

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 Разработка проекта электрической части подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая»  
ПАТЭС г. Певек

Обучающийся

А.Ю.Алексеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Консультант

к.п.н. О.Н. Брега

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В проекте была проведена модернизация главных электрических соединений, учитывая необходимость внесения качественных изменений в нормальную схему распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

Анализируя исходную схему электрических соединений и технические характеристики ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, было выбрано и проверено основное оборудование распределительных устройств подстанции, а также проверены на перегрузочную способность силовые трансформаторы и проводники системы электроснабжения объекта реконструкции.

Для проверки всего оборудования и проводников были проведены расчёты электрических нагрузок и токов короткого замыкания в максимальном режиме работы. Электрические аппараты были выбраны с учётом резервирования и проверены на максимальных токах короткого замыкания, чтобы гарантировать их электромеханическую совместимость и прочность в аварийных режимах.

Также была выбрана схема и проведён расчёт системы собственных нужд подстанции, а также расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики на объекте проектирования.

В итоге, были разработаны, проверены и внедрены технические решения, которые позволили внести качественные изменения в главную электрическую схему нормального режима распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек. Для наглядности использовано 10 рисунков и 11 таблиц.

## **Abstract**

In the project, the main electrical connections were modernized, taking into account the need to introduce qualitative changes in the normal circuit of 110 kV and 10 kV switchgears of the SS-110/10 kV «Beregovaya» FNPP in Pevek.

Analyzing the initial electrical connection diagram and technical characteristics of the SS-110/10 kV «Beregovaya» FNPP in Pevek, the main equipment of the substation switchgear was selected and checked, and the power transformers and conductors of the power supply system of the reconstruction object were checked for overload capacity.

To check all equipment and conductors, calculations of electrical loads and short-circuit currents were carried out in the maximum operating mode. Electrical devices have been selected with redundancy in mind and tested for maximum short-circuit currents to ensure their electromechanical compatibility and failure-resistance.

A scheme was also selected and a calculation of the substation's own needs system was carried out, as well as the calculation and selection of settings for relay protection and automation at the design site.

As a result, technical solutions were developed, tested and implemented, which made it possible to make qualitative changes in the main electrical circuit of the normal mode of 110 kV and 10 kV switchgears of the SS-110/10 kV «Beregovaya» FNPP in Pevek. For clarity, 10 figures and 11 tables were used.

## Содержание

Введение .....	5
1 Анализ исходных данных .....	7
1.1 Краткая характеристика ПАТЭС г. Певек .....	7
1.2 Исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» .....	10
1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции.....	15
2 Проектирование электрической части подстанции .....	18
2.1 Определение расчётных электрических нагрузок .....	18
2.2 Проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции .....	23
2.3 Выбор и проверка проводников подстанции .....	30
2.4 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции .....	35
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	41
3 Выбор схемы и трансформаторов собственных нужд .....	49
4 Расчёт релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции .....	52
4.1 Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока.....	52
4.2 Расчёт дифференциальной защиты трансформаторов .....	54
4.3 Защита от перегрузки .....	56
4.4 Расчёт максимальной токовой защиты .....	57
4.5 Газовая защита трансформаторов.....	60
Заключение .....	62
Список используемых источников.....	64

## Введение

В данной работе рассмотрена ПС-110/10 кВ «Береговая», являющаяся составной частью ПАТЭС г. Певек, поэтому в работе необходимо рассмотреть данный вопрос в комплексном подходе.

В последнее время новым словом в электроэнергетике стало «применение атомных станций малой мощности (АСММ)» [15]. Это связано с большими капиталовложениями, экологическими, народно-хозяйственными и прочими техническими проблемами при строительстве и вводе в эксплуатацию таких объектов. Однако такой вид источника электроэнергии крайне перспективен там, где проблематично или нерационально подключать потребителей к энергосистеме, вследствие, например, значительной удалённости от централизованных источников питания. Например, такая электростанция весьма эффективна в условиях Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, где в удалённых уголках недостаточно развита инфраструктура и отсутствуют централизованные источники электроэнергии.

Поэтому применение данных видов плавучих электростанций для удалённых и труднодоступных регионов Российской Федерации на сегодняшний день является перспективной и актуальной задачей.

