109}{\sqrt{3}(10,52 + 19,96 + 55,66)} \cdot \frac{109}{10} \approx 7,97 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 7,97 = 15,74 \text{ кА}$$

Полученные значения токов КЗ применяются для проверки электрических аппаратов по условиям термической и динамической устойчивости.

2.11 Выбор электрических аппаратов на понизительных подстанциях электрической сети

Для защиты и коммутации присоединений напряжением 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ №4 спроектированной электрической сети района применяются высоковольтные выключатели, установленные в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ на ПС-110/10 кВ №4.

Для обеспечения безопасности проводимых работ с целью создания видимого разрыва в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ №4 применяются разъединители, а в РУ-10 кВ – втычные контакты ячеек типа КРУН (комплектные распределительные устройства наружной установки).

Для обеспечения питания вторичных цепей в схеме 110 кВ и 10 кВ используются трансформаторы тока и напряжения.

Для защиты от атмосферных перенапряжений вследствие удара молнии, а также от внутренних перенапряжений, в схеме ПС-110/10 кВ №4 применяются ограничители перенапряжения.

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

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (32)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (33)$$

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

$$I_{нт} \leq I_{откл}. \quad (34)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n), \quad (35)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (36)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (37)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (38)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (39)$$

Выбор электрических аппаратов высокого напряжения в спроектированной схеме рассмотрен на примере вводного выключателя в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ №4 электрической сети района.

Предварительно выбирается выключатель для установки в ОРУ 110 кВ типа ВМТ-110Б/1000/УХЛ1 [8] и производится его проверка по приведённым ранее условиям (32) – (39).

$$I_{раб.макс} = \frac{18,3 + i10,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{21,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 110,48 \text{ А.}$$

$$U_{ном} = 110 = U_{сети} = 110(\text{кВ}).$$

$$I_{ном} = 1000 > I_{расч} = 110,48(\text{А}).$$

$$I_{откл} = 20 > I_{к1} = 2,1(\text{кА}).$$

$$i_{пр.скв} = 52 > i_{ук1} = 4,95(\text{кА}).$$

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \text{с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 2,1^2 \cdot (5 + 0,02) = 22,14(\text{кА}^2 \text{с}).$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = 35 > \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot (1 + e^{\frac{-(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 16,8(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Окончательно выбирается выключатель для установки в ОРУ-110 кВ типа ВМТ-110Б/1000/УХЛ1.

Распределительное устройство 10 кВ представляет собой комплектное распределительное устройство внутренней установки. В виду этого, в РУ-10 кВ не устанавливаются разъединители, которые заменяются втычными контактами, что является существенным преимуществом данного типа ячеек.

ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ ПС-110/10 кВ №4 комплектуются соответствующими типами инновационных электрических аппаратов, выбор которых проводится аналогично выбору выключателя 110 кВ, приведённому ранее. Результаты выбора электрических аппаратов на ПС-110/10 кВ №4 проектируемой электрической сети района приведены в таблице 24 (110 кВ) и таблице 25 (10 кВ).

Таблица 24 – Результаты выбора электрических аппаратов напряжением 110 кВ на ПС-110/10 кВ №4 проектируемой электрической сети района

Наименование электрического аппарата	Марка (типономинал) электрического аппарата
Выключатель высокого напряжения	ВМТ-110Б/1000/УХЛ1
Разъединитель	РГ-110/1000У1
Трансформатор тока	ТВТ-110Б-1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1

Продолжение таблицы 24

Наименование электрического аппарата	Марка (типономинал) электрического аппарата
Ограничители перенапряжений	ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1

Таблица 25 – Результаты выбора электрических аппаратов напряжением 10 кВ на ПС-110/10 кВ №4 проектируемой электрической сети района

Наименование электрического аппарата	Марка (типономинал) электрического аппарата
Выключатель высокого напряжения	ВБКЭ-10-20/3600УХЛ
Трансформатор тока	ТЛО-10-М11АС
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ
Ограничители перенапряжений	ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1

Выбранные типы и марки электрических аппаратов номинальным напряжением 110 кВ и 10 кВ показаны в графической части работы.

