

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 Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская»

Студент

Д.С. Аверьянов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

И.В.Горохов

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

Тольятти 2021

## Аннотация

Целью настоящей работы является реконструкция трансформаторной понижающей подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», находящейся в г. Новый Уренгой (Ямало-Ненецкий автономный округ Российской Федерации).

Для достижения поставленной в работе цели решены следующие основные задачи, включающие: проведение непосредственной реконструкции электрической схемы ПС-110/10 кВ, расчёт электрических нагрузок ПС-110/10 кВ, выбор и проверку силовых трансформаторов на подстанции, выбор сечения проводников и электрических аппаратов напряжением 110 кВ и 10 кВ на рассматриваемой подстанции, расчёт токов короткого замыкания, а также реконструкцию релейной защиты и автоматики на подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой.

Также в работе разработаны вопросы по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения рассматриваемой понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская». Проведён расчёт экономической эффективности проведённой реконструкции.

Рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности на рассматриваемой понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская».

В результате выполнения работы разработан и предложен проект реконструированной системы электроснабжения подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой, отвечающий требованиям нормативных документов по надёжности электроснабжения потребителей, а также экономичности, электробезопасности и экологичности.

Решение поставленных задач полностью отражены в последующем изложении материала и соответствуют пунктам содержания пояснительной записки и наименованию листов графической части.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	7
1.1 Техническая характеристика подстанции «Новоуренгойская» до проведения реконструкции .....	7
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции .....	10
2 Разработка проекта реконструкции ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» .....	13
2.1 Расчёт электрических нагрузок подстанции «Новоуренгойская» .....	13
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции «Новоуренгойская» .....	16
2.3 Выбор сечения проводников подстанции «Новоуренгойская» .....	18
2.4 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции «Новоуренгойская» ...	21
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции «Новоуренгойская» .....	28
2.6 Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Новоуренгойская» .....	33
2.7 Разработка комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения ПС-110/10 кВ и плана по его реализации .....	46
2.8 Обоснование внедрения АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» .....	63
2.9 Расчёт экономической эффективности проведённой реконструкции .....	68
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда .....	81
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности проекта.....	81
3.2 Обеспечение экологической безопасности проекта .....	84
Заключение .....	87
Список используемых источников.....	89

## Введение

Известно, что системы электроснабжения трансформаторных подстанций энергосистемы являются важнейшим звеном энергетики регионов и страны в целом. Понижительные трансформаторные подстанции, понижая и распределяя полученную из энергосистемы электроэнергию, обеспечивают непосредственное питание потребителей. В случае сбоев и аварий на подстанциях, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности.

Поэтому к трансформаторным подстанциям предъявляются довольно жёсткие условия по критериям надёжности, экономичности, электробезопасности, а также качеству поставляемой электроэнергии потребителям. Выполнение этих условий является одним из основных задач современной энергетики Российской Федерации и отражены в законодательной базе на государственном уровне [5, 12, 13, 14, 21].

Сегодня одним из путей решений сложившихся проблем надёжности, экономичности и безопасности на трансформаторных подстанциях, является использование перспективных современных решений. В последние десятилетия в электроэнергетике появились передовые инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей, оборудования, вторичных цепей и схемных решений для применения на трансформаторных подстанциях. Очевидно, что применение этих инноваций позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования подстанций, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики не только реконструируемой подстанции, но и энергосистемы в целом. Поэтому модернизация и реконструкция оборудования подстанций выгодна как потребителю, так и энергосистеме в целом.

Основной целью настоящей работы является реконструкция трансформаторной понижающей подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Объектом исследования работы является электрическая часть подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой.

Предметом исследования работы являются электрическая схема, проводники, аппараты, электрооборудование, вторичные цепи (релейная защита и автоматика) подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции понизительных подстанций согласно требованиям и нормам нормативных документов [5, 12, 13, 14].

Для реализации указанной основной цели работы, в работе проведено решение основных поставленных задач:

– анализ исходных данных по объекту исследования с рассмотрением технической характеристики понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО до проведения реконструкции, а также обоснование необходимости проведения реконструкции;

– непосредственная реконструкция понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, с конечным выбором схемы электроснабжения, а также электрических сетей, аппаратов и релейной защиты. В связи с этим, в работе проводятся необходимые расчёты для осуществления указанной реконструкции трансформаторной понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО. В результате выполнения работы произведены необходимые расчёты, в результате которых на трансформаторной понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, в результате

проведения реконструкции, выбраны и обоснованы: схема электрических соединений, силовые трансформаторы, электрические проводники и аппараты, релейная защита и автоматика. Также в работе разработаны вопросы по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения рассматриваемой понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская». Проведён расчёт экономической эффективности проведённой реконструкции объекта исследования;

– разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда на трансформаторной понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой.

В результате выполнения работы необходимо разработать проект по реконструкции трансформаторной понизительной подстанции «Новоуренгойская» 110/10 кВ ЯНАО, г. Новый Уренгой, отвечающий требованиям нормативных документов по надёжности электроснабжения потребителей, а также экономичности, электробезопасности и экологичности.

Решения основных поставленных в работе задач проводится, исходя из нормативно – технических источников с непосредственным использованием рекомендованной учебной и технической литературы с применением типовых проектов.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Техническая характеристика подстанции «Новоуренгойская» до проведения реконструкции**

Проводится техническая характеристика понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» до проведения реконструкции.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 110/10 кВ «Новоуренгойская» по месту нахождения в энергосистеме является тупиковой потребительской понизительной подстанцией.

Она питается от энергосистемы воздушной линией электропередачи на номинальном напряжении 110 кВ.

На данной подстанции «Новоуренгойская», помимо питающей воздушной линии электропередач, также имеются следующие конструктивные элементы, а именно:

– открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ (ОРУ-110 кВ) – используется для непосредственного приёма и распределения электроэнергии, поступающей от энергосистемы на номинальном напряжении 110 кВ, на понижающие силовые трансформаторы подстанции. При этом питание двух силовых трансформаторов подстанции «Новоуренгойская» осуществляется одной воздушной линией электропередачи номинальным напряжением 110 кВ без наличия резервирования. Для защиты и коммутации в ОРУ-110 кВ подстанции «Новоуренгойская» находятся разъединители марки РНДЗ-110/1000, а также короткозамыкатели марки КЗ-110 и отделители марки ОД-110. Для защиты от атмосферных перенапряжений в ОРУ-110 кВ подстанции «Новоуренгойская» имеются разрядники РВС-110. Для питания вторичных цепей используются трансформаторы напряжения марки НДКМ-110 и

трансформаторы тока марки ТВТ-110. В электрической схеме ОРУ-110 кВ подстанции «Новоуренгойская» применяется параллельная работа элементов;

- два силовых трансформатора марки ТДН-25000/110, непосредственно понижающие номинальное напряжение, принимаемое из энергосистемы (110 кВ) до распределительного напряжения 10 кВ;

- распределительное устройство низшего напряжения подстанции «Новоуренгойская» 10 кВ (РУ-10 кВ) – необходимо для распределения получаемой от трансформаторов электроэнергии потребителям на напряжении 10 кВ. В РУ-10 кВ подстанции «Новоуренгойская» для питания потребителей применяется радиальная схема главных соединений сети. При этом основными потребителями рассматриваемой в работе ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» являются месторождения газа с соответствующим оборудованием значительной мощности, а также посёлок и аэропорт. Для защиты и коммутации в РУ-10 кВ подстанции «Новоуренгойская» находятся масляные выключатели марки ВМГ. Для питания вторичных цепей в РУ-10 кВ подстанции «Новоуренгойская» используются трансформаторы напряжения марки НАМИ-10, а также трансформаторы тока марки ТЛО-10. В электрической схеме РУ-10 кВ применяется параллельная работа секций сборных шин напряжением 10 кВ, что не рекомендовано требованиями [14].

Вся релейная защита и автоматика понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» выполнена на базе устаревших индукционных и электромагнитных реле (РТ-40, РМ, РТВ, ДЗТ и т.д.).

Автоматика на рассматриваемой трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» применяется недостаточно, при этом распределительные линии не автоматизированы. Недостаточно также используется автоматика для силовых трансформаторов подстанции «Новоуренгойская».

Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» приведена в таблице 1.



Таблица 1 – Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская»

Номер ячейки	Потребитель подстанции «Новоуренгойская»	Установленная номинальная нагрузка потребителей, $P_{уст}$ , кВт
1СШ Т1		
1	М-1/1	574
2	М-2/1	540
3	Посёлок-1/1	166
4	Скважина-1/1	490
5	М-2/1	325
6	Резерв	-
7	Аэропорт-2/1	374
8	М-3/1	824
9	Посёлок-2/1	1200
10	М-СН-1/1	166
11	М-СН-2/1	166
12	Резерв	-
2СШ Т2		
13	М-1/2	300
14	М-2/2	258
15	Посёлок-1/2	116
16	Скважина-1/2	850
17	М-2/2	166
18	РП-1	216
19	Резерв	-
20	Аэропорт-2/2	408
21	М-3/2	550
22	Посёлок-2/2	424
23	М-СН-1/2	424
24	М-СН-2/2	100
25	РП-2	565
26	Резерв	-
ТСН	-	500
Всего по ПС	-	9702

Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», приведённой в таблице 1, далее в работе проводится решение поставленных основных задач.

Схема электрических соединений подстанции «Новоуренгойская» до проведения реконструкции показана на графическом листе 1.

## 1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Система электроснабжения потребителей (СЭП) предназначена для обеспечения нормальной работы электрооборудования.

На первое место в современном мире выходят технико-экономические показатели, тесно связанные с надёжностью и экономичностью сетей, а также экологическими требованиями и условиями.

Данные аспекты должны быть учтены в работе при проведении реконструкции данной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская».

Исходя из исходных данных, проводится обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская».

На данный момент мощность силовых трансформаторов на подстанции завышена, потому что в своё время от неё были отключены многие потребители, а трансформаторы остались теми же.

Этот факт приводит к значительному увеличению потерь холостого хода в силовых трансформаторах понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», а также ощутимое увеличение реактивной составляющей, при отсутствии компенсации которой существенно понижается коэффициент активной мощности как на самой понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», так и в сетях тех потребителей, которых она питает.

В работе, согласно исходных данных, к подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» требуется подключить новую газоперекачивающую станцию (ГПС), которая изначально не была предусмотрена проектом.

По надёжности электроснабжения данная ГПС является потребителем II категории надёжности, следовательно, согласно требованиям [21], она должна

получать электроэнергию установленного качества [13] из двух независимых источников.

Однако, как указывалось ранее, питание понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» осуществляется только от одного независимого источника ВЛ 110 кВ, что не соответствует требованиям и нормам [5, 12, 13, 14]. Решение данного вопроса крайне необходимо осуществить в работе вводом в работу второго источника питания (ВЛ-110 кВ) от энергосистемы.

Таким образом будет проведена основная реконструкция ОРУ-110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская».

Также в ОРУ-110 кВ требуется замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели высокого напряжения, что значительно повысит надёжность схемы понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», снизит вероятность аварий и уменьшит затраты на обслуживание и ремонт оборудования.

Помимо этого, также нужно предусмотреть требуемый уровень резервирования в питающем РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», для чего использовать отдельный режим работы секций сборных шин с резервированием секционным выключателем, который в нормальном режиме работы будет отключён, а в аварийном – автоматически включаться при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин 10 кВ.

Такая схема РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» соответствует всем требованиям и нормам [5, 12, 13, 14].

Также необходимо провести модернизацию устройств релейной защиты и автоматики понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», которая заключается в демонтаже устаревших реле и схем с заменой их на новые, современные типы (предпочтительно, на микропроцессорной основе).

После выполнения указанных мероприятий по реконструкции ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», к данной ПС в качестве потребителей необходимо подключить ГПС.

При этом все требования к вновь подключённому потребителю II категории надёжности в схеме будут соблюдены.

Также в ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ при проведении реконструкции схем главных соединений подстанции ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» при выборе электрических аппаратов проводится их модернизация: выбираются для установки в реконструированной схеме современные разработки, обладающие повышенной надёжностью.

Указанные в работе мероприятия по реконструкции и модернизации повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская».

На основании исходной однолинейной электрической схемы, а также исходных технических данных потребителей подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», далее в работе осуществляется необходимые разработки и проектирование в связи с реконструкцией данной ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Технико-экономическая целесообразность приведённых мероприятий по реконструкции понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» подтверждается соответствующими расчётами и проверками, проведёнными в работе далее.

## 2 Разработка проекта реконструкции ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

### 2.1 Расчёт электрических нагрузок подстанции «Новоуренгойская»

Для проведения выбора сечения проводников, электрических аппаратов и силовых трансформаторов на понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» для проведения её реконструкции, описанной ранее, необходимо провести расчёт электрических нагрузок, исходя из технических данных потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», приведённых в таблице 1, по следующим формулам:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{номр}, \quad (1)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (2)$$

где  $P_{присоед}$ ,  $Q_{присоед}$ ,  $S_{присоед}$  – значения активной, реактивной и полной нагрузки, соответственно, кВт, квар, кВА.

Исходные данные по активной нагрузке потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» приведены в таблице 1.

Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{присоед}, \quad (3)$$

где  $K_0$  – значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Значение расчётной реактивной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{присоед}, \quad (4)$$

Значение расчётной полной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \quad (5)$$

Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» проводится на примере первого присоединения секции сборных шин первого трансформатора Т1 по условиям (1) – (4)

$$Q_{пр.} = 574 \cdot 0,54 = 310 \text{ квар.}$$

$$S_{пр} = \sqrt{574^2 + 310^2} = 652,3 \text{ кВА.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» и результаты расчёта приведены в таблице 2.