Изучение показало, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций всех типов не только обеспечивает нормальную и надёжную работоспособность подстанции, но и всей электрической сети, а следовательно, всей энергосистемы.

Таким образом, модернизация схем электрических связей и обновление оборудования новейших трансформаторных станций и электроустановок всех разновидностей становится актуальной задачей современной электроэнергетики.

Основная цель данной работы – реконструкция понижающей подстанции переменного тока ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек,

путем изменения схемы главных нормальных электрических соединений подстанции. Это связано с подключением дополнительных потребителей на стороне 10 кВ.

Объектом исследования является схема главных нормальных электрических соединений подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

Предметом исследования являются схема электрических соединений, аппараты, устройства вторичных цепей (собственные нужды, релейная защита и автоматика) распределительных устройств напряжением 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, а также силовые трансформаторы подстанции.

Необходимость обновления схем главных электрических соединений на понижающих подстанциях и электростанциях актуальна сегодня, поскольку это является ключевым фактором в обеспечении бесперебойного, надежного и высококачественного электроснабжения для потребителей [4].

Для решения поставленных задач, в работе проводится анализ исходных данных, с указанием климатических, технических и топографических условий, расчёт электрических нагрузок на всех уровнях схемы нормальных соединений подстанции, проверка силовых трансформаторов по перегрузочной способности, выбор и проверка проводников и основного оборудования распределительных устройств подстанции, расчёт токов короткого замыкания и ударных токов, а также минимальных значений токов, выбор схемы и трансформаторов собственных нужд подстанции, расчёт релейной защиты и автоматики подстанции.

В работе должны быть учтены соответствие действующим строительным, технологическим нормам, предусматривающим мероприятия, обеспечивающие конструктивную надежность, взрывопожарную, пожарную безопасность объекта, защиту населения и устойчивую работу объекта в чрезвычайных ситуациях, а также защиту окружающей природной среды при его эксплуатации.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Краткая характеристика ПАТЭС г. Певек**

«Плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС), которые является одним из вариантов этого типа атомных станций» [11], находится в г. Певек Чукотского автономного округа РФ.

Её сооружение было эффективно по той причине, что регион является удалённым от традиционных источников электроэнергии, таким образом, проблематично или нерационально подключать потребителей к энергосистеме, вследствие значительной удалённости от централизованных источников питания.

ПАТЭС, помимо источника электрической энергии, является ещё и производителем тепловой энергии, что делает её незаменимым источником тепла для отопления жилого и коммунального фонда г. Певек.

«Плавучая атомная тепловая электростанция г. Певек относится к атомным электростанциям малой мощности» [13].

«В состав ПАТЭС г. Певек входят» [11]:

- «плавучий энергоблок с двумя реакторными установками (РУ) КЛТ-40С и двумя паротурбинными установками (ПТУ) ТК-35/38-3.4с» [15];
- «гидротехнические сооружения, обеспечивающие установку и» [11] передачу вырабатываемой электрической и тепловой энергии на берег;
- береговые сооружения, предназначенные для передачи выработанной электрической и тепловой энергии во внешние сети для распределения потребителям.

Основным корпусом, в котором размещено основное оборудование ПАТЭС г. Певек, является корпус плавучего энергоблока (далее – ПЭБ).

«ПЭБ – это гладкопалубное плоскодонное судно стоечного типа» [11].

Оно не является самоходным.

Для размещения всего основного оборудования ПАТЭС, корпус ПЭБ обладает большой многоярусной надстройкой.

План-разрез корпуса ПЭБ ПАТЭС г. Певек представлен на рисунке 1.