Выводы по разделу 2:

В результате выполнения второго раздела работы, осуществлена практическая разработка районной электрической сети Оренбургского района Оренбургской области. В работе для дальнейшего проектирования окончательно приняты варианты конфигураций 6 и 8. Выбранные варианты обеспечат необходимое резервирование при питании потребителей I и II категорий надёжности, что является обязательным условием по заданию, а также согласно [1].

В результате проведённых расчётов на всех участках проектируемой сети в случае шестой и восьмой конфигурации принимается номинальное напряжение сети 110 кВ. Данный класс номинального напряжения принимается в работе в качестве питающего напряжения от энергосистемы для проектирования электрической сети района. Осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов на понижающих трансформаторных подстанциях районной сети.

Выбраны сечения проводников электрической сети. В результате выполнения расчёта по выбору и проверке сечений проводников ВЛ-110 кВ показано, что в шестом варианте конфигурации сети сечения проводников значительно меньше, чем в восьмом варианте сети, что является существенным преимуществом шестого варианта конфигурации районной электрической сети.

Установлено, что 6 вариант конфигурации электрической сети дешевле 8 варианта, поэтому окончательно принимается к выбору 6 вариант конфигурации сети.

Поэтому в работе за основу принят 6 вариант конфигурации, для которого детально рассмотрены расчёт электрических режимов, а также выбор и проектирование трансформаторных подстанций.

3 Обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети

3.1 Анализ производственных вредных и опасных факторов

Спроектированная электрическая сеть района состоит из шести трансформаторных подстанций ПС-110/10 кВ, а также линий электропередач напряжением 110 кВ. 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 нетоковедущим 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 маслонаполненном 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 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

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 работ 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 токоведущим 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.

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].

3.3 Разработка мероприятий по охране окружающей среды

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя;
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач оказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [2,3,11].

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния указанных выше электростанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [2,3,11]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя,
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Эти негативные воздействия происходят ежедневно в режиме их нормальной эксплуатации.

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния указанных выше электростанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

При проектировании ВЛ-110 кВ, питающих районные ПС-110/10 кВ, должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в [17,20], включающий следующие составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике.

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов, закреплено дополнительные обязанности предприятий, в том числе [14]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

На балансе предприятия насчитывается автотранспорт, из которых работает на бензине, дизельном топливе, сжатом газе. В наличии график проверки автотранспортных средств на содержание оксида углерода, углеводородов и задымлённости в отработанных газах автомобилей на 2021 год.

Замеры содержания оксида углерода и задымлённости в отработанных газах автомобилей проводятся один раз в полугодие.

На предприятии, обслуживающем спроектированную сеть района, выполнялся утвержден план мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферный воздух от стационарных источников загрязнения на 2020-2025 гг.

Сточные воды сохраняются до обезвреживания в специальном пруду-накопителе.

Техническое состояние накопителей удовлетворительное.

Возможности попадания неочищенных промышленных сточных вод в водные объекты вместе с ливневыми водами состоянию на 2021 года не установлено.

Производственная деятельность по соблюдению требований экологической безопасности в сфере обращения с отходами и ядовитыми веществами регламентируется соответствующими разрешениями, которые имеет предприятие.

Отходы, образующиеся в результате производственной деятельности предприятия, передаются другим для утилизации или удаления, согласно установленных договоров.

Выводы по разделу 3:

В результате выполнения третьего раздела работы, осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ в спроектированной районной электрической сети Оренбургского района Оренбургской области.

Установлены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на безопасность проведения работ.

Особое внимание уделено обязанностям обслуживающего персонала сети, обеспечивающие электробезопасность и сводящие травматизм до минимума.

Кроме того, в работе уделено внимание вопросам экологической безопасности, которые очень остро стоят на повестке дня в свете последних изменений климатических условий и катаклизмов в мире.

Соблюдение данных мероприятий обязательно к выполнению.

Заключение

В результате выполнения работы разработан проект районной электрической сети Оренбургского района Оренбургской области, состоящей из шести трансформаторных подстанций с первичным напряжением 110 кВ, обеспечивающих питанием потребителей указанного района на номинальном напряжении 10 кВ.