Учитывая расчёт нагрузок присоединений потребителей, также проведён расчёт суммарной нагрузки всей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей ПС-110/10 кВ

№ ячейки	Присоединение	$P_{пр.}$ , кВт	$Q_{пр.}$ , квар	$S_{пр.}$ , кВА
1СШ Т1				
1	М-1/1	574,0	310,0	652,3
2	М-2/1	540,0	291,6	613,7
3	Посёлок-1/1	166,0	89,6	188,7
4	Скважина-1/1	490,0	264,6	556,9
5	М-2/1	325,0	175,5	369,4
6	ГПС-1	1600,0	864,0	1818,4
7	Аэропорт-2/1	374,0	202,0	425,0
8	М-3/1	824,0	445,0	936,5
9	Посёлок-2/1	1200,0	648,0	1363,8
10	М-СН-1/1	166,0	89,6	188,7
11	М-СН-2/1	166,0	89,6	188,7
12	ГПС-2	1600,0	864,0	1818,4
2СШ Т2				
13	М-1/2	300,0	162,0	341,0
14	М-2/2	258,0	139,3	293,2
15	Посёлок-1/2	116,0	62,6	131,8
16	Скважина-1/2	850,0	459,0	966,0
17	М-2/2	166,0	89,6	188,7
18	РП-1	216,0	116,6	245,5
19	ГПС-3	1600,0	864,0	1818,4
20	Аэропорт-2/2	408,0	220,3	463,7
21	М-3/2	550,0	297,0	625,1
22	Посёлок-2/2	424,0	229,0	481,7
23	М-СН-1/2	424,0	229,0	481,7
24	М-СН-2/2	100,0	54,0	113,6
25	РП-2	565,0	305,1	642,1
26	ГПС-4	1600,0	864,0	1818,4
Собственные нужды				
27	ТСН	500	270	568,2
Всего по ПС-110/10 кВ		16105	8695	18302,3

Суммарная расчётная нагрузка всей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 16105 = 14494,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 8695 = 7825,5 \text{ квар.}$$

$$S_{ПС} = \sqrt{14494,5^2 + 7825,5^2} = 16472,1 \text{ кВА.}$$

## 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции «Новоуренгойская»

Так как реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» питает потребители, большинство из которых относится к I и II категориям надёжности, следовательно, принимается два силовых трансформатора. В связи с подключением новых потребителей к системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» (ГПС), проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы.

Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции «Новоуренгойская» в работе проводится по условию

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}, \quad (6)$$

По условию (6)

$$S_{ном.т} \geq \frac{16472,1}{1,4} = 11765,8 \text{ кВА.}$$

Согласно полученным данным расчёта, для установки на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», выбирается силовой трансформатор марки ТДН-25000/110 [13], который совпадает с ранее установленным трансформатором до проведения реконструкции.



В нормальном режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», должен удовлетворять условию

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

Согласно условию (7)

$$K_3 = \frac{0,5 \cdot 16472,1}{25000} = 0,33 < 0,7.$$

Условие проверки трансформатора в нормальном режиме выполняется.

В максимальном (послеаварийном) режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», должен удовлетворять условию

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{III}}{S_{ном.т}}, \quad (8)$$

Согласно условию (8)

$$K_3 = \frac{16472,1}{25000} = 0,66 < 1,4.$$

Установлено, что трансформаторы марки ТДН-25000/110 не нуждаются в

замене в связи с подключением к ПС-110/10 кВ новых потребителей.

### 2.3 Выбор сечения проводников подстанции «Новоуренгойская»

Питающая воздушная линия электропередачи напряжением 110 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», также, как и все отходящие линии к потребителям напряжением 10 кВ, выполнены воздушными линиями электропередачи с использованием сталеалюминиевых проводов марки АС, а также анкерных и промежуточных опор.

Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи осуществляется по экономической плотности тока по выражению

$$F_3 = \frac{I_{\max}}{j_3}, \quad (9)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный ток послеварийного режима воздушной линии электропередачи, А;

$j_3$  – экономически выгодная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» рабочий ток нормального режима определяется так:

$$I_n = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (10)$$

где  $S_{\text{ном.т}}$  – номинальная мощность силового трансформатора, установленного на подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», кВА.

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ по условию (10)

$$I_n = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 131,2 \text{ А.}$$

Значение расчётного максимального тока послеаварийного режима воздушной линии электропередачи (рассматривается аварийный режим, когда одна линия питает два силовых трансформатора подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская»)

$$I_a = 1,4 \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (11)$$

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ по условию (11)

$$I_a = 1,4 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

Выбранное сечение провода воздушной линии электропередачи необходимо проверить по условию нагрева максимальным током в послеаварийном режиме работы [5]:

$$I_{дон} \geq I_a. \quad (12)$$

где  $I_{дон}$  – значение длительно – допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А.

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ по условию (12)

$$F_{\text{эк}} = \frac{131,2}{1,1} = 119,3 \text{ мм}^2.$$

По условию коронирующего разряда и механической прочности для проводов питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ должно выполняться следующее условие по минимальному сечению провода

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}} = 70 \text{ мм}^2. \quad (13)$$

Для питающей воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ выбирается провод марки АС-120/19 с длительно – допустимым током проводника  $I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$  [5].

Согласно (11)

$$390 \text{ А} > 183,7 \text{ А}.$$

Условие (11) выполняется.

Согласно (13)

$$120 \text{ мм}^2 > 70 \text{ мм}^2.$$

Условие (13) выполняется.

Выбор сечения воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», отходящие к потребителям

напряжением 10 кВ, проведён аналогично выбору воздушной линии напряжением 110 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор сечения ВЛ 10 кВ

№ ячейки	Присоединение	Марка провода	$I_{доп}$ , А
1СШ Т1			
1	М-1/1	АС-50	210,0
2	М-2/1	АС-50	210,0
3	Посёлок-1/1	АС-25	142,0
4	Скважина-1/1	АС-50	210,0
5	М-2/1	АС-35	175,0
6	ГПС-1	АС-150	450,0
7	Аэропорт-2/1	АС-35	175,0
8	М-3/1	АС-70	265,0
9	Посёлок-2/1	АС-120	390,0
10	М-СН-1/1	АС-25	142,0
11	М-СН-2/1	АС-25	142,0
12	ГПС-2	АС-150	450,0
2СШ Т2			
13	М-1/2	АС-25	142,0
14	М-2/2	АС-25	142,0
15	Посёлок-1/2	АС-25	142,0
16	Скважина-1/2	АС-70	265,0
17	М-2/2	АС-25	142,0
18	РП-1	АС-25	142,0
19	ГПС-3	АС-150	450,0
20	Аэропорт-2/2	АС-35	175,0
21	М-3/2	АС-50	210,0
22	Посёлок-2/2	АС-35	175,0
23	М-СН-1/2	АС-35	175,0
24	М-СН-2/2	АС-25	142,0
25	РП-2	АС-50	210,0
26	ГПС-4	АС-150	450,0

## 2.4 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции «Новоуренгойская»

Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) на подстанции «Новоуренгойская» проводится с целью:

– проверки электрических аппаратов и проводников на термическую и электродинамическую стойкости к токам короткого замыкания. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения ударного тока КЗ в расчётных точках;

– выбора и проверки на чувствительность уставок релейной защиты и автоматики. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения двухфазного (минимального) тока КЗ в расчётных точках.

Расчёт искомых трёхфазных токов КЗ в максимальном режиме проводится в расчётной точке К1 – сеть напряжением 110 кВ (на выводах ВН силового трансформатора), а также в расчётной точке К2 – сеть напряжением 10 кВ (на выводах НН трансформатора).

Исходная схема представлена на рисунке 1.

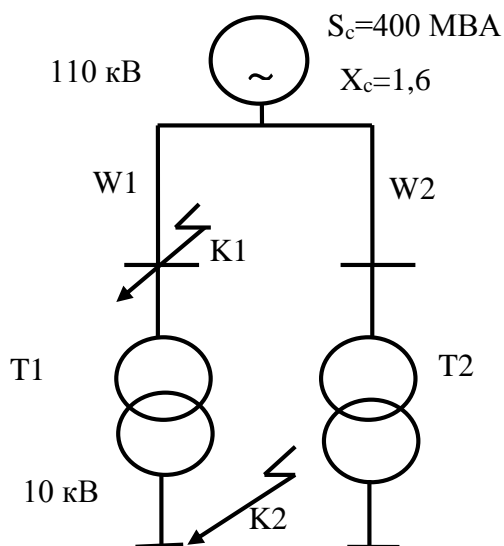


Рисунок 1 – Исходная схема для расчёта токов КЗ

Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ в работе представлена на рисунке 2.

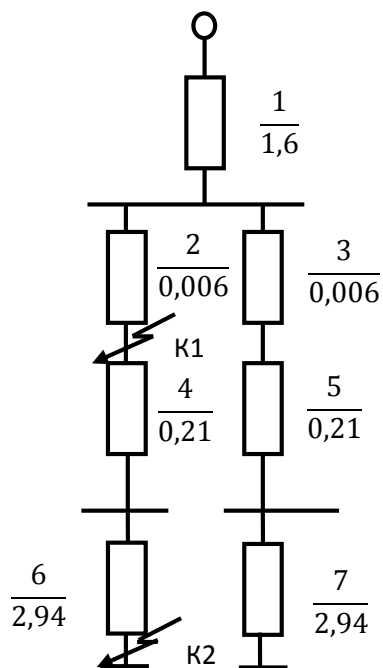


Рисунок 2 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

Выбираются и рассчитываются базисные условия:

$$S_c = S_{\bar{\sigma}} = 400 \text{ МВА.}$$

$$U_{\bar{\sigma}.1} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 110 = 115 \text{ кВ.}$$

$$U_{\bar{\sigma}.2} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Базисный ток

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}}. \quad (14)$$

$$I_{\bar{\sigma}.1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2 \text{ кА.}$$

$$I_{\bar{\sigma}.2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ кА.}$$

Сопротивление энергосистемы

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\bar{o}c}}. \quad (15)$$

$$X_1 = 1,6 \cdot \frac{400}{400} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей воздушной линии 110 кВ

$$X_{wl} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (16)$$

где  $X_0$  - удельное сопротивление ВЛ (Ом/км),

$L$  - суммарная длина ВЛ (км).

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{400}{115^2} = 0,006 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки ВН (напряжение 110 кВ) силового трансформатора

$$X_6 = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (17)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 25} = 0,21 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки НН (напряжение 10 кВ) силового трансформатора подстанции

$$X_{н1} = X_{н2} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (18)$$



$$X_6 = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 25} = 2,94 \text{ Ом.}$$

Схема замещения, преобразованная для расчётной точки К1, представлена на рисунке 3.

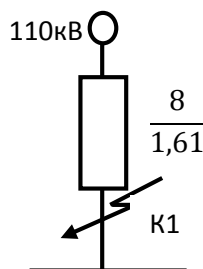


Рисунок 3 – Схема замещения, преобразованная для точки К1

Результирующее сопротивление до расчётной точки К1

$$X_8 = X_1 + X_2. \quad (19)$$

$$X_8 = 1,6 + 0,006 = 1,606 \approx 1,61 \text{ (Ом).}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение тока трёхфазного КЗ) в расчётной точке К1

$$I_{\text{но1}} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (20)$$

где  $E_c$  - сверхпереходная ЭДС энергосистемы,  $E_c=1$ .

$$I_{\text{по1}} = \frac{1}{1,61} \cdot 2 = 1,238(\text{кА}).$$

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{S_{\text{ном.ист.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}. \quad (21)$$

$$I_{\text{ном.ист.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2(\text{кА}).$$

$$a = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{ном.ист.}}}. \quad (22)$$

$$a = \frac{1,24}{2} = 0,62.$$

Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 4.

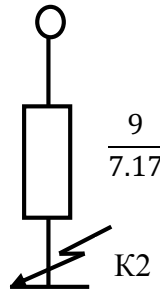


Рисунок 4 – Схема замещения для расчетов в точке К2

Расчёт для точки К2 аналогичен расчёту для точки К1.

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6. \quad (23)$$

$$X_9 = 1,61 + 0,21 + 2,94 = 4,76(\text{Ом}).$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение) в точке К2

$$I_{\text{по2}} = (E / X_9) \cdot I_{\sigma}. \quad (24)$$

$$I_{\text{по2}} = \frac{1}{4,76} \cdot 22 = 4,618(\text{кА}).$$

Значение ударного тока в расчётной точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по1}}. \quad (25)$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,24 = 2,977(\text{кА}).$$

Значение ударного тока в расчётной точке К2

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по2}}. \quad (26)$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 4,62 = 9,148\text{кА}.$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания

$$I_{\text{но}(\text{min})} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{но}}. \quad (27)$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётной точке К1

$$I_{\text{но}(\text{min})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,24 = 1,068\text{кА}.$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётной точке К2

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,62 = 3,996 \text{ кА.}$$

Все полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания (трёхфазного, двухфазного), а также ударных токов, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Параметр	Точка К1	Точка К2
$I_{no}$ , кА	1,238	4,618
$I_{no(\min)}$ , кА	1,068	3,996
$i_{y\partial}$ , кА	2,977	9,148

Полученные результаты расчетов используются в работе при выборе и проверке электрических аппаратов на термическую и электродинамическую стойкость, а также выборе и проверке на чувствительность уставок РЗиА.