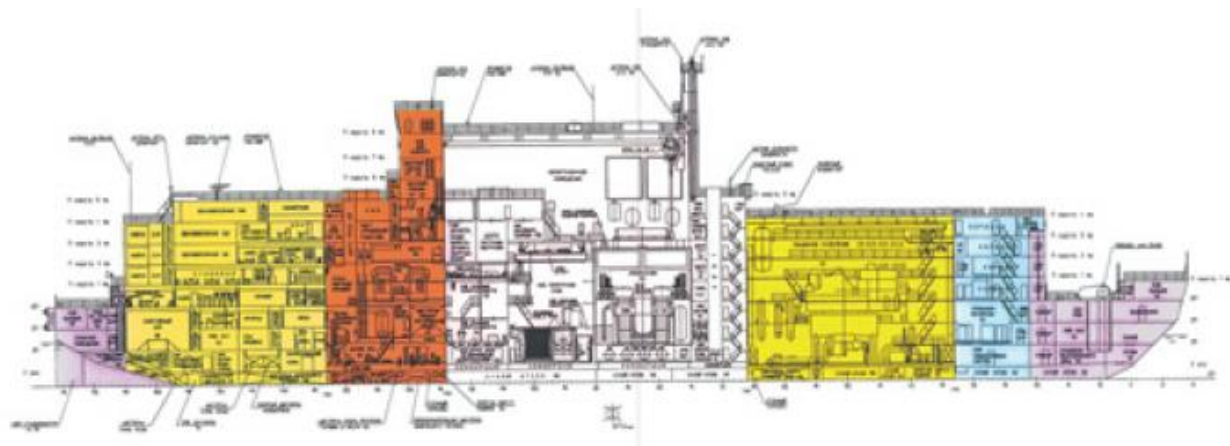


Рисунок 1 – План-разрез корпуса ПЭБ ПАТЭС г. Певек

«Упрощенная тепловая схема ядерного блока ПАТЭС г. Певек представлена на рисунке 2» [5].

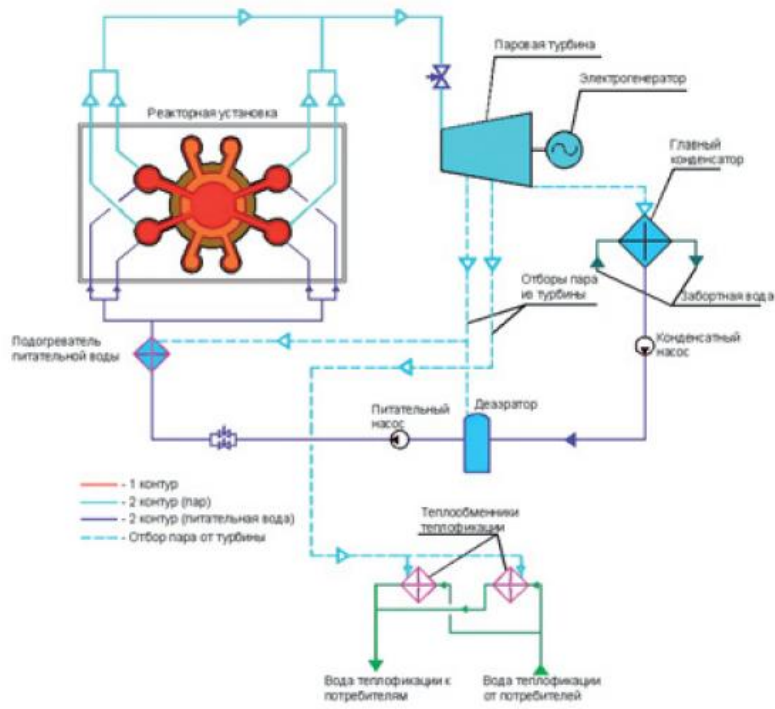


Рисунок 2 – Упрощенная тепловая схема ядерного блока ПАТЭС г. Певек



Электрогенератор вырабатывает электрическую энергию, подаваемую далее жилым и коммунальным потребителям для обогрева помещений.

Пар, отработавший в ступенях турбины, отбирается на подогрев питательной воды в специальном теплообменнике (подогревателе), а также на нагрев воды в теплообменниках теплофикации.

Отработавший в турбине пар конденсируется в главном конденсаторе с помощью заборной (морской) воды. Образовавшийся конденсат с помощью конденсатного насоса подается в деаэратор, где происходит удаление растворенных газов. Реакторная установка, применяемая на ПАТЭС г. Певек, представлена на рисунке 3.

