

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 110/35/6 кВ «Головная»

Обучающийся

М. С. Чеканов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доц. В. И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

Работа посвящена реконструкции подстанции 110/35/6 кВ «Головная», внедрённая с учётом внесения необходимых и качественных изменений в главную электрическую схему нормального режима распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ подстанции, а также заменой некоторого устаревшего оборудования указанных распределительных устройств.

На основе проведённого анализа исходной схемы электрических соединений и технических характеристик ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с учётом анализа нагрузки подстанции, с учётом графиков нагрузки, проверены на перегрузочную способность силовые трансформаторы, осуществлён выбор и проверка основного оборудования распределительных устройств подстанции, а также проводников системы электроснабжения объекта реконструкции.

Проведён выбор новых устройств вторичных цепей объекта, а также расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики на объекте проектирования.

Результаты работы позволяют внедрить качественные мероприятия по реконструкции главной электрической схемы нормального режима распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Работа состоит из расчётно-пояснительной записки объёмом 71 страница и шести чертежей формата А1 графической части.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика схемы и оборудования подстанции	6
1.1 Исходная характеристика подстанции 110/35/6 кВ «Головная»	6
1.2 Нормы проектирования понизительных подстанций	12
1.3 Разработка предложений по реконструкции подстанции.....	17
2 Реализация мероприятий по реконструкции электрической части подстанции	21
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений подстанции.....	21
2.2 Анализ суточных графиков нагрузок подстанции	22
2.3 Проверка мощности силовых трансформаторов подстанции	31
2.4 Расчёт токов коротких замыканий на подстанции	36
2.5 Расчёт максимальных рабочих токов.....	44
2.6 Выбор и проверка проводников подстанции	47
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов подстанции	52
3 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов подстанции.....	61
Заключение	67
Список используемых источников.....	70

Введение

Целью данной работы является реконструкция электрической части существующей понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей Российской Федерации. Данная подстанция обеспечивает электроэнергией потребителей разного характера нагрузки, в том числе промышленного и бытового.

Основной задачей данной работы является реконструкция понизительной подстанции переменного тока ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, которая осуществляется путём внесения изменений в схему нормальных электрических соединений подстанции.

Объектом исследования в работе является схема главных нормальных электрических соединений подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Предметом исследования являются силовые трансформаторы, электрические сети, аппараты, устройства релейной защиты и автоматики распределительных устройств классов номинальных напряжений 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Актуальность данной работы связана с возникновением острой проблемы по обеспечению потребителей бесперебойной и качественной электроэнергией в существующей системе электроснабжения, в связи с потерей надёжности схемы электрических соединений подстанций вследствие применения на некоторых из этих подстанций устаревшего и изношенного оборудования, сбои в работе которого приводят к аварийным режимам, а также несоответствующих принятым стандартам схемных технических решений [1]. Такая проблематика характерна для всего региона и требует незамедлительного решения. Следовательно, в работе следует провести реконструкцию подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, связанную с одной стороны, с необходимостью внесения изменения в исходную схему главных электрических соединений объекта, в

связи с её несоответствием нормативным документам по условиям нагрузочной способности и категории надёжности, а с другой стороны, необходимо модернизировать старое оборудование распределительных устройств подстанции. Таким образом, будет решена комплексная задача по реконструкции объекта исследования, путём чего будет достигнута основная цель данной работы.

В работе, для достижения поставленной основной цели данной работы, требуется решить такие основные задачи:

- описать объект реконструкции, для чего провести анализ исходных данных, включающих проведение анализа исходной схемы электрических соединений и технических характеристик оборудования ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с учётом фактических значений исходных технических характеристик и данных подстанции;
- провести анализ нагрузки подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, для чего, используя исходные значения фактических нагрузок и типичный суточный график нагрузки, выбрать и проверить силовые трансформаторы подстанции на перегрузочную способность;
- рассчитать значения токов коротких замыканий на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, включая максимальные и минимальные расчётные значения токов КЗ, а также мощность цепи КЗ и значения ударных токов;
- провести выбор и проверку основного оборудования распределительных устройств подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, а также проводников системы электроснабжения объекта реконструкции;
- осуществить расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики на объекте проектирования путём выбора времени и тока срабатывания основных защит.

1 Характеристика схемы и оборудования подстанции

1.1 Исходная характеристика подстанции 110/35/6 кВ «Головная»

Далее в работе проводится анализ исходной характеристики схемы главных электрических соединений, а также основного оборудования, установленного на подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Рассматриваемая в работе ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей является одной из потребительских подстанций региональных электрических сетей, обеспечивая электроснабжение распределительных подстанций для питания промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

По месту расположения в энергосистеме, ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей является транзитной подстанцией.

Через неё осуществляется транзит мощности для покрытия дефицита питающих мощностей энергосистемы.

В исходной схеме питание «ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей осуществляется двухцепной воздушной линией электропередачи напряжением 110 кВ «Лимбя-Яха-Промплощадка» (первая и вторая цепи) с применением провода марки АС-150.

Кроме того, планируется подключение третьего источника питания ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Новоуренгойская», что связано с возросшей нагрузкой потребителей, получающих питания от объекта исследования, а также с дополнительными источниками обеспечения резервного питания в схеме связанных подстанций.

Далее в работе составляется структурная схема подстанции.

На объекте проектирования (ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей) находятся следующие основные конструктивные составляющие структурной схемы, описание которых представлено на рисунке 1.

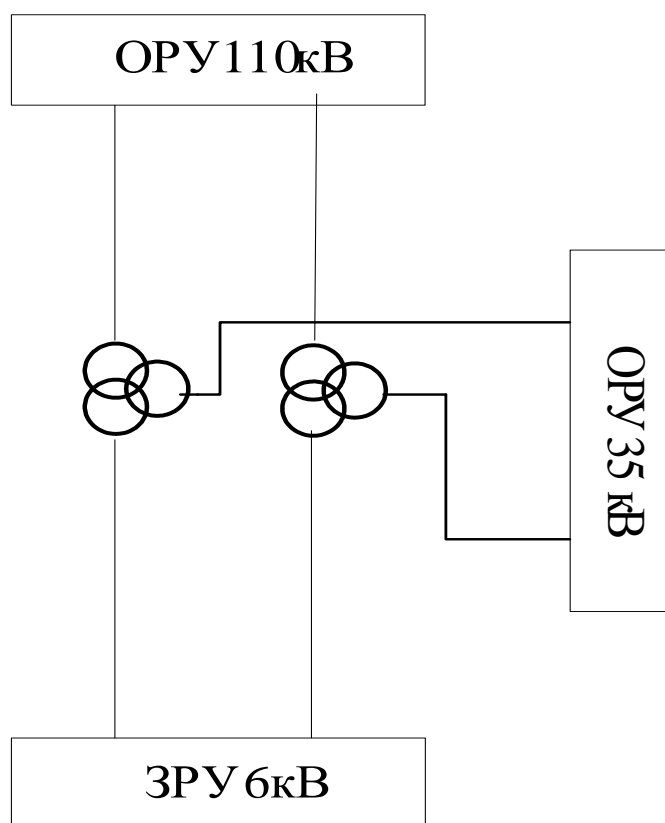


Рисунок 1 – Структурная схема ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Первым основным конструктивным элементом «ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей является распределительное устройство высшего напряжения (110 кВ)» [4].

Так как подстанция ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей по месту расположения в схеме – транзитная, следовательно, в РУ-110 кВ должна применяться соответствующая схема, обеспечивающая, с одной стороны, надёжное питание потребителей подстанции, а с другой стороны обеспечивая надёжный транзит мощности с учётом резервирования в схеме.

Установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей применяется схема 110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

Известно, что такая схема не предназначена для транзита мощности, кроме того, в ней отсутствует резервирование, что сказывается на выводе в

ремонт оборудования и резервировании электроснабжения. Поэтому в работе необходимо провести её реконструкцию и привести к требуемому виду согласно [7,10].

В схеме РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей применяется отдельный режим работы указанных фидеров 110 кВ.

Рассматриваемое распределительное устройство напряжением 110 кВ объекта проектирования конструктивно выполнено открытым (ОРУ-110 кВ). Оно представляет собой совокупность оборудования, установленного на открытой площадке.

Установка оборудования ОРУ-110 кВ принята на унифицированных опорах из железобетонных стоек с металлическими конструкциями для крепления аппаратов.

В РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели высокого напряжения марки ВМТ-110Б со встроенными трансформаторами тока;
- разъединители марки РЛНДЗ-110-600 УХЛ1;
- разрядники РВС-110 УХЛ1.

Следующим основным элементом структурной схемы ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей являются силовые трансформаторы.

Два силовых трансформатора подстанции работают отдельно (каждый на свою нагрузку) и питаются каждый от своей рабочей секции сборных шин РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (отдельный режим питания).

На подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей установлены два силовых трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН-25000/110 У1.

В результате существенного увеличения нагрузки, а также значительного износа активной части силовых трансформаторов подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, данные трансформаторы подлежат замене на трансформаторы большей номинальной мощности марки ТДТН-40000/110 У1.

Таким образом, проблема перегрузки трансформаторов и оборудования на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей будет решена.

Следующим основным конструктивным элементом ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей является распределительное устройство среднего напряжения (35 кВ). Оно необходимо для распределения электроэнергии на потребители 35 кВ подстанции.

Однако в исходной схеме электрических соединений оборудование и схема РУ-35 кВ отсутствует, потому что нагрузка силовых трансформаторов подстанции на него не распределяется.

Данный аспект требует внимательного изучения в работе далее с учётом подключения новой нагрузки к подстанции.

Следующим основным элементом ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей является распределительное устройство низшего напряжения 6 кВ (РУ-6 кВ).

В исходной схеме ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей РУ-6 кВ выполнено закрытым (ЗРУ) с применением комплектных ячеек внутренней установки типа КРУ.

Здание ЗРУ-6кВ совмещено с общеподстанционным пунктом управления (ОПУ).

В здании предусмотрено размещение закрытого распределительного устройства (ЗРУ-6кВ), помещение ОПУ, помещение ремонтно-эксплуатационного персонала и помещение аппаратуры связи.

Таким образом, РУ-6 кВ является распределительным устройством низшего напряжения подстанции (РУ НН), выполняющим роль приёма и

распределения электроэнергии между потребителями на напряжении 6 кВ в схеме ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

В схеме РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, применяется схема №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы сборных шин» [12].

«При этом секционный выключатель в РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в нормальном режиме работы отключен, то есть в схеме предусмотрена раздельная работа системы сборных шин напряжением 6 кВ» [13].

«На отходящих линиях в РУ-6 кВ понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей установлены следующие защитные и коммутационные аппараты» [14]:

- горшковые масляные выключатели высокого напряжения марки ВМП-10П-630-20 УХЛ1;
- разрядники марки РВО-6 УХЛ1;
- измерительные трансформаторы тока марки ТЛК-6;
- измерительные трансформаторы напряжения марки НТМИ-6.

Для обеспечения питания собственных нужд, в ячейках РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей установлены три трансформатора собственных нужд (далее – ТСН) марки ТМ-25/10. При этом в двух ТСН есть по одному «спаренному» трансформатору напряжения, установленному также в ячейках РУ-6 кВ подстанции же ячейках.

От ТСН получают питания цепи собственных нужд, включающие автоматику, телеизмерения, сигнализацию, а также освещение территории и здания диспетчерской и ЗРУ-6 кВ подстанции, освещение диспетчерской, цепи управления электроснабжением подстанции.