## **2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции «Новоуренгойская»**

Поскольку город Новый Уренгой, в окрестностях которого расположена рассматриваемая в работе реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», напрямую граничит с субарктическим климатом и температуры в зимнее время зачастую опускаются ниже минус 30 °С, в работе следует выбирать электрические аппараты для холодного климата (ХЛ (NF)).

Выбор выключателей высокого напряжения производится по напряжению и рабочему максимальному току [1, 3, 6]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (28)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n; \quad (29)$$

Выбранный выключатель высокого напряжения подлежит следующим проверкам по условиям отключения токов КЗ, а также термическую и динамическую стойкость по условиям:

$$I_{nt} \leq I_{откл.}. \quad (30)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\pi} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n), \quad (31)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (32)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (33)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (34)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (35)$$

Для установки на стороне 110 кВ реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» выбран выключатель высокого напряжения марки ЛТВ-145D1/B-31,5/2000/NF [3], который устанавливается в схеме вместо отделителей и короткозамыкателей.

Выбор данного выключателя по напряжению и номинальному току:

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

$$I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{расч} = 183,7 \text{ А}.$$

Проверка данного выключателя по условиям (28 – 29) выполняется:

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{к1} = 1,24 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА} > i_{ук1} = 2,98 \text{ кА}.$$

$$I_{t}^2 = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с} > I_{k}^2 (t_{откл} + T_a) = 1,24^2 \cdot (5 + 0,02) = 7,71 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 2,98 \cdot (1 + e^{-\frac{(0,05 + 0,1)}{0,007}}) = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

Таким образом, данный выключатель удовлетворяет всем требованиям проверок.

Выбор выключателей высокого напряжения 10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» выполнен аналогично (таблица 5).

Таблица 5 – Выбор выключателей высокого напряжения 10 кВ реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Место установки	Марка	Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры выключателя
Вводной, секционный	ВВ/TEL-10-20/3600-ХЛ (NF)-48	$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 3368 \text{ А}$	$I_n = 3600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{откн}$	$I_{нт} = 1,24 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

Аналогично для отходящих линий выбран выключатель марки ВВ/TEL-10-20/630-ХЛ (NF)-48.

Для обеспечения видимого разрыва в сети 110 кВ применяются разъединители, устанавливаемые в ОРУ-110 кВ реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская». Результаты выбора и проверки разъединителей напряжением 110 кВ реконструируемая ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» для

обеспечения видимого разрыва в распределительном устройстве напряжением 110 кВ сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор разъединителя 110 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры разъединителя РГ-110/1000/ХЛ (NF)
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 2,98$ кА	$i_{нр.с} = 20$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА <sup>2</sup> с

Выбирается трансформатор тока 110 кВ ТВТ-110/ХЛ (NF) (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора тока ТВТ-110/ХЛ (NF)
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7$ А	$I_n = 300$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 2,98$ кА	$i_{нр.с} = 62$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА <sup>2</sup> с

Выбирается трансформатор тока 10 кВ марки ТЛЮ-10/ХЛ (NF) для установки в ОРУ-110 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» (таблица 8).

Таблица 8 – Выбор трансформатора тока 10 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора тока ТЛО-10/ХЛ (NF)
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 235$ А	$I_n = 300$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,15$ кА	$i_{нр.с} = 40$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА <sup>2</sup> с

Выбирается трансформатор напряжения 110 кВ марки НДКМ-110/ХЛ (NF) (таблица 9).

Таблица 9 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора напряжения НДКМ-110/ХЛ (NF)
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 183,7$ А	$I_n = 400$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 2,98$ кА	$i_{нр.с} = 80$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 7,71$ кА <sup>2</sup> с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА <sup>2</sup> с

Выбирается трансформатор напряжения 10 кВ марки НАМИ-10/ХЛ (NF) (таблица 10).



Таблица 10 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора напряжения НАМИ-10/ХЛ (NF)
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 235 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,15 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 60 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 48,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные электрические аппараты напряжением 110 кВ и 10 кВ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» удовлетворяют требуемым условиям выбора и всех проверок.

Они показаны в графической части работы на графическом листе 3 (план расположения оборудования на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»).

## 2.6 Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Новоуренгойская»

В работе проводится выбор современных блоков релейной защиты и автоматики для установки на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Согласно [5, 18, 19], к релейной защите и автоматике (РЗА) систем электроснабжения предъявляются следующие основные требования:

- быстродействие;
- надёжность;
- селективность (избирательность);
- минимизация времени и затрат на монтаж, обслуживание и ремонт (экономичность).

Современные микропроцессорные устройства РЗА, пришедшие на смену

устаревшим электромагнитным, электромеханическим и индукционным реле, в полной мере отвечают данным требованиям [18,19].

В основе современных микропроцессорных РЗиА лежат надёжные и компактные интегральные микросхемы, которые имеют значительное преимущество перед устаревшими типами реле, указанными выше [18,19].

Последнее поколение микропроцессорных РЗиА выполняется в виде многофункциональных блоков (многоцелевые устройства), в которых объединены функции многих защит, устройств автоматики и сигнализации.

Использование последних позволяет значительно уменьшить габариты устройств РЗиА, а также сократить затраты и время на монтаж, обслуживание и ремонт.

Кроме того, по показателям надёжности и быстродействия современные микропроцессорные блоки защит значительно превосходят устаревшие аналоги на индукционной и электромагнитной базе.

В качестве микропроцессорной защиты для ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» в работе выбираются [19]:

- для релейной защиты – блоки марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»);
- для автоматики – блоки марки БРЧН-100;
- для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Данные блоки РЗиА заменяют устаревшие индукционные и электромагнитные реле типа РТ-40, РТ-80, РТМ, РТВ, которые использовались на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» до реконструкции.

За счёт этой замены проводится реконструкция релейной защиты и автоматики на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор блоков РЗиА для реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Защищаемый элемент реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»	Марка применяемых блоков РЗиА	Основные реализуемые РЗиА блока
Питающая воздушная линия 110 кВ	БМРЗ-150, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-150); АПВ (БРЧН-100)
Отходящие воздушные линии 10 кВ	БМРЗ-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-100)
Секционный выключатель 10 кВ	БМРЗ-50, БРЧН-100	МТЗ, ТО (ДЗ), ЗОЗ (БМРЗ-50); АВР (БРЧН-100)
Силовые трансформаторы	БМРЗ	ДЗ, МТЗ, ТО, ЗОЗ (БМРЗ)
Сигнализация	БМЦС-40	Виды сигнализации: рабочая, аварийная, предупредительная, командная, контрольная, блокировочная, положений

Определение максимального рабочего тока для элементов системы электроснабжения с взаимным резервированием и с учётом подключения дополнительной нагрузки:

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс}(н)} + I_{\text{раб.макс}(д)} \quad (36)$$

При этом

$$I_{\text{раб.макс}(н)} = K_o \cdot K_z I_{\text{max}} \quad (37)$$

В работе принимается равенство основной и дополнительной нагрузки при расчёте максимального рабочего тока

$$I_{\text{раб.макс}(д)} = I_{\text{раб.макс}(н)} \quad (38)$$

На примере трансформатора на стороне ВН:

$$I_{\text{раб.макс}(н)} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 183,7 = 132,3(\text{А})$$

$$I_{\text{раб.макс}(д)} = I_{\text{раб.макс}(н)} = 132,3(\text{А})$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 132,3 + 132,3 = 264,6(\text{А})$$

Кроме того, необходимо рассчитать коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Вторичный ток трансформаторов тока принимается равным 5 А.

Значение первичного номинального тока трансформаторов тока выбираются по номинальной шкале, исходя из значения максимального рабочего тока.

Для силового трансформатора на стороне ВН (110 кВ)  $I_{\text{раб.макс}} = 264,6 \text{ А}$ , следовательно,  $I_{\text{ном.ТТ1}} = 300 \text{ А}$ .

Результаты расчётов максимального рабочего тока и выбора коэффициента трансформации подстанции представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчётов максимального рабочего тока и выбора коэффициента трансформации подстанции

Секция шин	№ ячейки	Абонентское название потребителя	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ1}}, \text{ А}$	$K_T$
Силовой трансформатор					
-	-	110 кВ (ВН)	264,6	300,0	60,0
-	-	10 кВ (НН)	4850	5000,0	1000,0
СШ1 10 кВ	1	М-1/1	90,4	100,0	20,0
	2	М-2/1	85,2	100,0	20,0
	3	Посёлок-1/1	26,2	30,0	6,0
	4	Скважина-1/1	77,2	80,0	16,0
	5	М-2/1	51,2	75,0	15,0
	6	ГПС-1	252	300,0	60,0
	7	Аэропорт-2/1	59,0	75,0	15,0
	8	М-3/1	129,8	150,0	30,0
	9	Посёлок-2/1	189,0	200,0	40,0
	10	М-СН-1/1	26,2	30,0	6,0
	11	М-СН-2/1	26,2	30,0	6,0
	12	ГПС-2	252,0	300,0	60,0

Продолжение таблицы 12

Секция шин	№ ячейки	Абонентское название потребителя	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.ТТЛ}}, \text{А}$	$K_T$
СШ2 10 кВ	13	М-1/2	47,2	50,0	10,0
	14	М-2/2	40,6	50,0	10,0
	15	Посёлок-1/2	18,2	20,0	4,0
	16	Скважина-1/2	134,0	150,0	30,0
	17	М-2/2	26,2	30,0	6,0
	18	РП-1	34,0	40,0	8,0
	19	ГПС-3	252	300,0	60,0
	20	Аэропорт-2/2	64,2	75,0	15,0
	21	М-3/2	86,6	100,0	20,0
	22	Посёлок-2/2	66,8	75,0	15,0
	23	М-СН-1/2	66,8	75,0	15,0
	24	М-СН-2/2	15,6	20,0	4,0
	25	РП-2	90,0	100,0	20,0
	26	ГПС-4	252,0	300,0	60,0

На основании данных результатов, далее в работе проводится выбор уставок РЗиА. Для защиты силового трансформатора предусматриваются:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- дифференциальная токовая защита (ДЗ);
- защита от однофазных коротких замыканий на землю (ЗОЗ).

Ток срабатывания МТЗ [18] определяется, исходя из двух условий:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{г}}} \quad (39)$$

Значение тока уставки микропроцессорного реле МТЗ [18,19]

$$I_{\text{с.р}} \geq \frac{K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{\text{м}}} \cdot I_{\text{с.з}}, \quad (40)$$

где  $K_{\text{сх}}^{(3)}$  - коэффициент схемы.

Второе условие:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}). \quad (41)$$

Коэффициент чувствительности [19]

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(\kappa)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}}{I_{c.з}} \geq 1,2. \quad (42)$$

где  $I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}$  - минимальный ток КЗ (ток двухфазного КЗ).

Для МТЗ трансформатора подстанции

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 264,6}{0,8} = 589,4(\text{А}).$$

При этом ток срабатывания реле равен

$$I_{c.р} \geq \frac{1}{60} \cdot 589,4 = 9,8(\text{А}).$$

Выбирается уставка микропроцессорного реле  $I_{c.р} = 10 \text{ А}$ .

Условия проверки не выполняется:

$$589,4(\text{А}) < 1,3 \cdot (264,6 + 1,5 \cdot 264,6) = 860(\text{А}).$$

Следовательно,  $I_{c.з} = 860$  А.

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{60} \cdot 860 = 14,3(\text{А}).$$

Выбирается уставка срабатывания микропроцессорного реле  $I_{c.p} = 14,5$  А.

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора достаточен

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{860} = 1,25 > 1,2.$$

Для МТЗ трансформатора подстанции принято:  $I_{c.з} = 860$  А,  $I_{c.p} = 14,5$  А, время срабатывания – 1 с.

Ток срабатывания ДЗ трансформатора

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{е}}}. \quad (43)$$

Время срабатывания ДЗ трансформатора

$$t_{c.з} = 0,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности ДЗ трансформатора

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{c.з}} \geq 2. \quad (44)$$

$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1 \cdot 264,6}{0,8} = 363,8(\text{A}).$$

Ток уставки микропроцессорного реле ДЗ трансформатора

$$I_{c.р} \geq \frac{1}{60} \cdot 363,8 = 6,1(\text{A}).$$

Выбирается уставка микропроцессорного реле  $I_{c.р} = 6,5 \text{ A}$ .

Коэффициент чувствительности достаточен

$$K_{\nu} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{363,8} = 2,9 > 2.$$

Для ЗОЗ трансформатора принято [5,18,19]

$$I_{c.з.ЗОЗ} = 100(\text{A}); t_{c.з.ЗОЗ} = 1,0(\text{с}).$$

Полученные значения уставок приведены на графическом листе 5.

Для защиты силового трансформатора в работе предусматриваются следующие виды РЗ:

- двухступенчатая токовая защита (ДТЗ) – максимальная токовая защита с выдержкой времени (МТЗ) и токовая отсечка без выдержки времени (ТО);
- дифференциальная токовая защита (ДЗ) – в случае недостаточной чувствительности ТО;
- защита от однофазных коротких замыканий на землю (ЗОЗ).

Расчёт МТЗ на примере первой ячейки первой секции сборных шин 10 кВ подстанции:



$$I_{c.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,62 \cdot 90,4}{0,8} = 201,4(\text{А})$$

При этом ток срабатывания микропроцессорного реле

$$I_{c.p} \geq \frac{1}{20} \cdot 201,4 = 9,8(\text{А})$$

Выбирается уставка микропроцессорного реле  $I_{c.p.} = 10 \text{ А}$ .