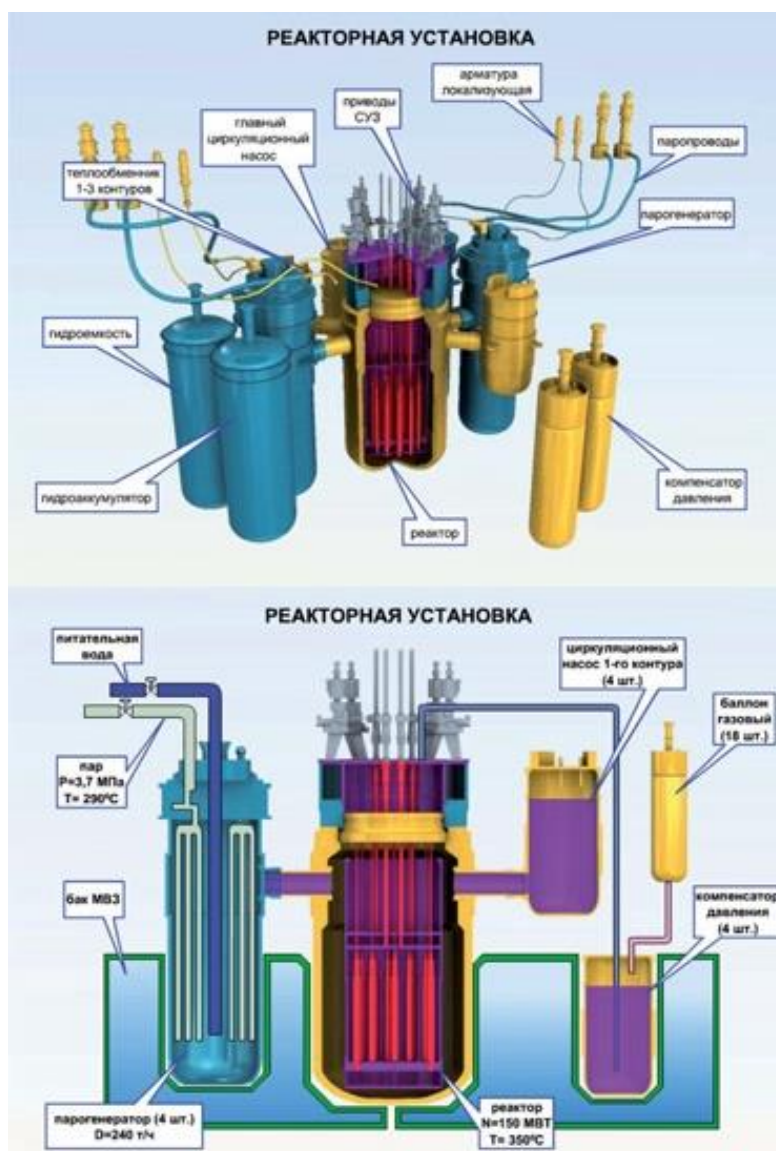


Рисунок 3 – Реакторная установка, применяемая на ПАТЭС г. Певек

Гидротехнические сооружения ПАТЭС г. Певек представлены на рисунке 4.