Система СН подстанции выполнена с использованием гибких и жёстких шинопроводов марки ШАТ различных сечений. Они проверяются в работе далее.

От подстанции в настоящее время получают питания потребители на номинальном напряжении 6 кВ (обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ).

Исходные данные подключённых потребителей 6 кВ к ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (фактическая нагрузка) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные подключённых потребителей 6 кВ к ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (фактическая нагрузка)

Класс напряжения потребителя	Наименование потребителя	Характеристики потребителя	Значение характеристик
6 кВ	Обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ	Напряжение сети	$U_{\text{нн}} = 6 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_3 = 17$
		Полная нагрузка линий	$S_3 = 13,955 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_3 = 0,97$

Однако, в связи с необходимостью подключения дополнительной нагрузки, к РУ-35 кВ в работе планируется подключить две группы потребителей второй категории надёжности – понизительные подстанции 35/10 кВ и 35/6 кВ (перспективная нагрузка).

Потребители второй категории – ПС-35/10 кВ (одно присоединение в РУ-35 кВ), ПС-35/6 (два присоединения в РУ-35 кВ), потребители третьей категории – коммунально-бытовая нагрузка ТП и РП (присоединения секций сборных шин 6 кВ).

Таким образом, с учётом перспективной нагрузки, к подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей планируется подключить три воздушные линии потребителей 35 кВ с потребляемой мощностью 2х2,5 МВА и 5 МВА, и семнадцать кабельных линий напряжением 6 кВ с потребляемой мощностью 13,995 МВА.

Исходные данные потребителей, составляющие перспективную нагрузку на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, и получающие питание от РУ-35 кВ, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные потребителей, составляющие перспективную нагрузку ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Класс напряжения потребителя	Наименование потребителя	Характеристики потребителя	Значение характеристик
35 кВ	ПС-35/10 кВ	Напряжение сети	$U_{CH1} = 35 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_1 = 2$
		Полная нагрузка линий	$S_1 = 8,75 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_1 = 0,95$
35 кВ	ПС-35/6 кВ	Напряжение сети	$U_{CH2} = 35 \text{ кВ}$
		Количество питающих линий	$n_2 = 1$
		Полная нагрузка линий	$S_2 = 8,75 \text{ МВА}$
		Коэффициент мощности	$\cos \varphi_2 = 0,95$

Исходная схема электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, до проведения её реконструкции схемы первичных соединений и модернизации оборудования, приведена в работе на графическом листе 1.

1.2 Нормы проектирования понизительных подстанций

Система электроснабжения Российской Федерации сегодня носит централизованный характер. Такая система хороша тем, что обеспечивает резерв мощности и бесперебойное питание потребителей от многих источников энергосистемы.

Известно, что в традиционной энергетике электроэнергия вырабатывается турбогенераторами на атомных и тепловых электростанциях, а также гидрогенераторами на гидроэлектростанциях.

Для передачи электроэнергии на большие расстояния, с учётом весьма значительных мощностей и потерь электроэнергии, на выходе из электростанций находятся повышающие трансформаторы, после которых посредством линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения,

согласно традиционной схеме, получает питание сеть понижающие питающих подстанций (1150-110 кВ), которые, в свою очередь, далее питают потребительские подстанции на номинальном напряжении 110-0,4 кВ.

Одна из таких понизительных подстанций ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей детально рассматривается в данной работе, в связи с её реконструкцией.

Очевидно, что основными составляющими современных понижающих трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов и распределительных устройств.

Именно благодаря их слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности). Фактически, такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения.

Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, - всей энергосистемы в целом. Поэтому реконструкция схем электрических соединений и модернизация оборудования современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов является актуальным заданием современной электроэнергетики.

Известно, что к современным трансформаторным понизительным подстанциям предъявляются жёсткие требования по следующим техническим критериям, а именно:

- условия надёжности питания потребителей соответствующих категорий согласно [7];
- принцип бесперебойности передачи электроэнергии потребителям

- соответствующих категорий надёжности согласно принятых схем нормальных режимов;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего оборудования подстанций;
 - применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
 - применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
 - применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
 - обеспечения коммутационной способности оборудования распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах подстанций);
 - обеспечение динамической устойчивости системы (проверяется соответствующими расчётами и моделированием всей системы, в которую входит подстанция);
 - обеспечение транзита и резерва мощностей для питания других объектов (применяется для узловых и транзитных подстанций);
 - соблюдение баланса мощностей во всех режимах, включая баланс по реактивной мощности, применение компенсирующих устройств реактивной мощности (при необходимости);
 - обеспечение защиты всех важнейших узлов и ветвей цепи подстанции, а также важнейшего оборудования (например,

- трансформаторов), для чего применяются аппараты защиты с установленными на их приводах устройствами релейной защиты;
- использование термически устойчивого оборудования, способного выдерживать длительные сквозные токи короткого замыкания;
 - автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
 - применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, систем управления электроснабжением подстанций;
 - ремонтнопригодность всего оборудования схемы нормальных соединений подстанции;
 - «живучесть» основных узлов, систем и оборудования трансформаторных подстанций;
 - возможность дальнейшего расширения, модернизации и реконструкции схемы главных соединений распределительных устройств подстанций;
 - применение блочных конструкций;
 - использование современного оборудования распределительных устройств подстанций (приоритет отдаётся устройствам с элегазовой и вакуумной изоляцией);
 - минимальные стоимости эксплуатации и ремонта при максимальном технико-экономическом эффекте.

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания. Известно, что для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника. При этом особая группа первой категории

предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания.

При этом также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7].

Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования согласно [10].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности.

Поэтому в населённых пунктах, в таких случаях, используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные разработки проводникового материала).

Все приведённые требования должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима и модернизации основного оборудования данного объекта.

1.3 Разработка предложений по реконструкции подстанции

Далее в работе проводится аргументированный выбор и обоснование предложений по реконструкции электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Данные рекомендации состоят из двух основных групп мероприятий:

- первая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции, включая внесение изменений в существующие схемы ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также сооружение и ввод в эксплуатацию ОРУ-35 кВ в связи с подключением перспективной нагрузки;
- вторая группа – модернизация устаревшего оборудования распределительных устройств ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ подстанции, а также выбор нового оборудования ОРУ-35 кВ в связи с введением его в эксплуатацию вследствие подключения перспективной нагрузки;
- третья группа – возможная замена силовых трансформаторов на подстанции вследствие увеличения нагрузки путём введения в эксплуатацию перспективной нагрузки на напряжении 35 кВ.

Как было указано ранее, актуальность данной работы связана с возникновением острой проблемы по обеспечению потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей бесперебойной и качественной электроэнергией.

Это выражено в том, что нагрузка существующих трансформаторов подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей номинальных мощностей 25 МВА, вследствие введения в эксплуатацию перспективной нагрузки на напряжении 35 кВ, достигла своего предела и составляет около 90% от номинала по данным зимних контрольных замеров 2022-2023 года.

Для обеспечения сохранности трансформаторов, выведена система аварийного ввода резерва подстанции, что существенно влияет на параметры надежности и бесперебойности в системе электроснабжения.

Кроме того, практически все оборудование ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей имеет 100% физический износ, поскольку дата его ввода в эксплуатацию – 70-е и 80-е годы прошлого столетия.

В связи с этим, для повышения надежности энергосистемы, а также для удовлетворения дополнительного спроса на электрическую энергию, требуется полная замена всего устаревшего оборудования, а также замена двух трансформаторов мощностью 25 МВА на трансформаторы 40 МВА.

По расчетам перспективного спроса на обеспечение вновь подключаемых абонентов к сетям 35 кВ в 2023 году, дополнительно потребуется 5 МВт, поэтому замена силовых трансформаторов на подстанции весьма актуальна.

Из оборудования распределительных устройств ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в первую очередь, необходимо заменить все устаревшие масляные выключатели и разрядники (во всех РУ напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ), а также разъединители (в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ) и питающее оборудование вторичных сетей (трансформаторы тока и напряжения).

Также следует произвести расширение схемы ОРУ-110 кВ для подключения строящейся питающей ВЛ-110 кВ от ПС-220/110/10 кВ «Новоуренгойская», что связано с возросшей нагрузкой потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей. Это также обусловлено тем, что сеть районных подстанций 110 кВ, не имеют единой связи по 110 кВ, что существенно препятствует в распределении потоков мощности, а также отсутствия резервирования электроснабжения по 110 кВ при возникновении аварийных отключений и в ремонтных режимах.

Таким образом, создается «кольцо» линий электропередач 110 кВ и дополнительная связь трансформаторных подстанций, что значительно увеличивает надежность электроснабжения потребителей Уренгойского района, ведет к оптимизации потерь электрической энергии, повышению надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей. В результате

этого мероприятий, схема районных сетей напряжением 110 кВ будет более гибкой и оперативной.

Кроме того, в схеме электрических соединений РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, необходимо создать условия для обеспечения резервирования, применив другой тип схемы.

Данная новая схема РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей выбирается в работе далее.

Также следует выбрать тип и схему РУ-35 кВ подстанции, которое сооружается вследствие подключения перспективной нагрузки к обмоткам трансформаторов 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей. Для сооружаемого РУ-35 кВ необходимо выбрать современное оборудование ведущих производителей.

Выводы по разделу.

В работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с последующим анализом технических данных нагрузки потребителей.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, осуществляемое путём внедрения двух основных групп мероприятий:

- первая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции, включая внесение изменений в существующие схемы ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также сооружение и ввод в эксплуатацию ОРУ-35 кВ в связи с подключением перспективной нагрузки;

- вторая группа – модернизация устаревшего оборудования распределительных устройств ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ подстанции, а также выбор нового оборудования ОРУ-35 кВ в связи с введением его в эксплуатацию вследствие подключения перспективной нагрузки;
- третья группа – возможная замена силовых трансформаторов на подстанции вследствие увеличения нагрузки путём введения в эксплуатацию перспективной нагрузки на напряжении 35 кВ.

Таким образом, установлено, что практическая реализация предложенных мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Головная» с внедрением приведённых основных групп мероприятий, будет способствовать значительному повышению параметров надёжности, бесперебойности, электробезопасности и экономичности на объекте исследования.

Все указанные рекомендации по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Головная» проверяются расчётным путём в работе далее.

2 Реализация мероприятий по реконструкции электрической части подстанции

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений подстанции

Исходя из предложенных мероприятий по реконструкции схемы подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, проводится обоснование схем электрических соединений РУ подстанции.

На первом этапе реконструкции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей необходимо расширение ОРУ-110 кВ для установки ячейки под дополнительную питающую линию 110 кВ.

Схема ОРУ-110 кВ преобразуется из схемы 110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» в схему 110-9 с «Одной рабочей, секционированной выключателем, системой шин», по которой будет осуществляться возможный транзит электрической энергии на соседние подстанции, с дополнительной установкой выключателей в цепи трансформаторов и секционного выключателя.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, достаточно высокая надежность, способствующая осуществлять транзит электроэнергии на стороне 110 кВ с включенным секционным выключателем и коммутации выключателей в цепях трансформаторов без прекращения транзита и разрыва «кольца» 110 кВ.

В связи с подключением перспективной нагрузки к обмоткам силовых трансформаторов подстанции, для вновь сооружаемого РУ-35 кВ принимается схема №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». В нормальном режиме секционный выключатель отключен. Такая схема обеспечивает достаточную надёжность и бесперебойность для питания потребителей 2 категории надёжности, а с другой стороны характеризуется простотой и удобством монтажа, ремонта и эксплуатации. Кроме того, в такой схеме легко обеспечиваются необходимые оперативные переключения любой сложности.