Проверка выполняется

$$201,4(\text{А}) > 1,1 \cdot (90,4 + 1 \cdot 90,4) = 182,4(\text{А})$$

Коэффициент чувствительности достаточен

$$K_{\eta} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{201,4} = 19,9 > 1,5$$

Для МТЗ первой ячейки первой секции сборных шин ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»:

$$I_{c.з} = 589,4 \text{ А}, I_{c.p} = 10 \text{ А}, t_{c.з} = 0,5 \text{ с.}$$

МТЗ устанавливается для защиты всех отходящих линий. На вводном и секционном выключателе МТЗ не устанавливается вследствие недостаточной чувствительности.

Расчёт МТЗ остальных отходящих линий для питания потребителей реконструируемой подстанции на напряжении 10 кВ выполнен аналогично (таблица 13).

Таблица 13 – Результаты расчёта МТЗ линий 10 кВ

№ секции 10 кВ	Номер ячейки	Наименование потребителя	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.р}}, \text{ A}$	$K_{\text{ч}}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
Сеть 10 кВ							
-	-	Вводной в-ль	4850	10803,4	10,5	0,4	1,0
-	-	Секционный в-ль	4850	10803,4	10,5	0,4	1,0
СШ1 10 кВ	1	М-1/1	90,4	201,4	10,0	19,9	1,5
	2	М-2/1	85,2	189,8	9,5	21,1	1,5
	3	Посёлок-1/1	26,2	58,4	10,0	68,5	1,5
	4	Скважина-1/1	77,2	171,9	10,5	23,3	1,5
	5	М-2/1	51,2	114,1	7,5	35,1	1,5
	6	ГПС-1	252	561,3	9,5	7,1	1,5
	7	Аэропорт-2/1	59	131,4	8,5	30,4	1,5
	8	М-3/1	129,8	289,1	9,5	13,8	1,5
	9	Посёлок-2/1	189	421	10,5	9,5	1,5
	10	М-СН-1/1	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	11	М-СН-2/1	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	12	ГПС-2	252	561,3	9,5	7,1	1,5
СШ2 10 кВ	13	М-1/2	47,2	105,1	10,5	38,1	1,5
	14	М-2/2	40,6	90,4	9,0	44,2	1,5
	15	Посёлок-1/2	18,2	40,5	10,0	98,8	1,5
	16	Скважина-1/2	134	298,5	10,0	13,4	1,5
	17	М-2/2	26,2	58,4	9,5	68,5	1,5
	18	РП-1	34	75,7	9,5	52,8	1,5
	19	ГПС-3	252	561,3	9,5	7,1	1,5
	20	Аэропорт-2/2	64,2	143	9,5	28,0	1,5
	21	М-3/2	86,6	192,9	9,5	20,7	1,5
	22	Посёлок-2/2	66,8	148,8	10,0	26,9	1,5
	23	М-СН-1/2	66,8	148,8	10,0	26,9	1,5
	24	М-СН-2/2	15,6	34,7	8,5	115,3	1,5
	25	РП-2	90	200,5	10,0	19,9	1,5
	26	ГПС-4	252	561,3	9,5	7,1	1,5

Ток срабатывания ТО для линий с односторонним питанием выбирается по двум условиям [19].

Первое условие:

$$I_{c.3} = K_{отс} \cdot I_{к.макс}, \quad (45)$$

где  $I_{к.макс}$  – ток трёхфазного КЗ;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

Второе условие:

$$I_{c.3} = K'_{отс} \cdot \sum I_{т.ном}. \quad (46)$$

Ток срабатывания микропроцессорного реле ТО:

$$I_{c.p} \geq \frac{K_{cx}^{(3)}}{K_m} \cdot I_{c.3}. \quad (47)$$

Коэффициент чувствительности ТО

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{cx}^{(\kappa)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.}}{I_{c.3}} \geq 1,2, \quad (48)$$

где  $I_{к.нач.}^{(\kappa)}$  – минимальный ток КЗ (ток двухфазного КЗ).

На примере первой ячейки первой секции сборных шин 10 кВ расчёт уставок срабатывания токовой отсечки без выдержки времени:

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 4,62 \approx 6 \text{ (кА)}$$

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 90,4 = 117,5 \text{ (А)}$$

Принимается для ТО  $I_{c.3} = 6,0$  кА.

Ток срабатывания микропроцессорного реле ТО

$$I_{c.p} = \frac{1}{20} \cdot 6000 = 300(\text{A})$$

Принимается  $I_{c.p} = 300 \text{ A}$ .

Коэффициент чувствительности достаточно

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1070}{6000} = 0,67 < 1,2.$$

В результате проведения дальнейших расчётов ТО, было установлено, что для всех линий коэффициент чувствительности комплектов ТО недостаточный, следовательно, на всех линиях устанавливается вместо ТО без выдержки времени продольная дифференциальная токовая защита линий с абсолютной селективностью, ток ДЗ принимается равный току срабатывания ТО  $I_{c.з} = 6 \text{ кА}$ .

Для ЗОЗ всех отходящих линий в работе применяется направленная токовая защита нулевой последовательности на базе микропроцессорных реле с рекомендованным током срабатывания  $0,5 \text{ A}$ .

Время срабатывания автоматического повторного включения (АПВ)

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г.н}} + t_{\text{зан}} = (0,5 \div 0,8) \text{ с}, \quad (49)$$

где  $t_{\text{г.н}}$  - время готовности привода, с;

$t_{\text{зан}}$  - время запаса, с.

Время автоматического возврата АПВ

$$t_{\text{АПВ}} = 0,25 + 0,5 = 0,75(\text{с}).$$

При этом

$$t_{АПВ} = t_{с.з} + t_{о.б} + t_{АПВ}. \quad (50)$$

$$t_{АПВ} = 0,1 + 0,15 + 0,6 = 0,85(\text{с}).$$

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения автоматического включения резерва (АВР)

$$U_{с.р} \leq \frac{U_{ост.к}}{K_{отс} \cdot K_U}. \quad (51)$$

Остаточное напряжение на шинах при КЗ в сети 10 кВ

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot X_m \cdot I_{к}^{(3)}. \quad (52)$$

$$X_m = \frac{U_{к.}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{м.ном}}. \quad (53)$$

Производятся соответствующие расчёты:

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{25} = 0,17(\text{Ом})$$

$$U_{ост.к} = \sqrt{3} \cdot 0,17 \cdot 4,62 = 1,33(\text{кВ})$$

$$U_{с.р} = \frac{0,25U_{ном}}{K_U} \quad (54)$$

$$U_{с.р} = \frac{0,25 \cdot 10,5}{27} = 0,038(\text{кВ})$$

$$0,038 < \frac{1,33}{1,2 \cdot 27} = 0,041(\text{А})$$

Время срабатывания устройства АВР на шинах 10 кВ

$$t_{АПВ} > t_{с.з.макс} + \Delta t. \quad (55)$$

$$t_{АПВ} > 1,5 + 0,5 = 2(с).$$

Все выбранные устройства РЗА показаны на графическом листе 5.

## **2.7 Разработка комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения ПС-110/10 кВ и плана по его реализации**

Известен тот факт, что со времени перехода к условиям и нормам рыночной экономики на постсоветском пространстве доля потерь электроэнергии значительно выросла по сравнению с советским периодом на 10-30% [5]. Одной из наиболее существенных причин такого скачка стало несоответствие нагрузки и пропускных способностей электрических сетей ранее заявленным техническим параметрам, ведь подавляющее большинство отечественных сетей проектировалось в советский период под совершенно другие заявленные нагрузки [15]. Кроме того, фактически не существовало такого понятие, как «экономические потери», возникающие вследствие краж и неуплаты потребителями электроэнергии [12]. Также до 1991 года «потери на собственные нужды подстанций» учитывались как «расход» и не включались в смету, а «инструментальные потери» не учитывались из-за их ничтожно малого значения. Однако реалии современной электроэнергетики, тесно связанной с экономическими аспектами, заставляют учитывать каждый фактор, в той или иной мере приводящий к потерям электроэнергии [13]. В новых экономических условиях в связи с существенным дефицитом энергетических ресурсов в РФ, потери электроэнергии стали одним из главных показателей экономической эффективности работы энергетических потребителей и отрасли в целом. Посредством управления потерями оказывается существенное влияние на

итоговый финансовый результат. Среди объектов, где наблюдаются чрезмерные потери мощности и электроэнергии, электрические сети раньше не привлекали к себе особого внимания. Наиболее важным требованием было обеспечение необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей. К тому же данные сети не были конструктивно приспособлены к оптимальному управлению, поскольку не имели ни средств телеинформирования о параметрах текущего режима, ни средств управления последними [14, 21]. Уровень энергопотребления, а также экономное использование электроэнергии, на сегодняшний день является одним из определяющих факторов в экономике любой страны. Это особенно актуально для стран, где имеется острый дефицит энергоносителей. Повышенный уровень потерь электроэнергии в процессе ее транспорта и распределения обусловлен целым рядом причин. Известно, что современные электрические сети в нашей стране характеризуются [1, 3, 6]:

- большой проектной плотностью тока, которая составляет примерно 1 А/мм<sup>2</sup> против 0,4-0,6 А/мм<sup>2</sup> в энергетически развитых странах Запада;
- высоким уровнем неоднородности, поскольку данный параметр практически не учитывался в нормах проектирования;
- низким уровнем компенсации реактивной мощности: примерно 0,3 квар/кВт установленной мощности против 0,8-1,0 квар/кВт в США и Канаде;
- недостаточно эффективным использованием трансформаторов с РПН, так как РПН в автоматическом режиме практически не применяются.

Наблюдаемый, за последние годы, рост потерь электроэнергии в сетях потребителей, связан, в первую очередь, с использованием устаревшего оборудования, не соответствующего современным нормам качества, применением в сетях резкопеременной и нестационарной нагрузки, отсутствием компенсации реактивной мощности, ошибками на стадии проектирования, катастрофически низкой загрузкой оборудования, а также недостаточной оптимизацией технологического процесса и прочими факторами,

рассмотренными ниже. В результате наблюдаются достаточно высокие потери электроэнергии в электрических сетях при ее передаче и распределении [6–8].

Причины повышения потерь электроэнергии также вызывают снижение ее качества. На практике в электрических сетях не всегда соблюдаются нормы ГОСТ по напряжению и частоте [7, 14]. В работах отечественных и зарубежных специалистов [2, 3, 7, 8, 10, 11, 16] особое внимание уделяется совершенствованию методологического и технического обеспечения для более точного учета факторов, непосредственно влияющих на потери электроэнергии в системах электроснабжения, с последующей разработкой и практическим внедрением современных методов и способов минимизации потерь электроэнергии в системах электроснабжения потребителей. В их трудах обоснованы фундаментальные положения по созданию и применению математических моделей расчета и прогнозирования потерь электроэнергии, а также их практического использования. После проведенного анализа литературы по тематике работы, можно выделить следующие основные факторы, которые в наибольшей мере приводят к потерям электроэнергии в современных отечественных системах электроснабжения [2, 3, 7, 8, 10, 11, 16]:

- недостаточная фактическая загрузка электрооборудования и сетей, не соответствующая нормативной проектной загрузке. Многие авторы данный фактор выделяют как наиболее важный, причём, проблема здесь не только в недогрузке оборудования (например, силовых трансформаторов), вследствие чего значительно увеличиваются потери холостого хода и реактивная составляющая;

- неконтролируемая фактическая перегрузка электрооборудования и сетей. Речь идёт также о неконтролируемом подключении нагрузки новых потребителей к электрическим сетям, вследствие чего последние выходят из строя. В этом случае будет значительно увеличиваться доля нагрузочных потерь в сетях, что также имеет значительный негативный эффект;



- значительное удаление потребителей электроэнергии от их источников, что влечёт значительные потери напряжения на концах сетей потребителей, нарушение оптимального технологического режима и увеличение потерь электроэнергии;

- неправильная и (или) недостаточная компенсация реактивной мощности, избыточная компенсация реактивной мощности, ошибки расчётов и проектирования;

- низкий уровень автоматизации и диспетчеризации режимов электрических сетей;

- значительные потери холостого хода в электрических сетях и электрооборудовании потребителей вследствие их крайне низкой загрузки;

- коммерческие потери, обусловленные кражами и неуплатой за потреблённую электроэнергию потребителями;

- отклонения параметров качества электроэнергии: нелинейность, нестационарность и несимметрия в случае трехфазного питания потребителей;

- ненормативные условия и большие погрешности систем учёта электроэнергии и телеизмерений;

- потери, возникающие из-за недоучёта перетоков мощности между сетями различных балансовых принадлежностей («транзитные потери»). В условиях параллельной работы энергосистем возникает необходимость передачи определенного количества электроэнергии транзитом через сети энергосистемы. При этом имеют место дополнительные потери электроэнергии, связанные с транзитными перетоками мощностей;

- климатические потери электроэнергии, к которым относятся потери на корону и потери от токов утечки по изоляторах воздушных линий электропередачи в классах напряжения 110 кВ и выше;

- игнорирование должностных инструкций, обязанностей, нормативных положений и документов, халатность в работе обслуживающего и диспетчерского персонала;
- ошибки на стадии проектирования электрических сетей;
- неравномерность технологического процесса, перекося графиков нагрузки и отклонение режима работы от оптимальных значений;
- износ электрических сетей и оборудования, моральное и техническое их старение;
- влияние топографических условий местности («топографические потери»).

Всё это напрямую влияет не только на надёжность, но и приводит к существенному повышению издержек потребителей, связанных с дополнительными расходами на потери мощности, а также более частным и интенсивным техническим обслуживанием.