Проведён анализ исходных данных с приведением основных технических, нормативных, топографических и климатических характеристик проектируемой электрической сети Оренбургского района одноимённой области.

На основании анализа исходных данных, а также задания на проектирование, осуществлена практическая разработка районной электрической сети Оренбургского района Оренбургской области.

В работе для дальнейшего проектирования окончательно приняты варианты конфигураций 6 и 8. Выбранные варианты обеспечат необходимое резервирование при питании потребителей I и II категорий надёжности, что является обязательным условием по заданию, а также согласно нормативных документов.

В результате проведённых расчётов на всех участках проектируемой сети в случае шестой и восьмой конфигурации принимается номинальное напряжение сети 110 кВ. Данный класс номинального напряжения принимается в работе в качестве питающего напряжения от энергосистемы для проектирования электрической сети района.

Полученные результаты расчётов перетоков мощности для шестого и восьмого варианта конфигурации электрической сети используются в работе далее. Выбраны современные отечественные конденсаторные установки ООО «СКЗ «КВАР» (Серпуховский конденсаторный завод).

Осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов на понижающих трансформаторных подстанциях районной сети.

Выбраны сечения проводников электрической сети. В результате выполнения расчёта по выбору и проверке сечений проводников ВЛ-110 кВ показано, что в шестом варианте конфигурации сети сечения проводников значительно меньше, чем в восьмом варианте сети, что является существенным преимуществом шестого варианта конфигурации районной электрической сети.

Установлено, что 6 вариант конфигурации электрической сети дешевле 8 варианта, поэтому окончательно принимается к выбору 6 вариант конфигурации сети. Поэтому в работе за основу принят 6 вариант конфигурации, для которого детально рассмотрены расчёт электрических режимов, а также выбор и проектирование трансформаторных подстанций.

Также в работе детально рассмотрено проектирование подстанции ПС-110/10 кВ №4 районной сети, для чего проведён расчет токов КЗ и выбор электрических аппаратов на сторонах 110 кВ и 10 кВ.

Осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ в спроектированной районной электрической сети Оренбургского района Оренбургской области. Установлены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на безопасность проведения работ. Особое внимание уделено обязанностям обслуживающего персонала сети, обеспечивающие электробезопасность и сводящие травматизм до минимума.

Кроме того, в работе уделено внимание вопросам экологической безопасности, которые очень остро стоят на повестке дня в свете последних изменений климатических условий и катаклизмов в мире. Соблюдение данных мероприятий обязательно к выполнению.

Спроектированная в работе система электроснабжения районной электрической сети Оренбургского района одноимённой области отвечает нормам основных нормативных документов по экономичности, надёжности, электробезопасности и качеству электроэнергии.

Список используемых источников

1. Александров Г.Н., Ершевич В.В., Крылов С. В. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 2015. 368 с.
2. Вахнина В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: электронное учебно-методическое пособие: URL: <https://dspace.tltsu.ru/xmlui/handle/123456789/18603/> (дата обращения: 15.08.2021).
3. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике. М.: Колос, 2018. 263с.
4. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – 5-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат, 2012. 800 с.
5. Жежеленко И. В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 2015. 261 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 2012. 175 с.
7. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2015. 176 с.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 4е издание, переаб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2014. 608 с.
9. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А.А., Федин В.Т.- Ростов: Феникс, 2018. 384 с.
10. Петров, Д. В., Хорольский, В. Я, Таранов, М.А. Методика определения технико-экономических показателей в дипломных проектах. – М.: Агропромиздат, 2016. 252 с.
11. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. Электрические системы и

сети: Учебник. - Мн.: УП «Технопринт», 2014. 282 с.

12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М., 2013. 215 с.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ М.: Норматика, 2016. 182 с.

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.

16. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.– М.: Главгосэнергонадзор России, 2017. 692 с.

17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012.

18. 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»

19. Федеральный закон РФ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» от 17 июля 1999г. №181.

20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2011.