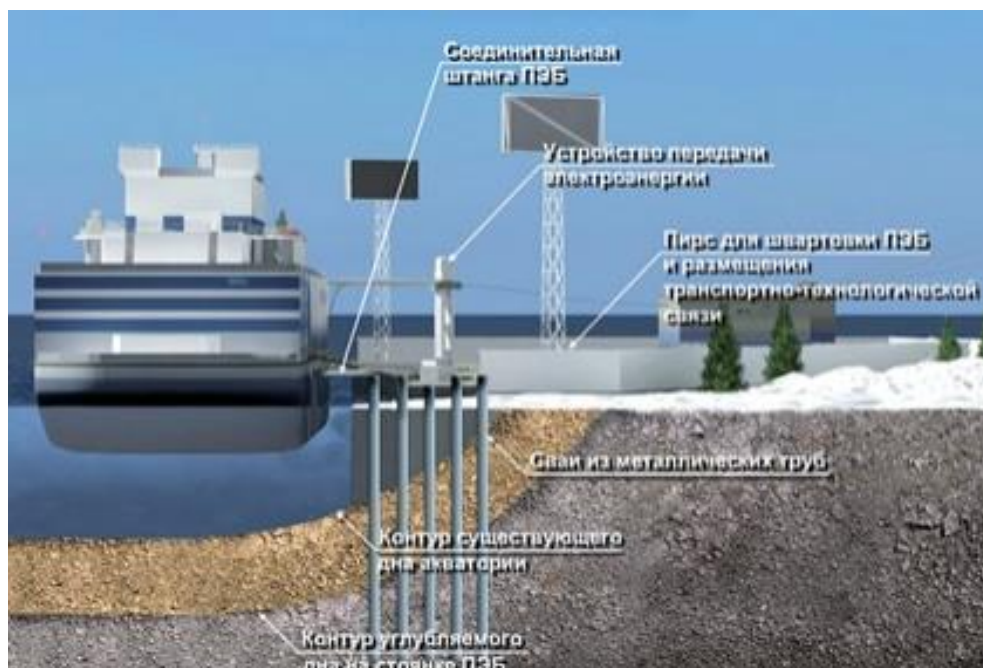


Рисунок 4 – Гидротехнические сооружения ПАТЭС г. Певек

От ПАТЭС г. Певек через повышающие трансформаторы связи, далее питается ПС-110/10 кВ «Береговая», которая является объектом исследования в работе.

## **1.2 Исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая»**

«Приводится исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» [3], получающая питание от рассмотренной ранее ПАТЭС г. Певек и являющейся с ней единым комплексом.

По месту расположения в энергосистеме, ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек является узловой подстанцией. Она выполняет важнейшую роль в резервировании потребления электроэнергии в системе

электроснабжении всего региона, выполняя роль также транзитной подстанции для питания узлов на напряжении 110 кВ.

Рассматриваемая подстанция находится на балансе филиала «Чукотэнерго» «Северные электрические сети».

Питание ПС-110/10 кВ «Береговая» осуществляется от РУ-110 кВ ПАТЭС г. Певек двухцепной воздушной линией электропередачи с применением провода марки 2АС-150/7,84 (линия «Портовая»).

Кроме того, от РУ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек осуществляется транзит мощности по двум направлениям, резервируя схемы понизительной подстанции «Южный»:

- первое направление резервирования и транзита – резервное питание подстанции ТП-110/35/10 кВ «Южный» (трансформатор Т1): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ с применением провода марки АС-150/7,84 (диспетчерское наименование транзитной линии – «ВЛ 110 кВ №1 ПС «Южный-1»»);
- второе направление резервирования и транзита – резервное питание подстанции ТП-110/35/10 кВ «Южный» (трансформатор Т2): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ с применением провода марки АС-150/7,84 (диспетчерское наименование транзитной линии – «ВЛ 110 кВ №2 ПС «Южный-2»»).

Таким образом, можно сделать вывод, что рассматриваемая в работе ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек осуществляется транзит мощности по двум направлениям, резервируя схему ТП-110/35/10 кВ «Южный».

«На объекте проектирования (ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек) находятся следующие основные конструктивные составляющие, описание которых представлено ниже (рисунок 5)» [3].