Все перечисленные выше факторы напрямую влияют на величину потерь электроэнергии, снижая таким образом энергетические показания систем электроснабжения потребителей, что в конечном итоге приводит к экономическим затратам последних.

Структуру потерь электроэнергии необходимо в первую очередь рассматривать с экономической стороны. Известно, что финансовые расходы энергоснабжающих компаний состоят из стоимости покупаемой электроэнергии, затрат операционной деятельности и финансовых затрат [1, 3, 6].

К расходам операционной деятельности относят производственную себестоимость электрической энергии (себестоимость ее передачи и поставки), технологические потери электроэнергии, административные расходы и другие операционные расходы, которые не связаны непосредственно с производством электроэнергии, ее передачей и снабжением.

Производственная себестоимость передачи и поставки электроэнергии, в соответствии с [1, 3, 6], состоит из прямых материальных затрат (расходов на топливо, воду, энергию, вспомогательные материалы, запасные части), заработной платы, отчислений на социальные мероприятия, амортизации основных средств, потерь электрической энергии, как показано на рисунке 4.



Рисунок 4 – Состав затрат типичного потребителя

Как видно из рисунка 4, в состав затрат потребителей входят расходы на оплату потерь электроэнергии, поэтому они должны быть учтены и минимизированы. Для этого их в первую очередь необходимо детально проанализировать и классифицировать. При анализе потерь электроэнергии принято также классифицировать их по следующим двум критериям [1, 3, 6, 9]:

- по классу напряжения и схемам электроснабжения электрической сети;
- по причинам возникновения потерь.

То есть, отчётные (фактические) потери электроэнергии  $\Delta P_{факт.}$ , согласно [1, 3, 6], можно представить в виде следующих составляющих, а именно:

1) технические потери  $\Delta P_{техн.}$  – это потери, возникающие вследствие физических процессов в электрооборудовании и сетях. Технические потери – это потери в линиях электропередачи (ЛЭП), трансформаторах, реакторах и другом электрооборудовании. На промышленных предприятиях значительную долю технических потерь составляют именно нагрузочные потери (до 80%) вследствие катастрофически низкого коэффициента загрузки оборудования и сетей;

2) коммерческие потери  $\Delta P_{ком.}$  – обусловлены различного рода хищениями электроэнергии и несвоевременной её оплатой. Коммерческие потери складываются из двух составляющих, которые отличаются по своей сути. В обоих случаях это потребленная, но не оплаченная электроэнергия. В первом случае потребленная электроэнергия зафиксирована на счетчиках и потребитель со временем может ее рассчитаться. С учетом пени за несвоевременную оплату, расходы электрической сети на эту электроэнергию могут быть компенсированы. Вторая составляющая является электроэнергией, которая была потреблена незаконно и которая не зафиксирована на приборах учёта. Это – единственная группа потерь электроэнергии, которая в реальных условиях может быть сведена к нулю вследствие своей природы;

3) потери электроэнергии в электрической сети через недоучет электроэнергии (инструментальные потери)  $\Delta P_{инстр.}$  – возникают вследствие систематических погрешностей измерительных приборов систем учёта и контроля электроэнергии (счетчиков и измерительных трансформаторов), а также их несоответствия требуемым параметрам и характеристикам. В первую очередь это касается трансформаторов тока (ТТ), которые в условиях существенно недостаточного тока первичной обмотки, работают не в своем классе точности, и вносят погрешность в измерения отпущенной электроэнергии, которая может достигать 2-3%;

4) потери на собственные нужды  $\Delta P_{с.н.}$  – учитывают потери и расход электроэнергии в электроустановках на обеспечение нормального

функционирования системы собственных нужд (освещение, вентиляция, обогрев, ремонт, питание оперативных цепей и т.д.) при передаче и распределении электроэнергии потребителям на трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах.

Известно, что в любой электрической сети отчётные (фактические) потери электроэнергии будут определяться суммой приведённых составляющих потерь [6]:

$$\Delta P_{\text{факт}} = \Delta P_{\text{техн.}} + \Delta P_{\text{ком.}} + \Delta P_{\text{инстр.}} + \Delta P_{\text{с.н.}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (56)$$

Такая классификация потерь электроэнергии является наиболее приемлемой для разработки мероприятий по нормированию и снижению потерь, позволяя учесть каждую составляющую по отдельности вследствие их различной природы.

Рассмотренная структура потерь электроэнергии представлена на рисунке 5.

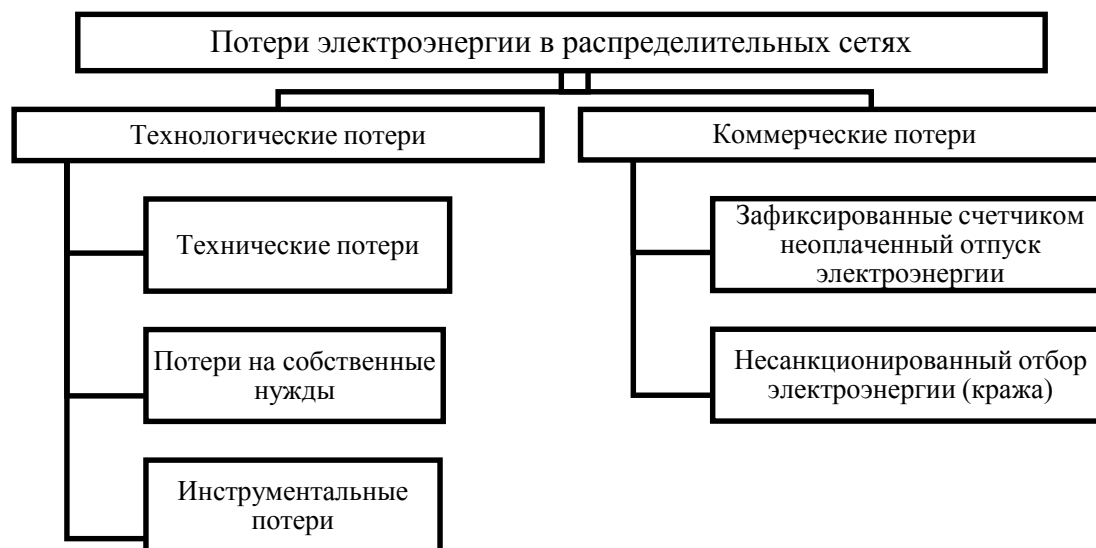


Рисунок 5 – Классификация потерь электроэнергии

Основной целью задачи по нормированию потерь является обеспечение ежегодной стабильной динамики снижения потерь электроэнергии в сетях потребителей [6]. В связи с тем, что электроэнергетика – отрасль отчасти монополизирована, на данный момент не существует рыночных методов регулирования и тарификации размеров и стоимости потерь, возникает необходимость установления их норм (то есть нормирование).

Утвержденный норматив технологических потерь является составляющей тарифа на электроэнергию. Однако, для каждой перечисленной группы потерь, он формируется сугубо индивидуально. Например, в норматив технических потерь первоначально закладываются физические процессы в данном оборудовании или сетях, приводящим к потерям в этом оборудовании (так называемые «условно – постоянные потери»), возможная недогрузка оборудования со смещением рабочего процесса в сторону недогрузки, перекосы графиков нагрузки вследствие отклонений от оптимального режима (потери холостого хода, нагрузочные потери) [6]. В норматив инструментальных потерь закладываются расчётные значения погрешностей систем измерения, а норматив расходов на собственные нужды должен включать потребляемые нагрузки систем собственных нужд подстанций и распределительных пунктов [6]. И только норматив коммерческих потерь при оперативном устранении всех несанкционированных доступов к электроэнергии, а также при своевременной её оплате потребителями и отключении должников, может быть принят равным нулю [6].

Исходя из классификации потерь электроэнергии, далее проводится анализ современных методов и мероприятия по её минимизации.

В современной электроэнергетике мероприятия по уменьшению потерь электроэнергии являются конечной целью задачи минимизации потерь электроэнергии в электрической сети как потребителей, так и энергосистемы [1,

12]. Проблематика организации мероприятий по энергосбережению в сетях потребителей электроэнергии регулируется на общедофедеральном уровне.

Данный аспект отражен в законодательных актах, нормативных и нормативно-правовых актах [5, 12]. При этом основная задача в отношении эффективности функционирования общедофедеральной энергосистемы лаконично сформулирована в [12]: снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до 8 % в 2035 году.

Прежде чем внедрять те или иные мероприятия по снижению потерь, необходимо тщательно и скрупулёзно изучить их сущность, определить причины их образования, проанализировать, и структурировать полученные данные. И только после этого анализа можно четко определить и сформулировать самые необходимые и потенциально эффективные мероприятия.

При этом необходимо принять во внимание, что непосредственное определение коммерческой составляющей потерь, даже при условии учета самой её сути, практически невозможно без существенных затрат. И наоборот, технологическая составляющая, при применении надлежащих баз данных, может быть рассчитана с достаточно высокой точностью, что может дать возможность произвести сопутствующий анализ коммерческую составляющую потерь.

Кроме того, наличие информации о текущих значениях потерь мощности в электрических сетях предоставляет возможность разрешить ряд других эксплуатационных задач.

Например, с помощью соответствующего программного обеспечения, появляется возможность фиксировать появление, и локализовать места возникновения однофазных коротких замыканий, которые являются серьезной проблемой [1, 3, 6]. В связи с необходимостью управлять значением потерь электроэнергии в электрических сетях, возникают две основные задачи, которые отличаются способами и средствами достижения конечной цели (рисунок 6) [1, 3, 6, 16].

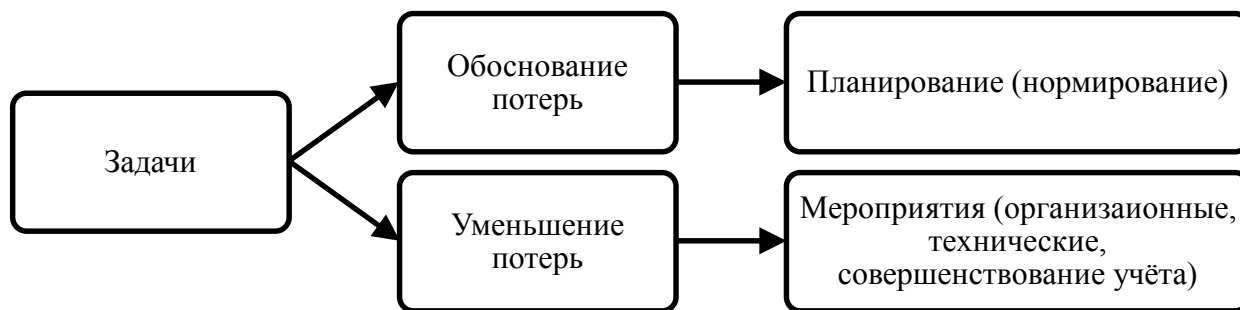


Рисунок 6 – Структура задач по управлению потерями электроэнергии

Первая задача – это обоснование допустимого значения потерь электроэнергии для данной сети за отчетный период. Это необходимо для того, чтобы заложить в тариф стоимость потерь, запланировать производство соответствующего количества энергии на электростанциях (подготовить мощности генерирования и запасы топлива и т.д.) для покрытия этих потерь, иметь возможность контролировать значение потерь, и посредством экономических механизмов влиять на них. В рамках решения этой задачи определяются плановые (перед отчетным периодом) и фактические (после завершения отчетного периода) значения потерь.

В данном случае учитывается, что потери зависят от ряда факторов, к которым относятся [1, 3, 6]:

- структура электрической сети (напряжение, длина линий электропередачи, сечения проводов, количество трансформаторов и их мощность, особенности топологии и др.);
- запланированное (потребленное) количество электроэнергии;
- метрологические условия и тому подобное.

Вторая задача заключается в проведении анализа причин возникновения потерь, а также в их непосредственном расчёте с целью выработки ряда мероприятий по их снижению. В данном случае очень важно произвести более детальный анализ и определить потери электроэнергии в каждом составляющем



элементе (узле) электрической сети потребителей. В рамках этой задачи с целью оценки фактической эффективности также необходимо определить плановые (рассчитанные перед внедрением) и фактические (после проведения всех мероприятий) значения потерь электроэнергии [1, 3, 6, 16].

Известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер (аспект) [9, 11, 16]. Организационные мероприятия заключаются в сокращении расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, совершенствование учета электроэнергии, контроль над использованием источников реактивной мощности, внедрения новых программ для анализа режимов сетей и их оптимизации с использованием ЭВМ.

Технические мероприятия осуществляются введением в эксплуатацию новых компенсирующих устройств, заменой проводов на линиях электропередачи, заменой трансформаторов и автотрансформаторов, автоматизацией регулирования напряжения [10,12,15]. Из группы технических мероприятий также выделяют режимные мероприятия, например, обеспечение оптимального режима компенсаторов реактивной мощности, своевременное переключение ответвлений обмоток трансформаторов РПН, отключение трансформаторов в сетях низкого напряжения на период малых нагрузок [2].

Совместное применение организационных и технических мероприятий для решения задач минимизации потерь электроэнергии в конечном итоге приводит к значительному технико – экономическому эффекту на всех звеньях систем электроснабжения [12].

В результате проведённого анализа литературы по данному вопросу, установлено, что подавляющее большинство экспертов [2,3,7-11] предлагают разделить мероприятия по снижению потерь электроэнергии (МСП) на следующие группы: усовершенствование управления режимами сетей;

автоматизация управления режимами сетей; реконструкция и модернизация сетей; усовершенствование учета потребления электроэнергии.