Схема ЗРУ-6 кВ – №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» принимается без изменений, но включает демонтаж и объединение подсекций сборных шин (четыре подсекции РУ-6 кВ заменяются двумя секциями без последующего разделения) [2].

Таким образом, исходя из технического задания и полученных расчётных данных, выбрана новая схема для применения в ОРУ-110 кВ на реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, обоснован выбор схемы для применения в РУ-35 кВ (строящийся объект в связи с подключением перспективной нагрузки 35 кВ), и внесены некоторые коррективы в схему РУ-6 кВ на объекте исследования, без внедрения кардинальных изменений [8].

2.2 Анализ суточных графиков нагрузок подстанции

Как было обосновано ранее, в связи с подключением дополнительной перспективной нагрузке 35 кВ к обмоткам силовых трансформаторов реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, необходимо проверить на перегрузочную способность данные трансформаторы подстанции, и, если необходимо, заменить их на трансформаторы большей номинальной мощности. Также нужны расчётные данные для выбора нового оборудования в распределительных устройствах подстанции.

В связи с этим, далее в работе, для достижения поставленной цели, необходимо провести построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции, результаты которых далее будут использованы для расчёта максимальных рабочих токов с последующими выбором и проверкой силовых трансформаторов, проводников линий, сборных шин, а также нового основного оборудования распределительных устройств электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

По известному числу и мощности потребителей на заданном напряжении, определяется значения активной нагрузки потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в максимальном режиме работы системы:

$$P_{\max.i} = S_{\max.i} \cdot \cos \varphi_{i.}, \text{ MВт}, \quad (1)$$

где $S_{\max.i}$ – полная мощность i -го потребителя, МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности, о.е.

Анализ и расчёт нагрузки проводится по значениям фактической нагрузки ЗРУ-6 кВ и по данным перспективной нагрузки нового РУ-35 кВ.

По условию (1) для потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Для первого потребителя (ТП-35/10 кВ):

$$P_{\max.1} = 8,75 \cdot 0,88 = 7,7 \text{ MВт}.$$

Для второго потребителя (ТП-35/6 кВ):

$$P_{\max.2} = 8,75 \cdot 0,88 = 7,7 \text{ MВт}.$$

Для третьего потребителя (обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ):

$$P_{\max.2} = 13,995 \cdot 0,78 = 10,851 \text{ MВт}.$$

Значения реактивной нагрузки потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в максимальном режиме работы:

$$Q_{\max.i} = \sqrt{S_{\max.i}^2 - P_{\max.i}^2}, \text{ МВАр.} \quad (2)$$

где $S_{\max.i}$ – полная мощность i -го потребителя, МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

По условию (2) для потребителей электрической части ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Для первого потребителя (ТП-35/10 кВ):

$$Q_{\max.1} = \sqrt{8,75^2 - 7,70^2} = 4,725 \text{ МВАр.}$$

Для второго потребителя (ТП-35/6 кВ):

$$Q_{\max.2} = \sqrt{8,75^2 - 7,70^2} = 4,725 \text{ МВАр.}$$

Для третьего потребителя (обобщённая нагрузка ТП-6/0,4 кВ и РП-6 кВ):

$$Q_{\max.1} = \sqrt{13,995^2 - 10,851^2} = 8,944 \text{ МВАр.}$$

Значения максимальных нагрузок принимаются за 100% суточных замеров мощностей. В соответствии с этим допущением, определяется действительные значения мощности на каждой i -той ступени графиков.

Суммарная активная нагрузка на шинах СН (35 кВ) и НН (6 кВ) реконструируемой подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей определяется по формулам [16]:

$$P_{1-3} = P_1 + P_2 + P_3, \text{ МВт.} \quad (3)$$

$$Q_{1-3} = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ МВАр.} \quad (4)$$

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \text{ МВА.} \quad (5)$$

Результаты расчета нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей по условиям (3) – (5) приведены в таблице 3 [9].

Таблица 3 – Результаты расчета суммарных нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Интервал времени, Δt_i , ч	$P_{\Sigma z}$, МВт	$Q_{\Sigma z}$, МВАр	$S_{\Sigma z}$, МВА	$P_{\Sigma л}$, МВт	$Q_{\Sigma л}$, МВАр	$S_{\Sigma л}$, МВА
0-1	15,051	10,378	17,689	12,425	8,539	14,496
1-2	15,051	10,378	17,689	12,425	8,539	14,496
2-3	14,281	9,906	16,785	11,655	8,066	13,592
3-4	14,281	9,906	16,785	11,655	8,066	13,592
4-5	16,836	11,931	20,049	14,211	10,091	16,856
5-6	17,991	12,640	21,404	14,211	10,091	16,856
6-7	19,146	13,348	22,760	15,366	10,800	18,211
7-8	21,316	15,137	25,572	18,691	13,298	22,379
8-9	24,396	17,027	29,186	20,231	14,243	24,186
9-10	24,396	17,027	29,186	19,461	13,770	23,282
10-11	19,916	13,821	23,663	16,136	11,273	19,115
11-12	19,916	13,821	23,663	16,136	11,273	19,115
12-13	23,083	16,107	27,579	20,458	14,268	24,386
13-14	23,083	16,107	27,579	20,458	14,268	24,386
14-15	19,216	13,163	22,709	15,821	10,851	18,612
15-16	18,446	12,690	21,805	15,821	10,851	18,612
16-17	18,446	12,690	21,805	15,821	10,851	18,612
17-18	20,616	14,479	24,617	18,376	12,876	21,876
18-19	23,241	16,318	27,831	20,231	14,243	24,186
19-20	25,096	17,685	30,140	22,471	15,846	26,947
20-21	26,251	18,394	31,495	23,626	16,555	28,302
21-22	24,623	17,052	29,386	21,998	15,213	26,193
22-23	20,773	14,690	24,869	18,148	12,851	21,676
23-24	19,688	13,796	23,463	17,063	11,956	20,270
Итого	485,14	338,49	577,71	412,89	288,68	490,23

По результатам расчетов строятся суточные графики электрических нагрузок ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (рисунки 2-4).

При этом отдельно необходимо рассмотреть и проанализировать суточные графики активной, реактивной и полной нагрузки зимнего и летнего периода ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Суточный график активной нагрузки зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей представлен на рисунке 2.

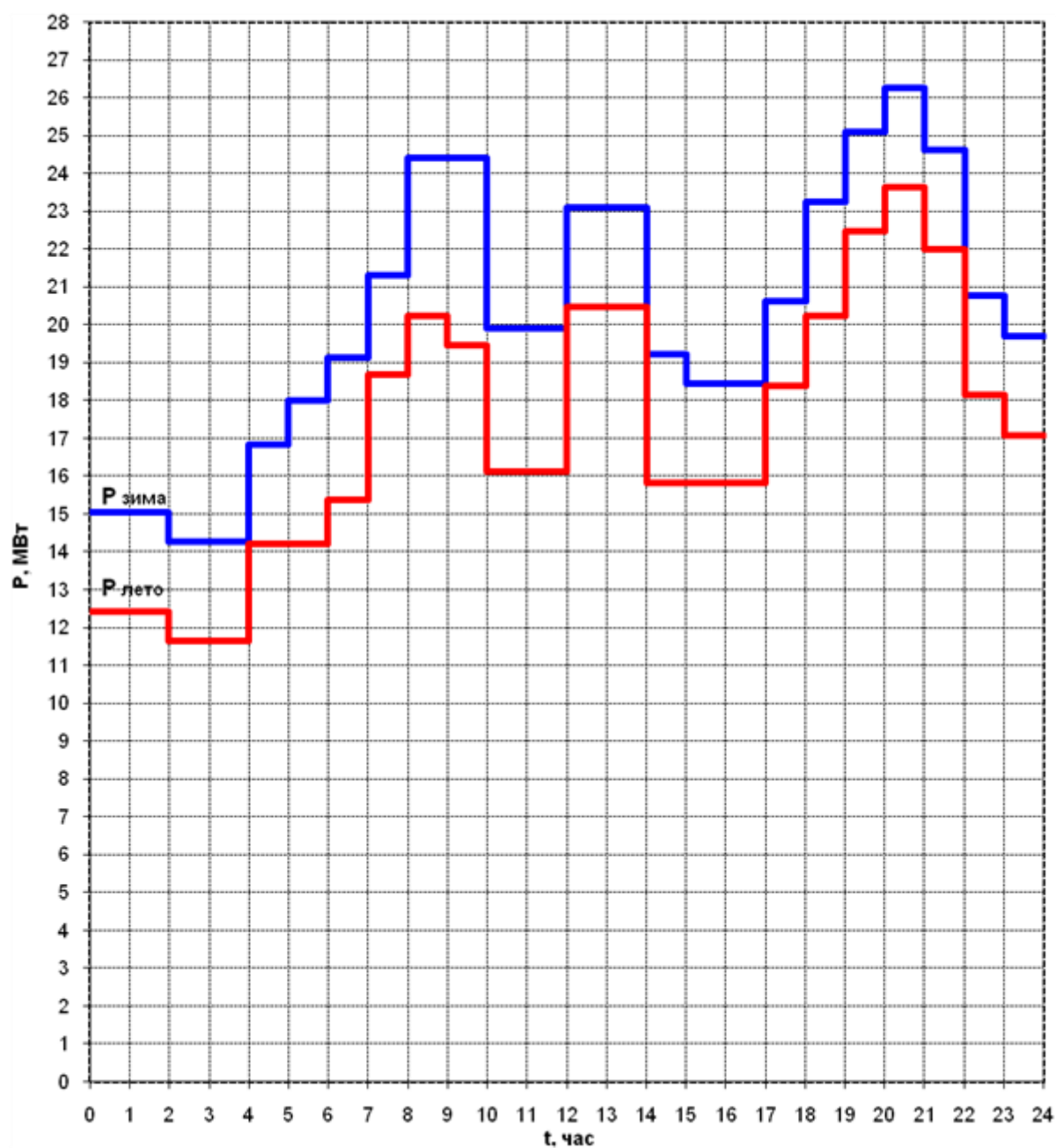


Рисунок 2 – Суточный график активной нагрузки зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Суточный график реактивной нагрузки зимнего и летнего периода для реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей представлен на рисунке 3.