При более углублённом сравнительном анализе можно отметить тот факт, что каждый автор рекомендует свои мероприятия по минимизации потерь, исходя из научного направления своей работы и разработанных авторских публикаций по данной тематике.

Так, в [16] особое внимание акцентируется на своевременном, качественном и оперативном процессе компенсации реактивной мощности, а в [8] – на уменьшении нагрузочных потерь путём повышения коэффициента загрузки оборудования до необходимого нормируемого значения, а также исключения нестационарной нагрузки оборудования как фактора, приводящего к существенным непрогнозируемым потерям в сети; в [9] – на уменьшении потерь на собственные нужды подстанций путём оптимизации и автоматизации технологического процесса, а также применения для этой цели энергосберегающих технологий; авторы [3,10] делают основной акцент на уменьшении потерь электроэнергии в измерительных комплексах и системах путём их модернизации, включая не только измерительные приборы, но и измерительные трансформаторы и системы в целом; в работе [11] показано, что основная неопределённость и погрешность расчётов и прогнозирования потерь заключается в недоучёте климатических факторов, которые, как известно, влияют на величину активных сопротивлений элементов и составляющих электрических сетей.

В [3] установлено, что основные мероприятия по минимизации технических потерь состоят в реконструкции и модернизации систем электроснабжения.

Также в последнее время активно внедряется система автоматизированной системы контроля и учета электропотребления (АСКУЭ), одной из основных задач которой является мониторинг и анализ результативности внедряемых

мероприятий, направленных на снижение потерь активной мощности в сетях [11]. При этом все перечисленные авторы делают основной акцент на необходимости значительного улучшения теоретической и методической базы для разработки более существенных мероприятий по снижению потерь.

Известно множество мероприятий по совершенствованию системы учета электроэнергии, но, тем не менее, периодически сетевые организации внедряют новые с целью реагирования на ранее, не принимаемые во внимание составляющие коммерческих потерь, а также в связи с постоянно появляющимися новыми способами хищения электроэнергии.

Главные задачи разрабатываемых и внедряемых мероприятий – реальное снижение потерь в электросетях, которые работают в нормальных технических и климатических условиях. Если оборудование работает в условиях, отличных от нормальных, то потребителями должны приниматься все возможные меры по приведению условий работы к нормальным. При этом и потери должны установиться на уровне нормативных.

На основе анализа литературных источников, проведённого в работе ранее, проводится разработка комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» и плана по его реализации.

Как известно, отчётные потери электроэнергии представляются в форме следующих составляющих, а именно: технические потери; коммерческие потери; инструментальные потери и потери на собственные нужды.

Также известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер. Совместное применение организационных и технических мероприятий для решения задач минимизации потерь электроэнергии в конечном итоге приводит к значительному технико – экономическому эффекту на всех звеньях систем электроснабжения.

Учитывая приведённые аспекты после проведенного анализа литературы, после проведения анализа системы электроснабжения с учётом рекомендованных методов и подходов, разработан комплекс мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» с поэтапным планом его реализации (рисунок 7).

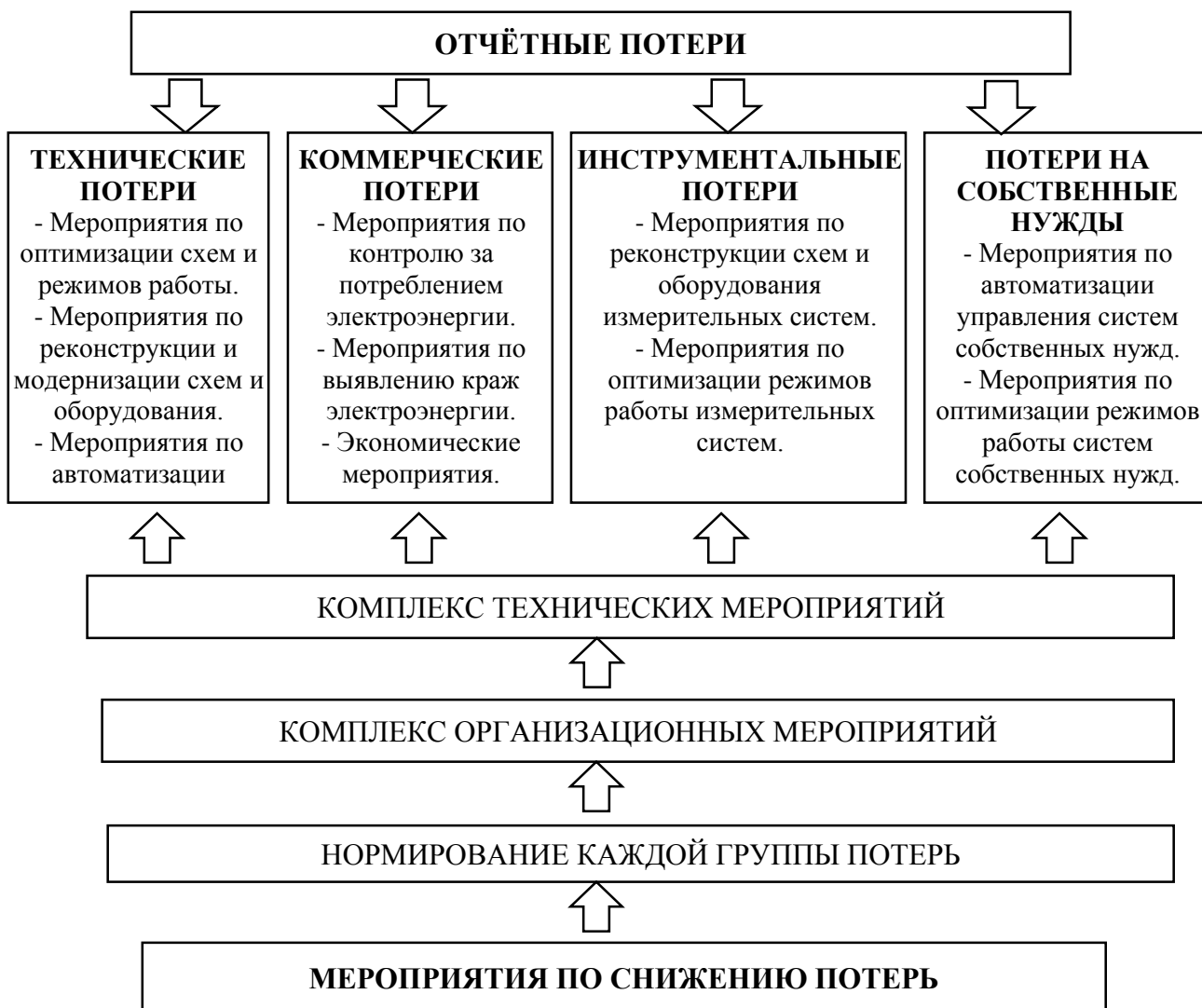


Рисунок 7 – Комплекс мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» с поэтапным планом его реализации

При этом разработанный план реализации комплекса мероприятий по минимизации потерь активной мощности в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» состоит из трёх этапов, которые реализуются в определённой последовательности (алгоритм реализации), приведённой ниже.

Первый этап предполагает тщательное и качественное нормирование потерь электроэнергии.

При этом такое нормирование необходимо осуществить для каждой группы потерь электроэнергии отдельно, так как они имеют различную природу и не могут быть представлены одной расчётной составляющей [1, 3, 6, 16, 21].

При этом необходимо учесть, например, такие важные технические и экономические аспекты:

- для нормирования технических потерь – режимы работы схемы, технические параметры оборудования, степень его износа, показатели потребляемой реактивной электроэнергии и степень её компенсации, климатические факторы, коэффициенты загрузки оборудования;

- для коммерческих потерь – отсутствие краж и задолженностей по оплате за потреблённую электроэнергию;

- для инструментальных потерь – состояние систем измерений, их износ и погрешности; для потерь на собственные нужды – неучтённые расходы на собственные нужды питающих подстанций энергосистемы.

При этом норматив потерь должен быть обоснован на проектной стадии для каждой группы отдельно.

Второй этап плана предполагает внедрение комплекса организационных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии.

К ним относятся: разработка организационной документации, направленной на поощрение работников, выполняющих предписания по

снижению потерь электроэнергии, внедрение инструкций и положений по правильному ведению технологического процесса, наказание виновных и т.д.

На третьем этапе осуществляется разработка и внедрение комплекса технических мероприятий для минимизации каждой группы потерь с учётом технических характеристик, схем и параметров системы электроснабжения.

На ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», как наиболее эффективные, с точки зрения минимизации потерь электроэнергии на данный момент, приняты мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений с учётом фактических нагрузок потребителей ПС-110/10 кВ, а также модернизация устаревших и перегруженных линий, электрических аппаратов и трансформаторов, заключающаяся в их замене на новые, современные типы, имеющие ряд технических и экономических преимуществ [21].

В работе в результате проведения реконструкции схемы ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», на основании соответствующих расчётов и решений, принимаются технические решения по оптимизации схемы электрических соединений с выбором и проверкой силовых трансформаторов, оборудования и сетей, согласно требуемых нормативными документами технических показателей.

Экономическая эффективность описанных выше мероприятий по реконструкции и модернизации очевидна, поскольку они оптимизируют энергопотребление и коэффициенты загрузки оборудования, что приводит к уменьшению технических (нагрузочных) потерь электроэнергии.

Кроме того, данные мероприятия являются одним из известных способов уменьшения затрат на обслуживание и ремонт, что в свою очередь, положительно сказывается на технико-экономических показателях системы потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

## **2.8 Обоснование внедрения АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»**

Согласно [5], на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» необходимо предусмотреть установку современных измерительных приборов, приборов учёта и контроля электроэнергии.

Все указанные элементы получают питание от измерительных трансформаторов (тока и напряжения), которые выбраны в работе ранее.

Внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» является современным и обоснованным решением как с технической, так и с экономической точек зрения.

В данном случае система АСКУЭ рассматривается как базовая для контроля качества электроэнергии в системе электроснабжения [18].

В работе применяется электронный счётчик «Меркурий», который входит в систему АСКУЭ.

Благодаря применению АСКУЭ в системах электроснабжения, локализуются узлы с коммерческими потерями, блокируется несанкционированный доступ к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии.

Кроме того, АСКУЭ позволяет контролировать установленные лимиты электроэнергии, тем самым оптимизируя производственный процесс на предприятиях (потребителях) [15].

При этом устанавливается необходимое оборудование системы АСКУЭ в точке коммерческого учёта электроэнергии.

Капитальные вложения на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$KB = Ц + М + ТР + НР, \text{ тыс.руб.}, \quad (57)$$

где Ц – цена оборудования, тыс. руб.;

М – затраты на монтаж оборудования, тыс. руб.;

НР – накладные расходы, тыс. руб.;

ТР – транспортные расходы, тыс. руб.

Расчет затрат на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета капитальных вложений на внедрение системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

Номер	Тип оборудования	Цена, руб.
1	Счётчик «Меркурий»	23400
2	GSM модем	14600
3	Сервер для накопления данных с GSM модуля	50000
4	АРМ диспетчера (с ПК и оборудованием – комплект)	150000
5	Программное обеспечение и наладка	80000
6	Трансформатор тока ТЛМ	136560
7	Трансформатор напряжения НАМИ	203200
8	Расходный материал	20000
9	Монтаж	271304
10	Транспортные расходы	67826
11	Накладные расходы	101739
Итого капитальных вложений (КВ)		1119129

Согласно формуле (57):

$$M = 0,4 \cdot 678260 = 271304 \text{ руб.} = 271,3 \text{ тыс.руб.}$$

$$ТР = 0,1 \cdot 678260 = 67826 \text{ руб.} = 67,826 \text{ тыс.руб}$$



$$HP = 0,1 \cdot (678260 + 67826 + 271304) = 101739 \text{ руб.} = 101,739 \text{ тыс.руб.}$$

$$KB = 678260 + 67826 + 271304 + 101739 = 1119129 \text{ руб.} = 1119,129 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание системы АСКУЭ

$$ЗЭ = A + TP + ЗП + П, \text{ тыс.руб.}, \quad (58)$$

где ЗП – заработная плата персонала, тыс. руб.;

A – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

TP – стоимость текущего ремонта, тыс. руб.;

П – прочие затраты, тыс. руб.

$$A = 0,125 \cdot 1119129 = 139891 \text{ руб.} = 139,891 \text{ тыс.руб.}$$

$$TP = 0,05 \cdot 1119129 = 55956 \text{ руб.} = 55,956 \text{ тыс.руб.}$$

Зарплата персонала

$$ЗП = ЧТС \cdot ЗТ \cdot K, \text{ тыс.руб.}, \quad (59)$$

где ЧТС – часовая тарифная ставка;

ЗТ – затраты труда на обслуживание данного оборудования, чел·ч;

K – суммарный коэффициент, учитывающий дополнительную оплату (премию) и величину отчислений в единый социальный фонд.

Затраты труда на обслуживание АСКУЭ на реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$ЗТ = T \cdot Q, \text{ тыс.руб.}, \quad (60)$$

где T – трудоемкость обслуживания чел·ч;

Q – количество у.е. шт.

Проводятся соответствующие расчёты

$$K_{\text{VE.ЭЛ.ОБ}} = 1,1 \cdot 4 = 4,4;$$

$$ЗТ = 4,4 \cdot 18,6 = 81,84 \text{ чел} \cdot \text{час};$$

$$ЗП = 57 \cdot 1,64 \cdot 1,30 \cdot 81,84 = 9945,5 \text{ руб.};$$

Величина прочих затрат определяется так:

$$П = 0,1 \cdot (А + ТР + ЗП). \quad (61)$$

$$П = 0,1 \cdot (139891 + 55956 + 9945,5) = 20579 \text{ руб.} = 20,579 \text{ тыс.руб.}$$

$$ЗЭ = 139891 + 55956 + 9945,5 + 20579 = 226371,5 \text{ руб.} = 226,3716 \text{ тыс.руб.}$$

В качестве примера производится типичный расчет внедрения системы АСКУЭ с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» за август 2021 года.