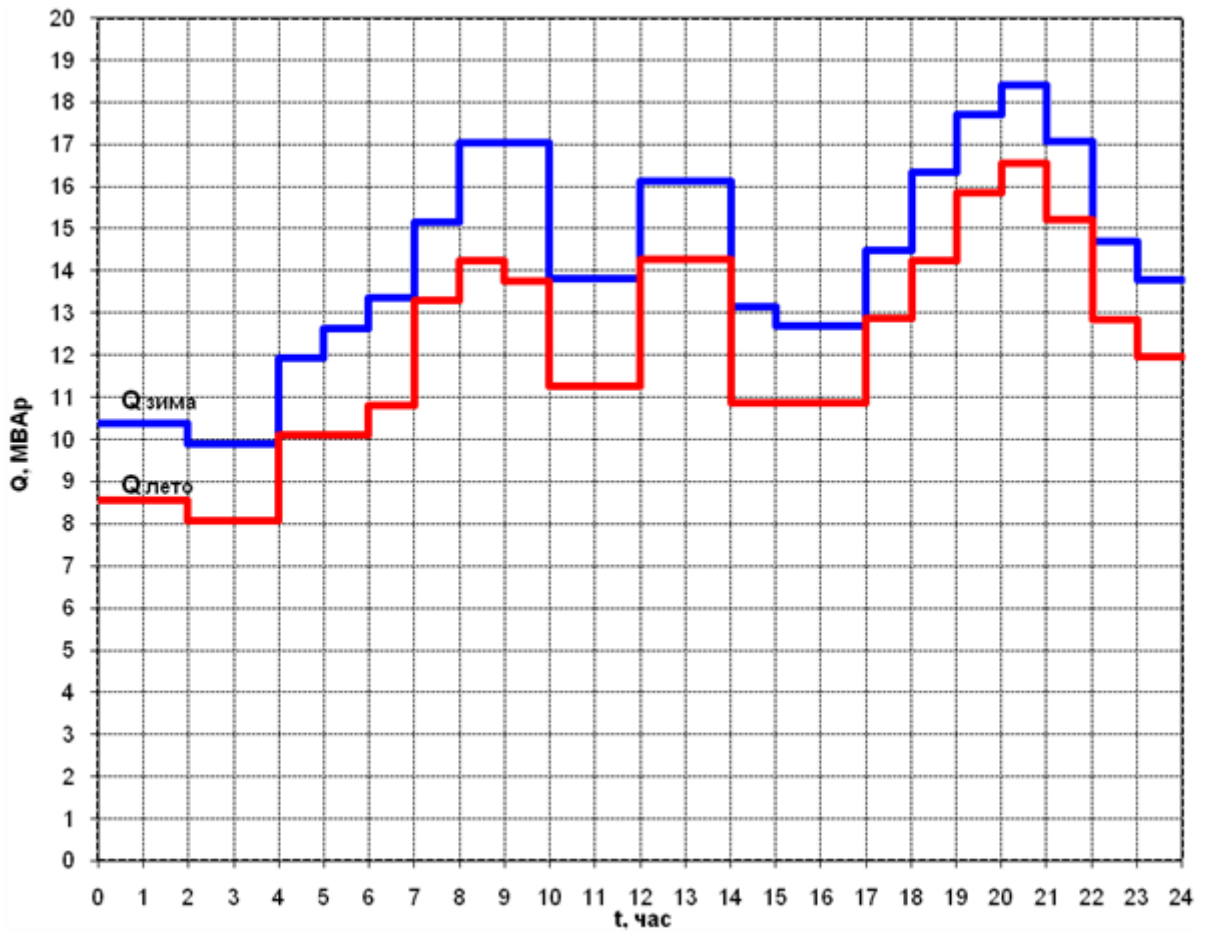


Рисунок 3 – Суточный график реактивной нагрузки зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Суточный график полной нагрузки зимнего и летнего периода для реконструируемой ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей представлен на рисунке 4 [5].

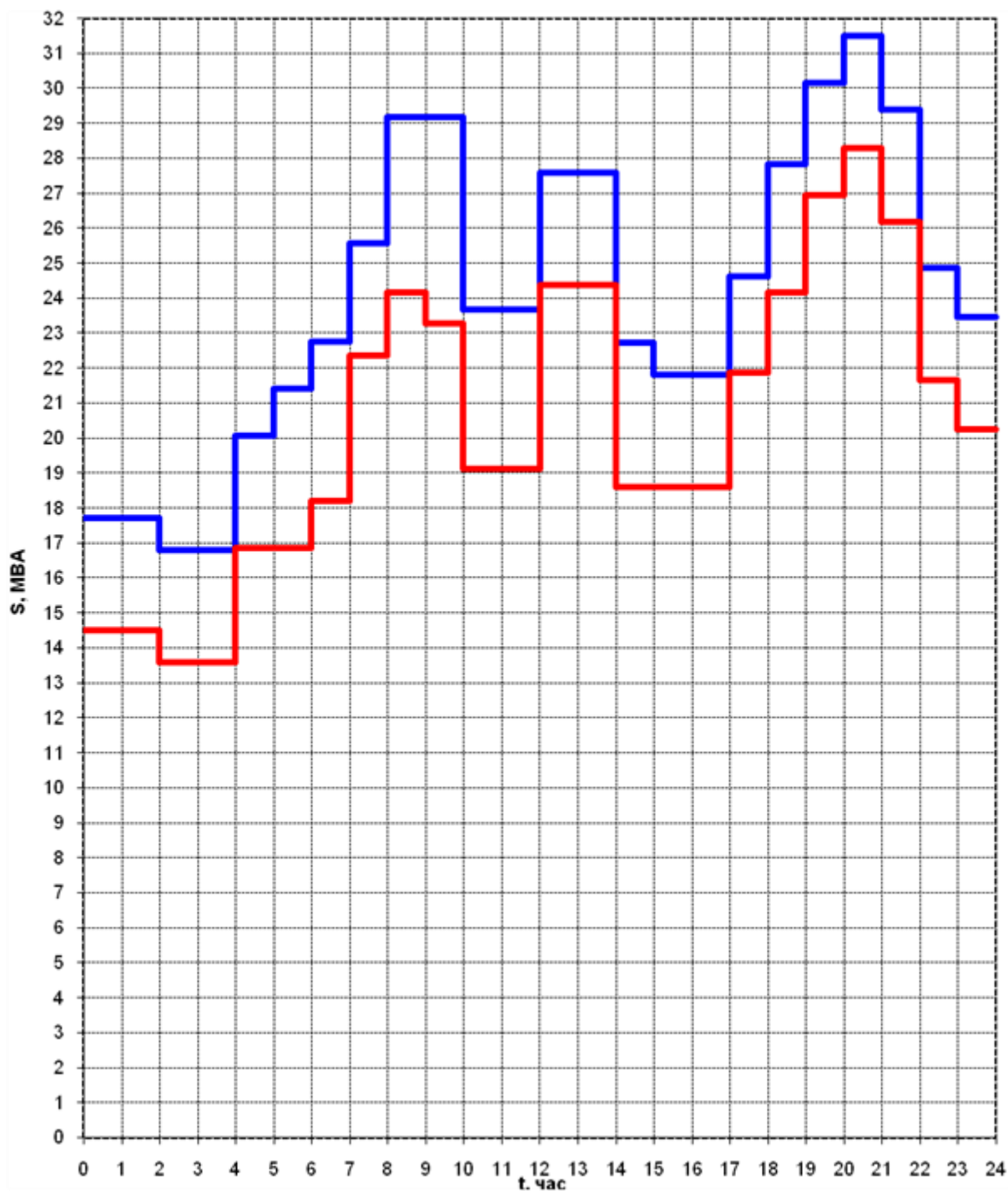


Рисунок 4 – Суточный график полной нагрузки зимнего и летнего периода для ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Далее проводится анализ полученных графиков нагрузки ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Известно, что основными показателями и коэффициентами, характеризующими графики нагрузок, являются:

- годовое потребление активной энергии W , средняя активная мощность за сутки $P_{cp.cym}$;
- годовое число часов использования максимума активной нагрузки T_{MAX} ;
- время максимальных потерь τ ;
- коэффициент заполнения графика $K_{зп}$.

Средняя полная нагрузка за сутки:

$$S_{cp.cym} = \frac{W_{сут}}{24}, MVA, \quad (6)$$

где $W_{сут}$ – суточный расход электроэнергии, МВт·ч.

При этом, с учётом интервалов и ступеней графика:

$$W_{сут} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, MВт \cdot ч, \quad (7)$$

где P_i – мощность i -той ступени графика нагрузки, МВт;

t_i – продолжительность i -той ступени.

Результаты расчетов средней полной мощности потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 4.

Средняя активная мощность за сутки:

$$P_{cp.cym} = \frac{W_{сут}}{24}, MВт. \quad (8)$$

Результаты расчетов средней активной мощности потребителей за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 4.

Коэффициент заполнения графиков нагрузки:

$$K_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}. \quad (9)$$

Результаты расчетов коэффициентов заполнения графиков нагрузки за сутки в зимний и летний периоды сведены в таблицу 4.

Годовое число часов использования максимума активной нагрузки:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}}, \text{ ч.} \quad (10)$$

где $W_{год}$ – годовой потребление активной энергии, $МВт \cdot ч$;

P_{max} – максимальная активная мощность, $МВт$.

Так как зимний и летний суточные графики нагрузки совпадают, то можно воспользоваться соотношением:

$$W_{год} = 250 \cdot W_{сут з} + 115 \cdot W_{сут л}, \text{ } МВт \cdot ч. \quad (11)$$

Годовое потребление активной энергии $W_{год}$ приведено в работе в форме таблицы 4.

Годовое число часов использования максимума нагрузки приведено в таблице 4.

Время максимальных потерь, определяемое, исходя из графиков нагрузки:

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

Время максимальных потерь для всех потребителей также приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Основные показатели и технические данные, полученные в результате анализа и расчёта графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Потребитель	S _{ср.з.} , МВА	S _{ср.л.} , МВА	P _{ср.з.} , МВт	P _{ср.л.} , МВт	K _{зп.з.}	K _{зп.л.}	W _{сут.з.} , МВт·ч	W _{сут.л.} , МВт·ч	W _{год.} , МВт·ч	T _{max} , ч	τ, ч
ПС-35/10	6,962	5,617	6,176	5,021	0,80	0,72	148,225	120,505	50914,325	6612	5401
ПС-35/6	6,717	5,824	5,968	5,198	0,78	0,75	143,220	124,740	50150,1	6513	5266
ТП и РП 6 кВ	10,392	8,985	8,070	6,985	0,74	0,72	193,690	167,648	67702,102	6239	4900
Всего по ПС	24,071	20,426	20,214	17,204	0,77	0,73	485,135	412,893	168766,53	6429	5152

Основные показатели и технические данные, полученные в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, используются в работе далее.

2.3 Проверка мощности силовых трансформаторов подстанции

Как было указано ранее, на подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, в результате проведения реконструкции, с учётом подключения перспективной нагрузки к обмоткам напряжением 35 кВ силовых трансформаторов подстанции мощностью 25 МВА каждый, необходимо проверить их на допустимую перегрузку. В случае невыполнения условий проверки, предложено установить вместо них два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, проводится расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции.

К нагрузке на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей относятся [17]:

- питание ВЛ-35 кВ к ПС-35/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 2,5 МВт каждый (суммарная потребляемая мощность – 5 МВт);
- питание ВЛ-35 кВ ПС-35/6 кВ с потребляемой мощностью 5 МВт.

К нагрузкам на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей относятся следующие кабельные линии потребителей (графический лист 1): 1Ал-П-6; 1л-П-6; 6л-П-6; 8л-П-6; 10л-П-6; 12л-П-6; 14л-П-6; 15л-П-6; 21л-П-6; 20л-П-6; 22л-П-6; 24л-П-6; 26л-П-6; 32л-П-6; 34л-П-6; 36л-П-6; 38л-П-6.

«Наибольшая полная мощность потребителей на шинах НН и СН определяется по известной формуле» [13]:

$$S_{\text{расч. макс}} = k_{\text{р.м}} \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{макс}} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{макс}} \right)^2}, \text{ МВА.} \quad (13)$$

где « $k_{\text{р.м}}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузок рассчитываемой подстанции, $k_{\text{р.м}} = 0,85 - 1$ » [9];

« $P_{\text{пост}}$, $P_{\text{пер}}$ – постоянные и переменные потери, %, принимаемые соответственно 2% и 8%» [9];

« $P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{макс}}$ – наибольшая активная и реактивная мощности на шинах НН или СН» [9].

Известно, что суммарная пропускная мощность каждой подстанции равна произведению количества трансформаторов на мощность одного трансформатора с учетом номинальной загрузки трансформатора, которая не должна превышать 70% [10]:

$$S_{\text{ПС}} = k_3 \cdot N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.}}, \text{ МВА.} \quad (14)$$

Проводится расчёт на примере одной из нагрузок 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей – для ПС-35/10 кВ:

$$S = 0,7 \cdot 2 \cdot 2500 = 8750 \text{ МВА.}$$

$$P = 8750 \cdot 0,88 = 7700 \text{ МВт.}$$

$$Q = 8750 \cdot 0,54 = 4725 \text{ МВАр.}$$

Расчет суммарной перспективной нагрузки на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей сведён в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта суммарной перспективной нагрузки на шинах 35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименования потребителей	Мощность нагрузки, кВА	Коэф. загрузки	cos φ	Нагрузка подстанции		
				S, кВА	P, кВт	Q, кВАр
ПС-35/10 кВ	2500	0,7	0,88	8750	7700	4725
ПС-35/6 кВ	5000			8750	7700	4725
Мощность присоединений 35 кВ				17500	15400	9450

Расчет суммарной фактической нагрузки на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей сведён в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта суммарной фактической нагрузки на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименования потребителей	Нагрузка подстанции		
	S, кВА	P, кВт	Q, кВАр
1Ал-П-6	1100	821	730
1л-П-6	980	730	655
6л-П-6	570	450	350
8л-П-6	850	660	535
10л-П-6	710	550	450
12л-П-6	870	680	545
14л-П-6	695	540	437
15л-П-6	720	570	440
21л-П-6	1250	905	865
20л-П-6	1100	821	730
22л-П-64	725	562	451
24л-П-6	680	535	420
26л-П-6	980	730	655

32л-П-6	820	640	515
34л-П-6	590	580	345
36л-П-6	605	490	355
38л-П-6	750	587	466
Мощность присоединений 6 кВ	13995	10851	8944

Максимальная полная нагрузка на шинах СН (35 кВ) ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

$$S_{\text{расч.макс.35}} = 0,95 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \cdot 17500 = 18287,5 \text{ МВА.}$$

Максимальная полная нагрузка на шинах НН (6 кВ) ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

$$S_{\text{расч.макс.6}} = 0,85 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \cdot 13995 = 13085 \text{ МВА.}$$

Суммарная полная нагрузка ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, МВА:

$$S_{\text{ПС}} = S_{\text{расч.макс.6}} + S_{\text{расч.макс.35}} + S_{\text{тсн}}, \text{ МВА.} \quad (15)$$

В числовых значениях по (15):

$$S_{\text{ПС}} = 13085 + 18287,5 + 160 = 31532,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, исходя из полученных результатов, к «установке на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, принимается два силовых трансформатора ТДТН-40000/110 с напряжением на шинах 115/38,5/6,6 кВ, мощностью 40 МВА, с учетом роста нагрузки вследствие возрастания требуемых мощностей [13].

Проводится проверка вновь выбранного нового трансформатора на условия систематических нагрузок и допустимых аварийных перегрузок.

Известно, что силовой трансформатор на подстанции в нормальном режиме должен работать с коэффициентом загрузки, не превышающим значение 0,7.

Это условие выражается так:

$$k_{3,н} \leq 0,7. \quad (16)$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора не должен быть выше значения 1,4:

$$k_{3,а} \leq 1,4. \quad (17)$$

Нагрузка, которая приходится на один силовой трансформатор ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

$$S_{т} = \frac{S_{ПС}}{2}. \quad (18)$$

По условию (18) для одного силового трансформатора, установленного на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в результате проведения реконструкции:

$$S_m = \frac{31532,5}{2} = 15766,25 \text{ кВА.}$$

Таким образом, коэффициент загрузки трансформатора подстанции в нормальном режиме не превышает установленные значения по (16):

$$k_{з.н} = \frac{15766,25}{40000} = 0,394 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформатора подстанции в послеаварийном режиме также удовлетворяет условию (17):

$$k_{з.а} = \frac{2 \cdot 15766,25}{40000} = 0,788 \leq 1,4.$$

Таким образом, «установлено, что два силовые трансформатора марки ТДТН-40000/110, которые рекомендованы для установки на ПС-110/35/6 кВ» [19] «Головная» Уренгойских электросетей в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

2.4 Расчёт токов коротких замыканий на подстанции

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции.

Кроме того, по минимальным значениям тока КЗ на шинах всех РУ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей будут проверены уставки релейной защиты на надёжность срабатывания.

Значения токов КЗ в системе ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей будут использованы при выборе и проверке нового оборудования распределительных устройств в работе далее.

Для расчета токов КЗ на шинах ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей составляется схема замещения по структурной и

принципиальной схеме рассматриваемой в работе подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (рисунок 5) [20].

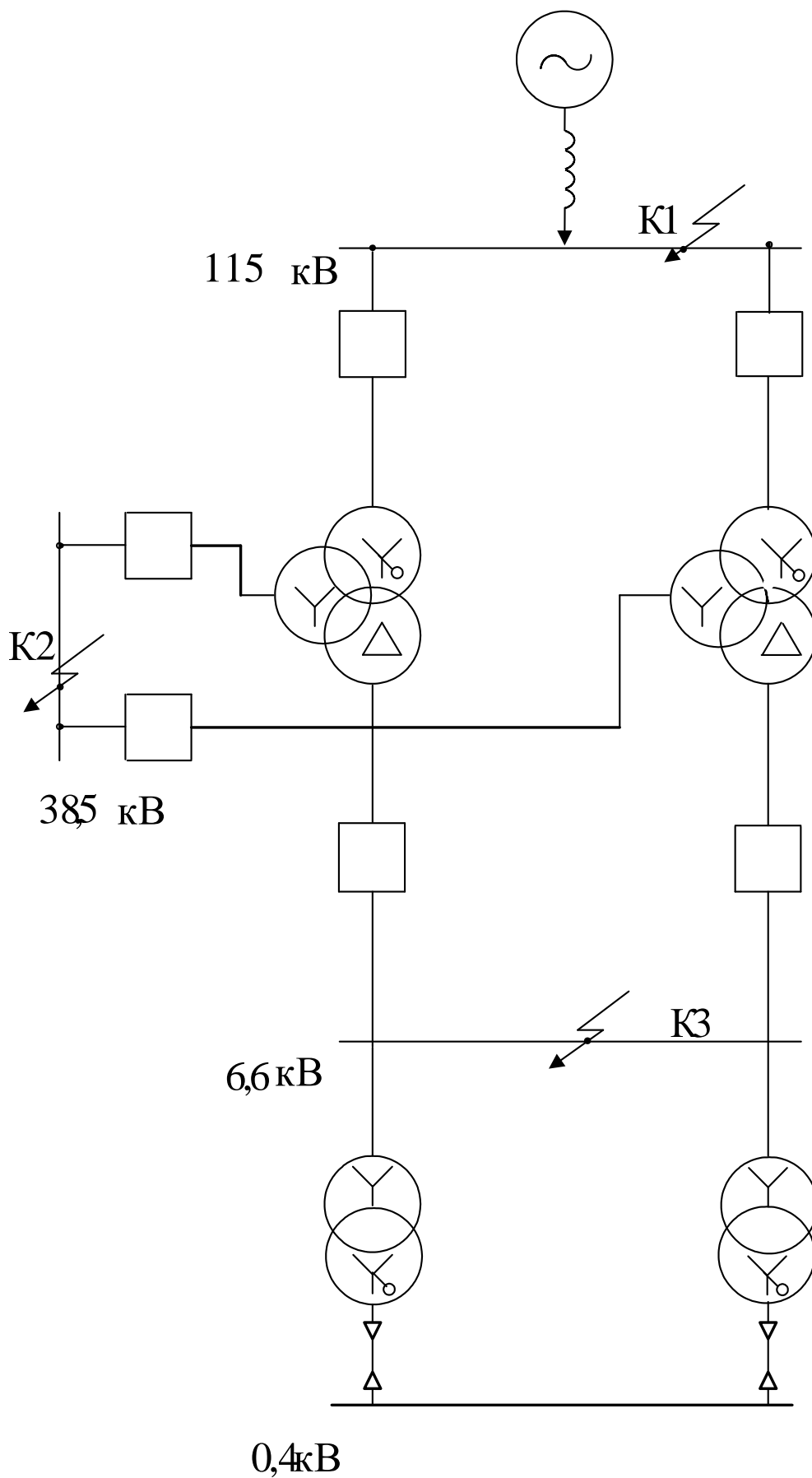


Рисунок 5 – Расчетная схема ПС-110/35/6 кВ «Головная» для расчета токов КЗ

Для составления схемы замещения, каждый элемент замещается эквивалентным сопротивлением. Как правило, в сети напряжением выше 1 кВ решающее значение имеют индуктивные сопротивления элементов. Значениями активных сопротивлений при расчёте токов КЗ в таком случае можно пренебречь [17].

Исходя из данных предположений, составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети ПС-110/35/6 кВ «Головная» Приморского (рисунок 6).

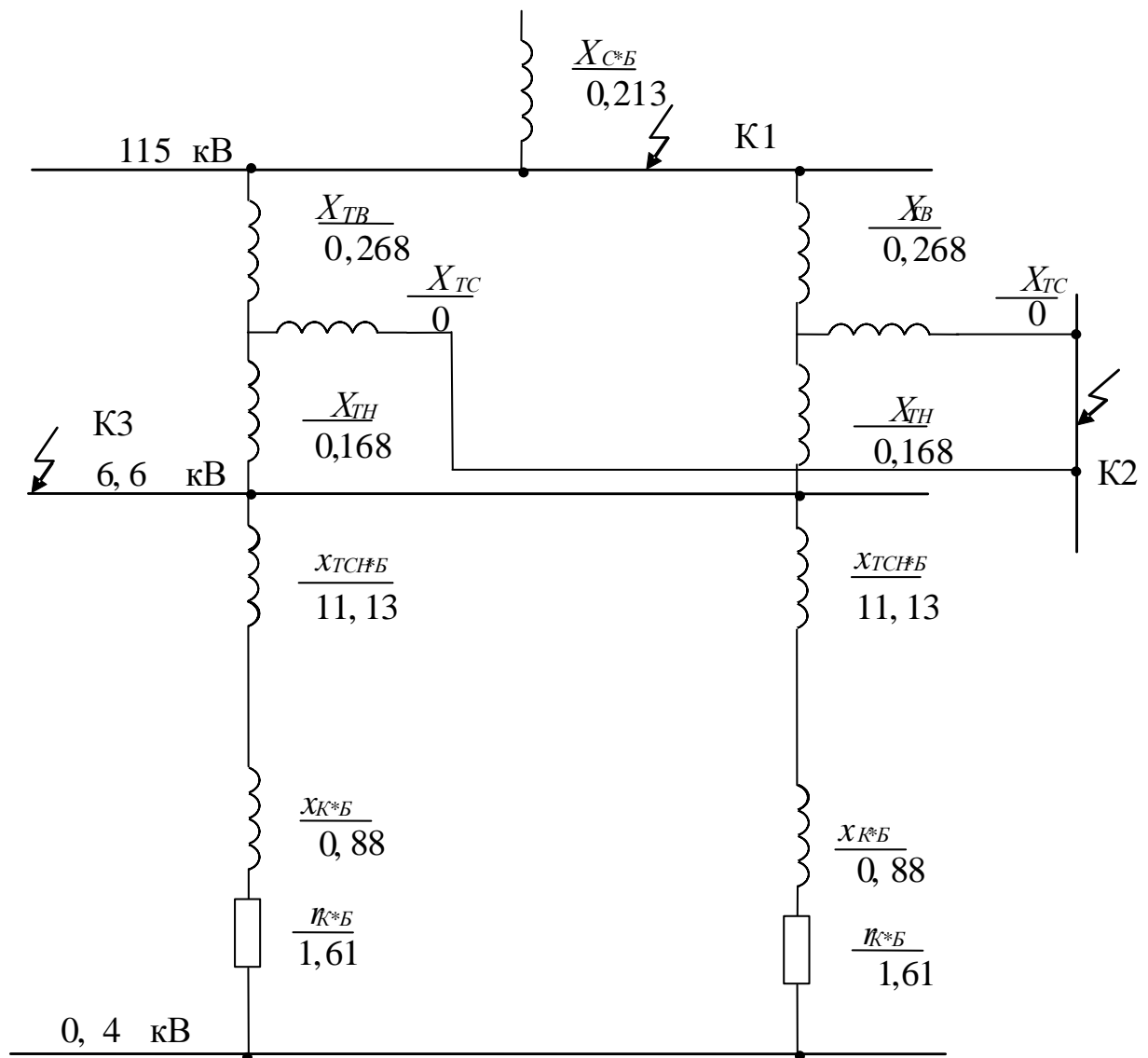


Рисунок 6 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

В исходной схеме для расчёта токов КЗ необходимо учесть все основные элементы, которые влияют на результаты расчёта своими индуктивными сопротивлениями, которые необходимо учитывать в данных схемах в первую очередь [12].