Суммарный объем потреблённой электроэнергии за январь 2021 года, согласно фактическим данным – 132,9 МВт·ч.

Стоимость электроэнергии принимается согласно заявленному максимуму по договору энергоснабжения.

При этом затраты будут определяться

$$ПЗ = КВ \cdot E_n + ЗЭ, \quad (62)$$

где  $E_n = 0,15$ .

$$ПЗ=1119129 \cdot 0,15 + 226371,5 = 394240,85 \text{ руб.}$$

Определяется стоимость потерь объема электроэнергии за август 2021 г. по первой ценовой категории:

$$\mathcal{E}_1 = 0,178655 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 3902,054 = 518658,36 \text{ руб.}$$

где 0,178655 – стоимость 1 кВт·ч потреблённой электроэнергии по 1-й ценовой категории, руб.;

3902,054 – потреблённое количество электроэнергии, кВт;

24 – количество часов в сутках, ч;

31 – количество дней в месяце, дн.

Годовая экономия для второй ценовой категории

$$\mathcal{E}_2 = T_{\mathcal{E}0} \cdot Q_{\mathcal{E}} - (T_n \cdot Q_{\mathcal{E}n} + T_{np} \cdot Q_{\mathcal{E}np} + T_{npn} \cdot Q_{\mathcal{E}npn}), \quad (63)$$

$$\mathcal{E}_2 = 132,9 \cdot 3902,05 - (44,3 \cdot 4500 + 38,76 \cdot 7500 + 49,84 \cdot 5500) = -245511,64 \text{ руб.}$$

По второй ценовой категории рассчитывать не выгодно, так как внедряемая система АСКУЭ не окупается.

Годовая экономия для третьей ценовой категории

$$\mathcal{E}_k = (\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_3) \cdot 12. \quad (64)$$

$$\mathcal{E}_k = (518658,36 - 433748,4) \cdot 12 = 1018,920 \text{ тыс.руб./год.}$$

Срок окупаемости капиталовложений в АСКУЭ в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

$$T_{кв} = \frac{KB}{\mathcal{E}_k}. \quad (65)$$

$$T_{кв} = \frac{1119129}{1018919,52} \approx 1,1 \text{ год.}$$

Экономическая оценка эффективности внедрения системы АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» с дифференцированными по времени суток тарифов на электроэнергию и с функцией локализации узлов с коммерческими потерями (блокировка несанкционированного доступа к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии) перспективна, так как срок окупаемости внедрения АСКУЭ в системе электроснабжения реконструируемой ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» составляет 1,1 года.

Значит, выбор системы АСКУЭ для контроля и учёта электроэнергии потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», а также с функцией локализации узлов с коммерческими потерями (блокировка несанкционированного доступа к электрическим сетям с целью хищения электроэнергии), оправдана и подтверждена соответствующими расчётами.

## **2.9 Расчёт экономической эффективности проведённой реконструкции**

Цель реконструкции ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» – улучшение качества электроснабжения за счет замены физически и морально устаревшего высоковольтного оборудования подстанции, повышение надежности и условий эксплуатации электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей.

Кроме замены аппаратов на современные типы, реконструкция включает сооружение дополнительной воздушной линии 110 кВ, реконструкцию РЗиА, а также дополнительный ввод новых четырёх потребителей 10 кВ.

При этом силовые трансформаторы, которые были установлены на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» до проведения реконструкции, остались без изменения.

Данные аспекты учитываются и рассматриваются в работе при определении экономических показателей в работе.

Максимальная мощность на шинах 10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» составляет  $P_{\max}=14494,5$  кВт,  $T_{\max}=3500$ , количество ВЛ 10 кВ равно 26 шт., их общая протяженность  $l=82$  км.

Кроме того, в результате реконструкции РЗиА на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» приобретены новые комплекты микропроцессорных защит, которые необходимо учесть в работе.

Потребительские ТП-10/0,4 кВ в работе не рассматриваются, так как они непосредственно не входят в реконструкцию ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» и целиком находятся на балансе потребителей.

Согласно НК РФ, амортизация является процессом пересчёта стоимости основного средства на производимую продукцию, поэтому от амортизации полностью зависит структура принятия расхода на предприятии.

При этом:

- НК – согласно статье 256 НК РФ п.1. стоимость амортизируемого имущества составляет 100 000 тыс. руб.;
- БУ – согласно п. 18 ПБУ 6/01 стоимость амортизируемого имущества составляет 40 000 тыс. руб.;
- МПЗ – все ниже стоимости 40 000 тыс. руб. является материально-производственными запасами и одновременно списывается в расход.

Исходя из принятых решений в работе, капиталовложения на проведённую реконструкцию ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» определяются:

$$K = K_{КРУ110} + K_{КРУ10} + K_{ВЛ110кВ} + K_{ВЛ10кВ} + K_{РЗиА}, \quad (66)$$

где  $K_{PV110}$  - капиталовложения в РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»;

$K_{PV10}$  - капиталовложения в РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»;

$K_{ВЛ110кВ}$  - капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 110 кВ;

$K_{ВЛ10кВ}$  - капиталовложения в распределительные воздушные линии напряжением 10 кВ;

$K_{РЗиА}$  - капиталовложения на реконструкцию РЗиА ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Капиталовложения по каждому из видов определяется с учётом стоимости единицы, количества единиц, а также расходов на монтаж и наладку (25-35% от стоимости оборудования) и накладных расходов (10-15% от стоимости оборудования).

Капиталовложения в РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская». В РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» в результате реконструкции были установлены новые электрические аппараты (выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения).

Капиталовложения в РУ в работе определяются так:

$$K = C_{осн.} \cdot n + M_n + H_p, \quad (67)$$

где  $n$  - количество единиц оборудования РУ, шт.;

$C_{осн.}$  - стоимость одной единицы оборудования РУ, тыс. руб.;

$M_n$  - расходы на монтаж и наладку оборудования РУ, тыс. руб.;

$H_p$  - накладные расходы, тыс. руб.

Принимается в работе

$$M_n = 0,3C_{осн}; H_p = 0,1C_{осн}. \quad (68)$$

Результаты расчёта стоимости оборудования РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» с учётом выбранных в работе аппаратов 110 кВ и их количества сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость оборудования РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»

№	Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, руб.	Суммарная стоимость, руб.	Амортизация
1	Разъединитель РГ-110/1000У1/ХЛ (NF)	6	120000	720000	НК
2	Выключатель ЛТВ-145D1/В-31,5/2000	2	2500000	5000000	НК
3	Трансформатор напряжения НДКМ-110/ХЛ (NF)	2	250000	500000	НК
4	Трансформатор тока ТВТ-110/ХЛ (NF)	6	80000	480000	НК
5	Ограничители перенапряжения ОПН-У/TEL-110/84/ХЛ (NF)	8	50000	400000	НК
	Итого:	24	-	7100000	НК

Капиталовложения в РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» по условию (67)

$$K_{РУ110} = 7100 + 0,3 \cdot 7100 + 0,1 \cdot 7100 = 9940 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская». В РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» в результате реконструкции были установлены новые электрические аппараты (вакуумные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения).

Результаты расчёта стоимости оборудования РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», с учётом выбранных в работе аппаратов 10 кВ и их количества, сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Стоимость оборудования РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ

№	Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, руб.	Суммарная стоимость, руб.	Амортизация
1	Выключатель ВВ/TEL-10-20/630-ХЛ (NF)-48	26	120000	3120000	НК
2	Трансформатор тока ТЛО-10/ХЛ (NF)	26	16000	416000	НК
3	Трансформатор напряжения НАМИ-10/ХЛ (NF)	2	45000	90000	БУ
4	Ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12/ХЛ(NF)	4	11000	44000	БУ
	Итого:	58	-	3670000	НК, БУ

Капиталовложения в РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» по условию (67)

$$K_{РУ110} = 3670 + 0,3 \cdot 3670 + 0,1 \cdot 3670 = 5138 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 110 кВ. Капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 110 кВ определяются так

$$K_{ВЛ110кВ} = l_{ВЛ110кВ} \cdot C_{ВЛ110кВ} + M_n + H_p, \quad (69)$$

где  $l_{ВЛ110кВ}$  - длина воздушные линии напряжением 110 кВ, км;

$C_{ВЛ110кВ}$  - стоимость 1 км ВЛ 110 кВ, тыс. руб.



Стоимость ВЛ 110 кВ с учётом её длины

$$C_{ВЛ110кВ} = 5 \cdot 700 = 3500 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в питающие воздушные линии напряжением 110 Кв

$$K_{ВЛ110кВ} = 3500 + 0,3 \cdot 3500 + 0,1 \cdot 3500 = 4900 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в распределительные воздушные линии напряжением 10 кВ. Расчеты сводятся в таблицу 17.

Таблица 17 – Стоимость воздушных линий 10 кВ

№	Марка провода	Кол-во, км	Стоимость, за км, тыс. руб.	Суммарная стоимость, руб.
1	АС-25	20	250	5000
2	АС-35	10	280	2800
3	АС-50	15	300	4500
4	АС-70	15	320	4800
5	АС-120	12	350	4200
6	АС-150	10	380	3800
	Итого:	82	-	25100

По формуле (69) капиталовложения в распределительные воздушные линии напряжением 10 кВ:

$$K_{ВЛ10кВ} = 25100 + 0,3 \cdot 25100 + 0,1 \cdot 25100 = 35140 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на реконструкцию РЗА ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

Стоимость оборудования РЗА ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Стоимость оборудования РЗиА ПС-110/10 кВ

№	Тип электрооборудования	Кол-во ед., шт.	Стоимость, за единицу, руб.	Суммарная стоимость, руб.
1	БМРЗ-150	2	32000	64000
2	БМРЗ-100	26	16000	416000
3	БМРЗ-50	1	34000	34000
4	БМРЗ	2	34000	68000
5	БМЦС-40	30	10000	300000
	Итого:	61	-	882000

Определение суммы общих капитальных вложений.

По формуле (68):

$$K = 9940 + 5138 + 4900 + 35140 + 1234,8 = 56352,8 \text{ тыс.руб.}$$

В общем виде расчетная формула эксплуатационных издержек (затрат):

$$\begin{aligned} \text{ЭЗ} = & ЗП + СВ + A_{oPY110} + A_{oPY10} + A_{oBЛ110} + A_{oBЛ10} + A_{oPЗиА} + P_{TO(PY110)} + \\ & + P_{TO(PY10)} + P_{TO(BЛ110)} + P_{TO(BЛ10)} + P_{TO(PЗиА)} + C_{ЭЗ} + H_H + Пр \end{aligned} \quad (70)$$

В конечном итоге определяются составляющие формулы (70) и их алгебраическая сумма.

Заработная плата за год

$$ЗП = M_0 \cdot N \cdot K_{дон} \cdot T, \quad (71)$$

где  $M_0 = 102,1$  тыс. руб. – средний месячный оклад по ЯНАО;

$N = 5$  – количество оперативно – технических работников ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская»;

$K_{дон} = 1,5$  – коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда;

$T = 12$  – число месяцев в году.

По условию (71)

$$ЗП = 102,1 \cdot 5 \cdot 1,5 \cdot 12 = 9189 \text{ тыс.руб.}$$

Страховые взносы составляют 30,9% от ЗП. Расчет приведен в таблице 19.

Таблица 19 - Расчет страховых взносов

Пенсионный фонд РФ (ПФР (22%))	Фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС (5,1%))	Фонд социального страхования, нетрудоспособность (ФСС (2,9%))	ФСС травматизм, 0,9%
2021,58 тыс. руб.	468,64 тыс. руб.	266,48 тыс. руб.	82,7 тыс. руб.

$$СВ = 0,309 \cdot ЗП, \quad (72)$$

По условию (72)

$$СВ = 0,309 \cdot 9189 = 2839,4 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления на РУ 110 кВ согласно (п. 3 ст. 258 НК РФ), определяются так:

$$A_{оРУ110} = \frac{C_{осн}}{t \cdot 12}. \quad (73)$$

$$A_{оРУ110} = \frac{7100}{14 \cdot 12} = 42,26 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{оРУ110(зод)} = 42,26 \cdot 12 = 507,1 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления на РУ 110 кВ за остальные месяцы года рассчитаны в работе аналогично и приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Годовые амортизационные отчисления на РУ 110 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	7100
01 февраль	7057,74
01 март	7015,48
01 апрель	6973,22
01 май	6930,96
01 июнь	6888,7
01 июль	6846,44
01 август	6804,18
01 сентябрь	6761,92
01 октябрь	6719,66
01 ноябрь	6677,4
01 декабрь	6635,14
31 декабрь	6592,88
Среднегодовая:	6357,4

Амортизационные отчисления на РУ 10 кВ (таблица 21)

$$A_{oPY10} = \frac{3670}{14 \cdot 12} = 21,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{oPY10(\text{год})} = 21,85 \cdot 12 = 262,14 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 21 - Годовые амортизационные отчисления на РУ 10 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	3670
01 февраль	3648,15
01 март	3626,3
01 апрель	3604,45
01 май	3582,6
01 июнь	3560,75
01 июль	3538,9
01 август	3517,05
01 сентябрь	3495,2
01 октябрь	3473,35
01 ноябрь	3451,5
01 декабрь	3429,65
31 декабрь	3407,8
Среднегодовая:	3286,12

Амортизационные отчисления на ВЛ 110 кВ:

$$A_{oВЛ110} = \frac{3500}{14 \cdot 12} = 20,83 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{oВЛ110(год)} = 20,83 \cdot 12 = 249,96 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт амортизационных отчислений сведём в таблице 22.