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей в относительных единицах, с последующим приведением их к именованным [11].

«Сопротивление энергосистемы определяется по формуле» [12]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\sigma}''}{S_{\kappa}}, \text{ o.e.}, \quad (19)$$

где « S_{κ}'' - полная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы (по данным энергосистемы)» [9].

По условию (19):

$$x_{c*} = \frac{100}{470} = 0,213 \text{ o.e.}$$

Далее проводится расчёт индуктивных сопротивлений силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей с учётом паспортных данных, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям [12].

Напряжения КЗ, %, для отдельных обмоток силового трёхобмоточного трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей определяются по формулам:

$$\begin{aligned}
 U_{кв} &= 0,5(U_{вс} + U_{вн} - U_{сн}), \\
 U_{кс} &= 0,5(U_{вс} + U_{сн} - U_{вн}), \\
 U_{кн} &= 0,5(U_{сн} + U_{вн} - U_{вс}).
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

Согласно условия (20):

$$\begin{aligned}
 U_{кв} &= 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%, \\
 U_{кс} &= 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%, \\
 U_{кн} &= 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \%.
 \end{aligned}$$

Сопротивления обмоток силового трансформатора [14]:

$$X_{Т} = \frac{u_{к} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т}},
 \tag{21}$$

где « $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА [18].

Согласно условия (21):

$$\begin{aligned}
 X_{Т.В} &= \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,268 \text{ Ом.} \\
 X_{Т.С} &= \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0 \text{ Ом.} \\
 X_{Т.Н} &= \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,168 \text{ Ом.}
 \end{aligned}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, при приведении к базисным условиям» [12], в именованных единицах:

$$I''_{к.і} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{см1} X_{рез\delta*}}, \text{ кА.}
 \tag{22}$$

Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ.

Результирующее сопротивление к точке К1 в относительных расчётных единицах:

$$X_{PE3.K1} = X_C, \text{ o.e.} \quad (23)$$

Определяются результирующие сопротивления до рассматриваемой точки КЗ.

Согласно условия (23):

$$X_{PE3.K1} = X_C = 0,213 \text{ o.e.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{k1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,213} = 2,357 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К2 в относительных расчётных единицах, при параллельном соединении элементов:

$$X_{рез.2} = \frac{(X_{TB} + X_{TC}) \cdot (X_{TB} + X_{TC})}{2 \cdot X_{TB} + 2 \cdot X_{TC}}, \text{ o.e.} \quad (24)$$

Согласно условия (24):

$$X_{\text{рез.2}} = 0,213 + \frac{1}{2} \cdot 0 + \frac{1}{2} \cdot 0,268 = 0,343 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{\text{к2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 0,343} = 4,372 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К3 в относительных расчётных единицах, при последовательно-параллельном соединении элементов:

$$X_{\text{рез.3}} = X_{\text{рез.1}} + \frac{(X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}}) \cdot (X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}})}{2 \cdot X_{\text{ТВ}} + 2 \cdot X_{\text{ТН}}}, \text{ о.е.} \quad (25)$$

Согласно условия (25):

$$X_{\text{рез.3}} = 0,213 + \frac{1}{2} \cdot 0,168 + \frac{1}{2} \cdot 0,268 = 0,427 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2, при приведении к базисным условиям» [18], в именованных единицах по (22):

$$I''_{\text{к3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 0,427} = 20,493 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы или начального значения апериодической составляющей тока КЗ в максимальном режиме» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_{K}, \text{ кА}, \quad (26)$$

где $k_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

По условию (26) для расчётных точек схемы К1 и К2, значение ударных токов (начального значения апериодической составляющей тока КЗ) в именованных единицах:

– в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,357 = 5,999 \text{ кА}.$$

– в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,372 = 13,632 \text{ кА}.$$

– в точке К3:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20,49 = 52,161 \text{ кА}.$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА в работе далее:

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''_{K}, \text{ кА}. \quad (27)$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА, по условию (27):

– в точке К1:

$$I_{no(min)к1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,357 = 2,040 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$I_{no(min)к2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,372 = 3,786 \text{ кА.}$$

– в точке К3:

$$I_{no(min)к3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20,49 = 17,744 \text{ кА.}$$

«Результаты расчёта токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей представлены в таблице 6» [17].

Таблица 6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Параметры точки КЗ	U _{см} , кВ	X _{рез} δ *	I ^р , кА	I ³ _у , кА	I ² _к , кА
К ₁	115,0	0,213	2,357	5,999	2,04
К ₂	38,5	0,343	4,372	13,632	3,786
К ₃	6,6	0,427	20,493	52,161	17,744

Полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, используются в работе для соответствующих проверок выбранного нового оборудования распределительных устройств подстанции.

2.5 Расчёт максимальных рабочих токов

Расчет максимальных рабочих токов на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей производится в соответствии с местом

оборудования в схеме электрических соединений подстанции с условием резервирования.

Расчётные формулы для определения максимальных рабочих токов представлены в работе далее.

Значение максимального рабочего тока на вводах подстанции:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A, \quad (28)$$

где « κ_n – коэффициент перегрузки» [1];

« n – количество трансформаторов на подстанции» [1];

« S_T – проходная мощность трансформатора, кВА» [1];

« $U_{ст}$ – номинальное напряжение ступени, кВ» [1].

«Рабочий максимальный ток ввода трансформатора» [19]:

$$I_{p.\max 2} = \frac{\kappa_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A. \quad (29)$$

«Рабочий максимальный ток сборных шин» [19]:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n \cdot \kappa_{pn} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A, \quad (30)$$

где κ_{pn} – коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам.

«Ток в цепи линии» [19]:

$$I_{p.\max} = \frac{\kappa_n \cdot S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}, A, \quad (31)$$

где « $S_{нагр}$ – наибольшая нагрузка потребителей, кВА» [1].

Результаты расчета рабочих максимальных токов вводных и отходящих присоединений на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета рабочих максимальных токов вводных и отходящих присоединений на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток $I_{p,max}, A$
Вводы подстанции 110 кВ по схеме «одна рабочая, секционированная выключателем система шин» с учётом резервирования в схеме	587
Ввод трансформатора 110 кВ	293
Ввод РУ 35 кВ	646
Цепь ВЛ 35 кВ к ТП-35/10 кВ	202
Цепь ВЛ 35 кВ к ТП-35/6 кВ	202
Сборные шины 6 кВ	1346
Цепь ВЛ 6 кВ1Ал-П-6	148
Цепь ВЛ 6 кВ 1л-П-6	132
Цепь ВЛ 6 кВ 6л-П-6	76
Цепь ВЛ 6 кВ8л-П-6	114
Цепь ВЛ 6 кВ 10л-П-6	95
Цепь ВЛ 6 кВ 12л-П-6	117
Цепь ВЛ 6 кВ14л-П-6	80
Цепь ВЛ 6 кВ15л-П-6	97
Цепь ВЛ 6 кВ 21л-П-6	168
Цепь ВЛ 6 кВ 20л-П-6	148
Цепь ВЛ 6 кВ 22л-П-64	97
Цепь ВЛ 6 кВ 24л-П-6	91
Цепь ВЛ 6 кВ 26л-П-6	132
Цепь ВЛ 6 кВ 32л-П-6	110
Цепь ВЛ 6 кВ 34л-П-6	79
Цепь ВЛ 6 кВ 36л-П-6	81
Цепь ВЛ 6 кВ 38л-П-6	101
Ввод ВН ТСН	21
Ввод НН ТСН	323

Результаты расчёта максимальных рабочих токов на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей используются в работе далее при выборе и проверке проводников, электрических аппаратов, а также уставок РЗиА трансформаторов на подстанции [6].

2.6 Выбор и проверка проводников подстанции

Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт проводников на питающей подстанции 110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

В работе подлежат выбору и проверке провода воздушных линий 110 кВ, 35 кВ, а также кабельных линий напряжением 6 кВ.

Все проводники на подстанции – класса напряжения выше 1 кВ, выполненные в виде воздушных линий передачи. Поэтому и методика выбора для них будет применена также одинаковая.

Известно, что «выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 35 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 35 кВ, а также распределительных кабельных линий 6 кВ) ПС-110/35/6 кВ» [5] «Головная» Уренгойских электросетей, осуществляется по известному условию экономической плотности тока [11]:

$$S_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (32)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

После выбора проводника воздушных линий, необходимо провести их проверку на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах работы.

«Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [11]:

$$I_{дон} \geq I_p, \quad (33)$$

где $I_{дон}$ – «предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10].

Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (34)$$

где $I_{p.max}$ – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А.

Кроме того, «по механической прочности проводники воздушных линий должны быть не меньшего сечения чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии, а также» [5] коронирующего разряда (для ВЛ-110 кВ).

Выполнение данного условия проверяется по следующему соотношению:

$$S_{ст} \geq S_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (35)$$

Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых [10], минимальные сечения проводов стандартных проводов воздушных линий, с учётом климатических особенностей Уренгойских электросетей:

- для «проводов воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ – не менее 70 мм²» [10];
- «для проводов воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ – не менее 35 мм²» [10].

На основе приведённых расчётных формул согласно принятой методики выбора и проверки проводов воздушных линий электропередач, проводится проверка сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Питание ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей от источника питания, осуществляется двухцепной воздушной линией электропередачи с применением провода марки АС.

В работе, для большей надежности функционирования воздушных линий, с учетом климата Уренгойских электросетей, для установки на новой питающей ВЛ-110 кВ, а также на всех остальных воздушных линиях, выбирается уникальный по своей конструкции компактный провод марки "АЕРО-Z" (АЭРО-Зет).

Такой провод отличается от своих аналогов повышенной прочностью и пропускной способностью, а также высокой степенью устойчивости к гололедообразованию.

Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей по условию экономической плотности тока:

$$S_3 = \frac{293,5}{1,1} = 267 \text{ мм}^2.$$

Из стандартных значений сечения новых проводов марки АЕРО-Z, выбирается ближайшее стандартное сечение – 261 мм².

Согласно дальнейшей перспективе по развитию системы электроснабжения Уренгойского района Уренгойских электросетей, выбирается для питающих ВЛ-110 кВ провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625 \text{ А}$.

Проверка предварительно выбранного провода воздушной линии по току нормального режима:

$$625 \text{ А} \geq 293,5 \text{ А}.$$

Условия проверки выполняются.

Проверка провода ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей по максимальному рабочему току ПАВ режима:

$$625 A \geq 587 A.$$

Условие проверки выполняется.

Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей по условию коронирующего разряда и механической прочности по гололёду и ветру (климатические условия) также выполняется [5]:

$$261 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Окончательно для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{доп} = 625 \text{ А}$.

Аналогично выбраны и проверены проводники для применения на распределительных (отходящих) воздушных линиях 35 кВ к ПС-35/10 кВ и ПС-35/6 кВ системы электроснабжения.

Для окончательной установки на распределительных ВЛ-35 кВ к ПС-35/10 кВ и к ПС-35/10 кВ принимается провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой проводника $I_{доп} = 494 \text{ А}$.

По аналогичной методике в работе также выбраны марки и стандартные сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ.

Результаты выбора и проверки сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки сечения силовых кабелей для распределительной кабельной сети 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная»

Потребитель	S , кВА	$I_{норм}$, А	$q_{расч}$, мм ²	$q_{ст}$, мм ²	q_{min} , мм ²	Марка кабеля	$I_{доп}$, А	$I_{дл доп}$, А
1Ал-П-6	1100	148	123,33	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
1л-П-6	980	132	110,00	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
6л-П-6	570	76	63,33	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
8л-П-6	850	114	95,00	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
10л-П-6	710	95	79,17	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
12л-П-6	870	117	97,50	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
14л-П-6	695	80	66,67	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
15л-П-6	720	97	80,83	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
21л-П-6	1250	168	140,00	150	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
20л-П-6	1100	148	123,33	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
22л-П-64	725	97	80,83	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
24л-П-6	680	91	75,83	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
26л-П-6	980	132	110,00	120	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
32л-П-6	820	110	91,67	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
34л-П-6	590	79	65,83	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
36л-П-6	605	81	67,50	70	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45
38л-П-6	750	101	84,17	95	150	АПвП-6 (3×150)	309	324,45

Выбор ошиновки для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ подстанции осуществляется по значению максимального рабочего тока.

В ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ применяется гибкая ошиновка из проводов марки АС, а в ЗРУ-6 кВ – жёсткая ошиновка из коробчатых шин марки АД.

При этом проверка выбранной ошиновки проводится по току КЗ в зависимости от паспортной характеристики данных шин (таблица 9).

Таблица 9 – Результаты выбора и проверки ошиновки для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименование РУ	Тип/марка ошиновки	Длительный режим		Проверка по режиму КЗ
		$I_n \geq I_{p,max}$, А	Сечение q_n , мм ²	$q_n \geq q_{min}$, мм ²
ОРУ – 110кВ	Гибкая/АС – 240/32	605 > 587	270	240 > 29
ОРУ – 35кВ	Гибкая/АС – 300/66	680 > 647	300	300 > 53
ЗРУ – 6кВ	Жёсткая/АД 31 Т 80×10	1480 > 1346	800	800 > 226

2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов подстанции

Как было указано ранее, одним из мероприятий по реконструкции подстанции, является выбор нового оборудования для установки в распределительных устройствах ОРУ-110 кВ и ЗРУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей. Кроме того, новое оборудование необходимо установить также в новом ОРУ-35 кВ, который вводится на подстанции в связи с подключением дополнительной нагрузки к обмоткам силовых трансформаторов 35 кВ подстанции.

Все выбранные аппараты проверяются на соответствие условиям цепи в максимальном режиме по значениям максимального рабочего тока и тока трёхфазного КЗ.

Выбору и проверке в работе подлежат такие аппараты:

- высоковольтные выключатели – устанавливаются во всех распределительных устройствах подстанции (110 кВ, 35 кВ, 6 кВ);
- разъединители – применяются только в ОРУ подстанции (в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ);
- ограничители перенапряжения – заменяют разрядники во всех РУ подстанции.

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ).

Поэтому к выключателям предъявляются повышенные требования по коммутационной способности, а также по стойкости к сквозным токам КЗ и ударным токам.

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий двух основных условий [18]:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (36)$$

где $U_{уст}$, $U_{ном}$ – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя);

– по максимальному рабочему току:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (37)$$

где $I_{раб.макс}$, I_n – соответственно максимальный рабочий ток ПАВ режима электроустановки и номинальное значение тока выключателя (параметр завода-изготовителя).

Проверка выключателя предполагает выполнение следующих обязательных условий [18]:

– «проверка выключателя на симметричный ток отключения» [18]:

$$I_{пт} \leq I_{откн}. \quad (38)$$

где « $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов» [18];

« $I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА (параметр завода-изготовителя)» [18];

– «проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (39)$$

где « $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [7];

« β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ» [7];

« τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [7]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (40)$$

где « $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с» [7];

« $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с» [7];

– «на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [18]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (41)$$

где « $i_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [18];

« i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [18];

– «проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (42)$$

где « B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$ » [18];

« I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$ » [18];

« t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с» [18].

«При этом тепловой импульс» [18] с учётом токов КЗ и отключения цепи:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (43)$$

По приведённым выше условиям, с учётом рассчитанных параметров электрической сети 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, далее в работе необходимо

осуществить выбор выключателей высокого напряжения для их установки в соответствующих распределительных устройствах на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Исходя из расположения в схеме ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, высоковольтные выключатели напряжением 110 кВ подразделяются на следующие типы:

- высоковольтные выключатели ввода (вводные высоковольтные выключатели) – служат для приёма электроэнергии от энергосистемы с последующей её передачей на два силовых трансформатора подстанции;
- высоковольтные выключатели секционного соединения (секционные выключатели) – необходим для обеспечения резервирования в схеме РУ 110 кВ на подстанции, автоматически включая питание оборудования от второй системы сборных шин 110 кВ (либо от обходной системы сборных шин 110 кВ на подстанции);
- высоковольтные выключатели отходящих линий (линейные выключатели) – необходимы для обеспечения защиты и коммутации транзитных линий 110 кВ подстанции.

Исходя из этого, необходимо учесть расположение выключателей в схеме, так как параметры сети в различных узлах системы подстанции будут также различными.

Предварительно принимается для установки на объекте проектирования выключатели высокого напряжения новых образцов и модификаций следующих марок:

- в РУ-110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки во всех распределительных устройствах ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, проводится по приведённым выше условиям.

Результаты выбора и проверки новых выключателей высокого напряжения для установки во всех распределительных устройствах «Головная» Уренгойских электросетей, представлены в работе в форме таблицы 10.

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименование присоединений	Тип выключателя	Соотношение паспортных и расчетных данных						
		$\frac{U_n}{U_p}$, кВ	$\frac{I_n}{I_{p\max}}$, А	$\frac{I_{откл.ном}}{I''}$, кА	$\frac{i_{откл.ном}}{i_{кт}}$, кА	$\frac{I_{пр-с}}{I''}$, кА	$\frac{i_{пр-с}}{i_y^{(3)}}$, кА	$\frac{I_t^2 \cdot t}{B_k}$, кА·с
РУ 110кВ ввода 110 кВ	ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1	$\frac{110}{110}$	$\frac{1250}{587}$	$\frac{25}{2,357}$	$\frac{47,73}{5,58}$	$\frac{25}{2,357}$	$\frac{64}{5,99}$	$\frac{1875}{6,53}$
Секционный выключатель 35 кВ	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	$\frac{35}{35}$	$\frac{1250}{646}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{38,18}{10,03}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{50}{13,63}$	$\frac{1200}{22,08}$
Районные потребители 35кВ	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	$\frac{35}{35}$	$\frac{630}{202}$	$\frac{12,5}{4,372}$	$\frac{38,18}{10,03}$	$\frac{20}{4,372}$	$\frac{35}{13,63}$	$\frac{1200}{22,08}$
ЗРУ 6 кВ	ВВ/TEL-10-12,5/630 У2	$\frac{10}{6}$	$\frac{1600}{1346}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{47,73}{39,64}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{64}{52,16}$	$\frac{1875}{463}$
Потребители 6кВ	ВВ/TEL-10-25/1600 У2	$\frac{10}{6}$	$\frac{1600}{168}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{47,73}{39,64}$	$\frac{25}{20,49}$	$\frac{64}{52,16}$	$\frac{1875}{463}$

Далее проводится выбор разъединителей для установки в РУ-110 кВ и РУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Разъединитель – это аппарат для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ в электроустановках.

В работе для установки в данных ОРУ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей выбираются современные разъединители.

Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ согласно [12]. Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ

ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, представлены в таблице 11 [15].

Таблица 11 – Результаты выбора и проверки разъединителей для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименование присоединения	Тип разъединителя/ привода	$\frac{U_n}{U_{уст}}$ кВ	$\frac{I_n}{I_{р.макс}}$ А	$\frac{I_{пр.с}}{I}$ кА	$\frac{i_{пр.с}}{i_y}$ кА	$\frac{I_m^2 t_T}{B_k}$ кА ² ·с
ОРУ 110 кВ	РДЗ-1-110/1000УХЛ1/ ПРГ-01 2БУХЛ1	<u>110</u>	<u>1000</u>	<u>25</u>	<u>63</u>	<u>2975</u>
	РДЗ-2-110/1000УХЛ1/ ПРГ-01 2БУХЛ1	110	587	2,36	5,99	6,53
ОРУ 35 кВ	РДЗ-1-35/1000НУХЛ1/ ПРГ-01 2БУХЛ1	<u>35</u>	<u>1000</u>	<u>63</u>	<u>80</u>	<u>1875</u>
	РДЗ-2-35/1000НУХЛ1/ ПРГ-01 2БУХЛ1	35	646	4,37	13,6	22,1

В ячейках КРУ-6 кВ подстанции разъединители не устанавливаются, их заменяют втычные контакты.

Для установки в ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей выбираются ограничители перенапряжения следующих типов и марок:

- для установки в РУ-110 кВ и на ВЛ-110 кВ – ОПН типа ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1;
- для установки в РУ-35 кВ и на ВЛ-35 кВ – ОПН типа ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1;
- для установки в РУ-6 кВ и в ячейках отходящих линий 6 кВ – ОПН типа ОПН- РС/TEL 6/7,6 УХЛ1.

Также необходимо выбрать новые трансформаторы тока и напряжения (измерительные трансформаторы) для их непосредственной установки на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Выбор новых измерительных трансформаторов тока и напряжения в работе чрезвычайно важна, так они питают приборы учёта, контроля и управления электроэнергией, а также цепи релейной защиты, автоматики, сигнализации и телеметрии.

Результаты выбора и проверки новых трансформаторов напряжения для установки в РУ всех классов напряжения на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора новых трансформаторов напряжения для установки в РУ на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$, ВА
НАМИ-110-95УХЛ1	2	11/2	1	$\frac{110}{110}$	$\frac{600,0}{5,5}$
ЗНОМ-35-85 У1	2	10,2/2	1	$\frac{35}{35}$	$\frac{250,0}{5,1}$
НАМИ-6УХЛ2	4	36,8/4	1	$\frac{10}{6}$	$\frac{200,0}{9,3}$

Результаты выбора и проверки новых трансформаторов тока для установки в РУ всех классов напряжения на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора новых трансформаторов тока для установки в РУ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Наименование присоединения	Марка ТТ	Исполнение вторич. обм.	$\frac{U_n}{U_{уст}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{р.макс}}$	$\frac{i_{дин}}{i_y}$	$(k_T I_{ном})^2 t_T$
			кВ	А	кА	$\frac{B_k}{кА^2 \cdot с}$
Питающий ввод 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{587}$	-	-
Секционный выключатель 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{587}$	-	-
Первичная обмотка понижающего трансформатора 110 кВ	ТВ-110	0,5/Р/Р/Р	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{293}$	-	-
Ввод РУ 35 кВ	ТВ-35	0,5/Р/Р	$\frac{35}{35}$	$\frac{800}{647}$	-	-
ВЛ-35 кВ	ТВ-35	0,5/Р/Р	$\frac{35}{35}$	$\frac{300}{202}$	-	-
Шины 6 кВ	ТЛК-6	10Р/10Р	$\frac{10}{6}$	$\frac{1500}{1346}$	$\frac{118}{52,2}$	$\frac{7056}{463}$
ВЛ-6 кВ	ТЛК-6	0,5/Р	$\frac{10}{6}$	$\frac{400}{168}$	$\frac{75}{52,2}$	$\frac{2825}{463}$

Всё новое выбранное оборудование распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ проходит все проверки [16].