Таблица 22 - Годовые амортизационные отчисления на ВЛ 110 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	3500
01 февраль	3479,17
01 март	3458,34
01 апрель	3437,51
01 май	3416,68
01 июнь	3395,85
01 июль	3375,02
01 август	3354,19
01 сентябрь	3333,36
01 октябрь	3312,53
01 ноябрь	3291,7
01 декабрь	3270,87
31 декабрь	3250,04
Среднегодовая:	3133,95

Амортизационные отчисления на ВЛ 10 кВ:

$$A_{oВЛ10} = \frac{25100}{14 \cdot 12} = 149,4 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{oВЛ10(год)} = 149,4 \cdot 12 = 1792,86 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт амортизационных отчислений на ВЛ 10 кВ подстанции сведён в таблицу 23.

Таблица 23 - Годовые амортизационные отчисления на ВЛ 10 кВ

Месяц	Величина $A_0$ , тыс. руб.
01 январь	25100
01 февраль	24950,6
01 март	24801,2
01 апрель	24651,8
01 май	24502,4
01 июнь	24353,0
01 июль	24203,6
01 август	24054,2
01 сентябрь	23904,8
01 октябрь	23755,4
01 ноябрь	23606,0
01 декабрь	23456,6
31 декабрь	23307,2
Среднегодовая:	22474,77

Амортизационные отчисления на РЗиА определяются так (таблица 24):

$$A_{\text{орЗиА}} = \frac{882}{14 \cdot 12} = 5,25 \text{ тыс.руб.}$$

$$A_{\text{орЗиА(год)}} = 5,25 \cdot 12 = 63,0 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 24 - Годовые амортизационные отчисления на РЗиА

Месяц	Величина $A_0$
01 январь	882
01 февраль	876,75
01 март	871,5
01 апрель	866,25
01 май	861,0
01 июнь	855,75
01 июль	850,5
01 август	845,25
01 сентябрь	840,0
01 октябрь	834,75
01 ноябрь	829,5
01 декабрь	824,25
31 декабрь	819,0
Среднегодовая:	789,75

## Ремонт и техническое обслуживание

$$P_{ТО} = K \cdot \frac{r}{100}, \quad (74)$$

где  $r$  - годовая норма отчислений на ремонт и ТО, %.

$$P_{ТО(РВ)} = (9940 + 5138) \cdot 0,0198 = 298,5 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{ТО(ВЛ)} = (4900 + 35140) \cdot 0,0025 = 100,1 \text{ тыс.руб};$$

$$P_{ТО(РЗУА)} = 1234,8 \cdot 0,0121 = 14,95 \text{ тыс.руб}.$$

## Стоимость электроэнергии:

$$C_{ЭЭ} = W_{год} \cdot T_{ЭЭ}, \quad (75)$$

где  $T_{ЭЭ}$  - одноставочный тариф на электроэнергию (для ЯНАО стоимость на 01.01.2021 г. – 3,02 руб./кВт·ч);

$W_{год}$  - годовой объем потребляемой энергии на ПС-110/10 кВ.

$$W_{год} = T_{\max} \cdot P_{\max}, \quad (76)$$

где  $T_{\max} = 3500$  ч - количество часов использования максимума;

$P_{\max}$  - максимальная расчётная активная мощность ПС-110/10 кВ.

$$W_{год} = 3500 \cdot 14494,5 = 507,3 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$C_{ЭЭ} = 50730 \cdot 3,02 = 153206,9 \text{ тыс.руб}.$$

## Прочие расходы

$$Pr = 0,01 \cdot \sum K \quad (77)$$

$$Pr = 0,01 \cdot 56352,8 = 563,53 \text{ тыс.руб}.$$

## Годовые эксплуатационные издержки на проведения реконструкции

$$\begin{aligned} \text{ЭЗ} = & 9189 + 2839,4 + 507,1 + 262,14 + 249,96 + 1792,86 + 63 + 298,5 + \\ & + 100,1 + 14,95 + 153206,9 + 563,53 = 169087,44 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Стоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии через ПС-110/10 кВ

$$z = \frac{K \cdot E_H + \text{ЭЗ},}{W_{\text{год}}}, \quad (78)$$

$$z = \frac{56352800 \cdot 0,1 + 169087440}{507,3 \cdot 10^5} = 3,44 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Сводная таблица технико-экономических показателей проведённой реконструкции приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Техничко-экономические показатели проведённой реконструкции

Наименование затрат	Ед. измерения	Величина
Капиталовложения	тыс.руб.	56352,8
Заработная плата	тыс.руб.	9189
Страховые взносы	тыс.руб.	2839,4
Суммарные амортизационные отчисления	тыс.руб.	1082,2
Суммарные расходы на ремонт и техническое обслуживание	тыс.руб.	413,55
Стоимость электроэнергии	тыс.руб.	153206,9
Прочие расходы	тыс.руб.	563,53
Годовой объем передаваемой энергии	тыс. кВт·ч	$507,3 \cdot 10^5$
Стоимость производства и передачи 1 кВт·ч электроэнергии	руб./кВт·ч	3,44

Вывод: капиталовложения в реконструируемую систему электроснабжения составляют 56352,8 тыс.руб., при этом стоимость производства и передачи электроэнергии составляет 3,44 руб./кВт·ч.



### **3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда**

#### **3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности проекта**

На персонал подстанции 110/10 кВ при выполнении ими трудовой функции могут воздействовать следующие опасные и вредные факторы производственной среды:

- высокое напряжение цепи, при замыкании которой может пройти ток через тело человека 10 кВ;
- электрическая дуга;
- подвижные части производственного оборудования;
- повышенная или пониженная температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- пожароопасные концентрации горючих жидкостей;
- твёрдые горючие и трудно сгораемые вещества и материалы.

Проектируемая подстанция 110/10 кВ спланирована с уклоном для обеспечения отвода ливневых вод за ее пределы. Территория подстанции ограждена забором из металлической сетки на железобетонных опорах высотой

На подстанции предусматриваются специальные защитные меры по снижению травматизма:

- Во всех существующих цепях РУ предусматривается установка разъединителей с видимым разрывом, обеспечивающим возможность отсоединения всех аппаратов каждой цепи от сборных шин;
- Выключатели и их привода имеют хорошо видимый и надёжно работающий указатель положения («Вкл.», «Откл.»);

- Привода разъединителей, доступные для посторонних, имеют приспособления для запираения их замками в отключенном и включенном положениях;
- РУ 110 и 10 кВ оборудуются стационарными заземляющими ножами;
- Сетчатые и стационарные ограждения токоведущих частей и оборудования имеют высоту над уровнем планировки для РУ 110 кВ и трансформаторов – 1,6 м, сетки имеют отверстия размером 15x15 мм, что удовлетворяет требованию размеров не менее 10x10 мм и не более 25x25 мм, имеются приспособления для запираения их на замок;
- Электропровода цепей защиты, сигнализации и освещения, проложенные под электротехническими устройствами, выполнены проводами с маслостойкой изоляцией;
- Территория подстанции ограждена внешним забором высотой 1,8 м, вспомогательные сооружения подстанции огораживаются внешним забором высотой 1,6 м.
- На стороне 110 кВ и 10 кВ имеются блокировки между главными и заземляющими ножами разъединителя, электромеханические блокировки выключателя линии, секционного и вводного выключателей;
- Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции вторичные обмотки трансформатора тока (ТТ), трансформатора напряжения (ТН), трансформатора собственных нужд (ТСН) заземляются.
- Оборудование, обслуживание которого связано с пребыванием человека на высоте, более 0,3 м от уровня пола, оснащено площадками, трапами или лестницами. Для безопасности обслуживающего персонала трапы и лестницы имеют с обеих сторон поручни.

При эксплуатации оборудования подстанции 110/10 кВ и ВЛ для электротехнического персонала предусматриваются следующие изолирующие

защитные средства: основные (изолирующие штанги для оперативных, измерительных и других целей; изолирующие клещи для установки и снятия предохранителей 10 кВ; монтерские инструменты с изолированными рукоятками; указатель напряжения на 35 и 110 кВ типа УВН-90) и дополнительные (диэлектрические резиновые коврики, диэлектрические боты и галоши, диэлектрические перчатки, защитные очки типа ЗНР1, указатель напряжения до 400 В типа УНН-1, двухполюсные указатели напряжения типа ТИ-1, бесконтактные указатели высокого напряжения типа УВНБ-6-35, плакаты безопасности – 4 комплекта).

Аварийная сигнализация действует без выдержки времени при аварийном отключении любого из выключателей и при срабатывании защит трансформатора. Предупреждающая сигнализация работает с выдержкой времени при перегрузке силовых трансформаторов, обрыве цепей управления и т.д.

Сигнализация на ПС выполняется в следующем объеме:

а) Световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- в составе АРМ диспетчера и на панелях, на которых установлены резервные ключи дистанционного управления (при наличии АСУ ТП);
- на панелях щита управления (при отсутствии АСУ ТП);

б) Световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением - в шкафах РУ соответствующих напряжений;

в) При наличии АСУ ТП:

- основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы в составе АСУ ТП;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- резервная (в минимальном объеме) - центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМ диспетчера;

При отсутствии АСУ ТП:

- индивидуально-обобщенная световая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и неисправностей в составе щита управления;
- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты;
- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала;

Селективная сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений 10кВ, а также систем пожарной сигнализации и пожаротушения.

### **3.2 Обеспечение экологической безопасности проекта**

При проектировании ВЛ-110 кВ, питающих ОРУ-110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой, 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 [4], включающий 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 [20]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

Охрана окружающей среды при строительстве объектов энергетики осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий. 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 [22,13,7]:

- 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 высокого напряжения (в частности, ВЛ-110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой) сказывается 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 понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой и линий электропередач 110 кВ 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.

Указанные мероприятия по охране окружающей среды должны быть приняты к сведению и внедрены в систему электроснабжения понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой.

## Заключение

В результате выполнения работы разработан проект реконструкции подстанции энергосистемы напряжением 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой, РФ.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие основные задачи:

- проведена характеристика понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», а также приводится обоснование необходимости проведения реконструкции;

- осуществлена непосредственная реконструкция понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений подстанции, РУ 110 кВ и РУ 10 кВ с учётом подключения новых потребителей, расчёт электрических нагрузок, выбор и проверка силовых трансформаторов, выбор сечения проводников, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, реконструкция релейной защиты и автоматики, расчет уставок микропроцессорных защит трансформаторов, расчет уставок микропроцессорных защит линий, выбор автоматики и сигнализации;

- рассмотрен специальный вопрос, который включает разработку комплекса мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения потребителей ПС-110/10 кВ;

- рассмотрены мероприятия по охране труда при проведении работ на понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская» ЯНАО, г. Новый Уренгой, РФ;

- проведено экономическое обоснование проведённой реконструкции.

Реконструированная система электроснабжения понизительной подстанции 110/10 кВ «Новоуренгойская», в полной мере отвечает требованиям

нормативных документов по надёжности, а также экономичности, безопасности и экологичности.

Осуществлены выбор и проверка электрических аппаратов для их установки:

– в ОРУ-110 кВ – выключатели ВГТ-110/1000/УХЛ1, разъединители РНДЗ 1-110/1000ХЛ, трансформатор тока ТФЗМ – 110Б-1, ограничители перенапряжений ОПН-У/TEL-110/84-УХЛ1;

– в РУ-10 кВ – выключатели ВВ/TEL-10-20-У2-48, трансформатор тока марки ТПЛ-10, трансформатор напряжения НТМИ-10, ОПН внутренней установки ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1.

На основании полученных результатов расчёта токов КЗ, осуществлена проверка кабельных линий 10 кВ и электрических аппаратов на термическую стойкость.

Выбраны блоки современные релейной защиты и автоматики для установки на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» марки БМРЗ (производитель – НТЦ «Механотроника»), для автоматики – блоки марки БРЧН-100, для центральной сигнализации – блоки марки БМЦС-40.

Осуществлено технико – экономическое обоснование внедрение АСКУЭ для учёта и контроля электроэнергии потребителей ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская» (срок окупаемости – 1,1 года).

Описаны мероприятия по технике безопасности при выполнении работ на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», а также мероприятия по охране окружающей среды на ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская».

В результате выполнения работы реконструирована система электроснабжения трансформаторной понижающей подстанции ПС-110/10 кВ «Новоуренгойская», в которой неукоснительно соблюдаются установленные нормы качества электроэнергии, передаваемой потребителям, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.



## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. - М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
3. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. - М.: Медиа, 2017. 797 с.
4. 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: 20.08.2021).
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
6. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. – М.: Энергоиздат, 2016. 640 с.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 343 с. Текст: непосредственный.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение М.: Academia, 2018. 352 с.
9. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016 г. – 184 с.
10. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. – 224 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и

подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

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

14. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.–М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

15. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова. М.: «МЭИ», 2018. – 288 с.

16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова . - М.: ИЦ Академия, 2016. - 448 с.– Текст : непосредственный.

17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Учебник для вузов. - М.: ИЦ «Академия», 2014. 448 с.

18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. – 328 с.

19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2018. – 312 с.

20. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 2016. – 576 с.

21. 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».