Следовательно, можно сделать вывод, что их можно использовать для установки в ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей для защиты и коммутации электрических сетей.

Выводы по разделу.

В разделе выбраны и обоснованы новые, усовершенствованные схемы ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ подстанции. Осуществлено построение и анализ суточных графиков нагрузок подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с последующим определением основных показателей и характеристик суточного графика нагрузки объекта исследования.

Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, проведена расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции, в результате чего обоснована установка новых трансформаторов марки ТДТН-40000/110, которые в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

В работе проведён расчёт токов короткого замыкания, полученные в результате расчёта на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Проведён расчёт максимальных рабочих токов послеаварийного режима для присоединений, вводов и линий 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Выбраны сечения проводников воздушных линий:

- для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625$ А;

- для установки на распределительных ВЛ-35 кВ выбран провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{доп} = 494$ А.

Выбраны силовые кабели марки АПвП-6 (3×150) распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ.

Проведён выбор ошиновки для применения в РУ подстанции: в ОРУ-110 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 240/32), ОРУ-35 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 300/66) и ЗРУ-6 кВ (выбрана жёсткая ошиновка с применением шин АД 31Т 80×10).

Выбрано и проверено новое современное электрическое оборудование распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на трансформаторной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

- в РУ 110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1, разъединители РДЗ-1(2)-110/1000УХЛ1, ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1, ТН НАМИ-110-95УХЛ1, ТТ ТВ-110;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1, разъединители марки РДЗ-1(2)-35/1000НУХЛ1, ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1, ТН ЗНОМ-35-85 У1, ТТ ТВ-35;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, ОПН-РС/TEL 6/7,6 УХЛ1, ТН НАМИ-6УХЛ2, ТТ ТЛК-6.

Всё оборудование и проводники проверены на условия соответствия расчётным параметрам сети и параметрам соответствия послеаварийного режима.

Они показаны в графической части работы на листе 3.

3 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов подстанции

Далее в работе выбираются уставки релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования подстанции – силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

На понижающем трансформаторе предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая от внутренних повреждений трансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальные токовые с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП).

Предусмотрено самоудержание выходных промежуточных реле, необходимое для обеспечения надёжного пуска УРОВ при кратковременных замыканиях контакторов газового реле. На трансформаторе предусмотрено однократное АВР при отключении выключателя на соответствующие напряжения выключает выключатель ВН и выключатель соответствующей линии.

При КЗ на шинах НН и СН отключается от МТЗ соответствующей стороны выключатель, а при несрабатывании защиты или отказе, выключателя выключается от МТЗ выключатель на стороне ВН трансформатора. Селективность работы выполняется при помощи выдержки времени и согласованию по чувствительности МТЗ. При перегрузке срабатывает реле ЗП на сигнал.

При возникновении внутренних повреждений срабатывает ГЗ и отключает трансформатор с трех сторон. При внутреннем КЗ срабатывает ДЗТ и отключает выключатели со всех сторон.

Поскольку понизительная подстанция ПС-110/35/6 кВ «Головная» была введена в эксплуатацию в 70-е годы и на ней не производилось никаких существенных модернизаций, предлагается замена существующих технически и морально устаревших, не обеспечивающих должной работы защит, на принципиально новую микропроцессорную защиту на базе Сириус ТЗ.

Для корректного «расчёта уставок РЗА силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная», на первом этапе необходимо определить» [18]:

- «первичный ток измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ) схемы» [18];
- «коэффициент трансформации ТТ» [18].

На сторонах ВН (110 кВ) и СН (35 кВ) трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», на стороне НН (6 кВ) применяется схема «неполной звезды».

Исходя из этого, полученные результаты первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, приводятся в форме таблице 14.

Таблица 14 – Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб. макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТТ1}}, \text{ А}$	K_{T}
110 кВ	Силовые трансформаторы (сторона ВН)	293,0	300	60,0
35 кВ	Силовые трансформаторы (сторона СН)	646,0	700	140,0
6 кВ	Силовые трансформаторы (сторона НН)	1346,0	1500	300,0

Далее в работе, на основании полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ

«Головная» Уренгойских электросетей, проводится выбор уставок РЗА трансформаторов подстанции.

В качестве защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [13,14].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{раб.макс.НН} - I_{раб.макс.СН} - I_{раб.макс.ВН}), \quad (44)$$

где $I_{раб.макс.НН}$, $I_{раб.макс.СН}$, $I_{раб.макс.ВН}$ – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах ВН (110 кВ), СН (35 кВ) и НН (6 кВ) силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная», А;
 K_n – коэффициент надёжности для ДЗ трёхобмоточного трансформатора [1,4].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию:

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (45)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

$$I_{с.з} \geq 3,5 \cdot (1346 - 646 - 293) = 1424,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей удовлетворяет требованиям [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{1424,5} = 2,65 > 1,5.$$

Окончательно принимается для продольной ДЗТ трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, $I_{\text{с.з}} = 1424,5$ А.

Проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Известно, что в двухобмоточных силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [13,14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 110 кВ.

Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс.ВН}}, \quad (46)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности [13,14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,05 \cdot 293 \approx 307,7 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

В работе МТЗ устанавливается как на стороне ВН (110 кВ), так и на стороне СН (35 кВ), и на стороне НН (6 кВ) силового трансформатора, обеспечивая, таким образом, резервирование и селективность.

Следовательно, в работе на силовом трансформаторе принимается три комплекта МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условиям [13,14], приведённым ниже.

Условие выбора уставки МТЗ заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (47)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска.

Коэффициент чувствительности МТЗ [3]:

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (48)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ - «минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [3];

$K_{сх}^{(3)}$ - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [3];

$K_{сх}^{(к)}$ - «коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [3];

$I_{с.з}$ - «ток срабатывания защиты» [3].

По приведённым выше условиям, далее в работе проводится расчёт МТЗ на сторонах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Для комплекта МТЗ силового трансформатора ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей на стороне ВН (110 кВ):

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 105,8 = 186,2 \text{ A},$$

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне ВН удовлетворяет требованиям [13]:

$$K_{\nu} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{186,2} = 20,3 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне ВН $I_{c.3} = 186,2 \text{ A}$.

Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное), принимается время срабатывания МТЗ силового трансформатора на стороне ВН, равное $t_{c.3} = 0,5 \text{ с}$. Аналогично рассчитаны уставки МТЗ на сторонах СН и НН трансформатора (таблица 15).

Таблица 15 – Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	$I_{c.3}, \text{ A}$	$t_{c.3}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	293,0	186,2	0,5
СН (35 кВ)	646,0	1137,0	1,0
НН (6 кВ)	1346,0	2369,0	1,5

Схемы РЗА силового трансформатора, выбранные в работе, приведены в графической части.

Выводы по разделу.

В работе, на основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты). Все выбранные уставки соответствуют требованиям нормативных документов и методик расчёта.

Заключение

В результате выполнения работы проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

В работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с последующим анализом технических данных нагрузки потребителей.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, осуществляемое путём внедрения двух основных групп мероприятий:

- первая группа – реконструкция схемы электрических соединений подстанции, включая внесение изменений в существующие схемы ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также сооружение и ввод в эксплуатацию ОРУ-35 кВ в связи с подключением перспективной нагрузки;
- вторая группа – модернизация устаревшего оборудования распределительных устройств ОРУ-110 кВ и РУ-10 кВ подстанции, а также выбор нового оборудования ОРУ-35 кВ в связи с введением его в эксплуатацию вследствие подключения перспективной нагрузки;
- третья группа – возможная замена силовых трансформаторов на подстанции вследствие увеличения нагрузки путём введения в эксплуатацию перспективной нагрузки на напряжении 35 кВ.

В разделе выбраны и обоснованы новые, усовершенствованные схемы ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-6 кВ подстанции. Осуществлено построение и

анализ суточных графиков нагрузок подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, с последующим определением основных показателей и характеристик суточного графика нагрузки объекта исследования.

Учитывая полученные значения показателей и технических данных, полученных в результате анализа графика нагрузки потребителей ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей, проведена расчётная проверка мощности новых трансформаторов на подстанции, в результате чего обоснована установка новых трансформаторов марки ТДТН-40000/110, которые в результате проведения реконструкции, удовлетворяют всем условиям выбора и проверок.

В работе проведён расчёт токов короткого замыкания, полученные в результате расчёта на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Проведён расчёт максимальных рабочих токов послеаварийного режима для присоединений, вводов и линий 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей.

Выбраны сечения проводников воздушных линий:

- для применения на питающей ВЛ-110 кВ, в работе выбран современный провод марки АЕРО-Z - 261 с сечением токоведущей жилы – 261 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 625$ А;
- для установки на распределительных ВЛ-35 кВ выбран провод марки АЕРО-Z – 177 с сечением токоведущей жилы – 176,93 мм² и допустимой токовой нагрузкой $I_{дон} = 494$ А.

Выбраны силовые кабели марки АПвП-6 (3×150) распределительной кабельной сети напряжением 6 кВ.

Проведён выбор ошиновки для применения в РУ подстанции: в ОРУ-110 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 240/32), ОРУ-35 кВ (выбрана гибкая ошиновка с применением провода АС – 300/66) и ЗРУ-6 кВ (выбрана жёсткая ошиновка с применением шин АД 31Т 80×10).

Выбрано и проверено новое современное электрическое оборудование распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на трансформаторной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей:

- в РУ 110 кВ – выключатели марки ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1, разъединители РДЗ-1(2)-110/1000УХЛ1, ОПН-У/TEL 110/84 УХЛ1, ТН НАМИ-110-95УХЛ1, ТТ ТВ-110;
- в РУ-35 кВ – выключатели марки ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1, разъединители марки РДЗ-1(2)-35/1000НУХЛ1, ОПН-У/TEL 35/40,5 УХЛ1, ТН ЗНОМ-35-85 У1, ТТ ТВ-35;
- в ЗРУ 6 кВ – выключатели марки ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, ОПН-РС/TEL 6/7,6 УХЛ1, ТН НАМИ-6УХЛ2, ТТ ТЛК-6.

На основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов ПС-110/35/6 кВ «Головная» Уренгойских электросетей (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Таким образом, установлено, что практическая реализация предложенных мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/6 кВ «Головная» с внедрением приведённых основных групп мероприятий, будет способствовать значительному повышению параметров надёжности, бесперебойности, электробезопасности и экономичности на объекте исследования.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 20.01.2023).
3. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 22.01.2023).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 21.01.2023).
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
7. 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, 2018. 608 с.
8. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
9. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL:

<https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 20.01.2023).

10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

12. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

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

16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 22.01.2023).

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 22.01.2023).

18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 22.01.2023).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: МЭ, 2020. 142 с.