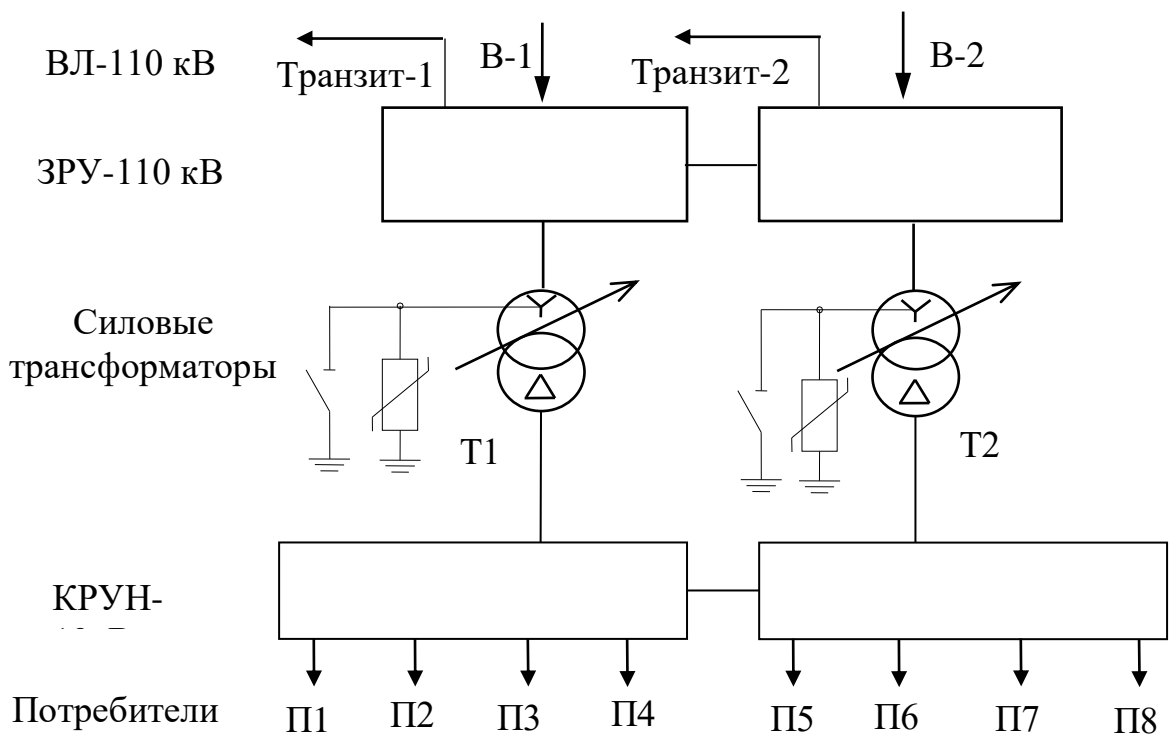


Рисунок 5 – Структурная схема ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

Так как ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек была введена в эксплуатацию в 2015 году, всё оборудование, установленное в её распределительных устройствах, является новым и современным, поэтому не требует замены.

Основным компонентом конструкции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек является распределительное устройство высокого напряжения (110 кВ), которое необходимо для распределения электроэнергии на силовые трансформаторы подстанции и обеспечения транзита к двум трансформаторам ПС «Южный».

Поскольку данная подстанция имеет узловое местоположение в схеме, соответствующая схема в РУ-110 кВ должна гарантировать надежное питание потребителей и обеспечивать надежный транзит мощности с учетом резервирования в схеме. Распределительное устройство 110 кВ в проектируемом объекте выполнено закрытым (ЗРУ-110 кВ) и представляет собой кирпичное двухэтажное здание, расположенное на территории ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

На первом этаже расположены ячейки выключателей высокого напряжения 110 кВ, приводы разъединителей, а также измерительные трансформаторы тока. Кроме того, на первом этаже также сосредоточена вся защитно-коммутационная аппаратура вторичных цепей ЗРУ-110 кВ.

На втором этаже ЗРУ 110 кВ находятся сборные шины (жёсткая ошиновка), которая собрана по определённой схеме.

Установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима РУ-110 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек применяется схема «Двух рабочих систем сборных шин, секционируемых выключателем, с применением обходной системы сборных шин».

Обходная система сборных шин в РУ-110 кВ применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения потребителей.

Известно, что данная схема РУ 110 кВ обеспечивает бесперебойное питание потребителей при выводе в ремонт оборудования одновременно с двух секций сборных шин 110 кВ, либо при аварийном режиме на двух секциях сборных шин 110 кВ одновременно. Таким образом, будет сохранена надёжность и работоспособность схемы и потребители смогут получить нужное количество электроэнергии.

Также обходная секция сборных шин РУ-110 кВ используется при транзите мощности, позволяя контролировать и распределять электроэнергию по требуемым направлениям.

Для питания основных потребителей ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек в РУ-10 кВ предусмотрены присоединения.

«От первой секции сборных шин РУ-10 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек получают питание следующие потребители (согласно диспетчерских наименований)» [14]:

- ячейка 2 – «СН причала-1»;
- ячейка 3 – «Резерв питания ПЭБ-1»;
- ячейка 4 – «Резерв-1»;
- ячейка 5 – «СНБП-1»;

– ячейка 6 – «СНПС-1».

«От второй секции сборных шин РУ-10 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек получают питание следующие потребители (согласно диспетчерских наименований)» [14]:

- ячейка 9 – «СНПС-2»;
- ячейка 10 – «СНБП-2»;
- ячейка 11 – «Резерв-2»;
- ячейка 12 – «СН причала-2»;
- ячейка 13 – «Резерв питания ПЭБ-2».

Кроме того, так как ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек – узловая, следовательно, для дальнейшего расчёта нагрузок следует привести также и максимальные мощности транзита (таблица 1).

Таблица 1 – Технические данные нагрузки потребителей и максимальные транзитные мощности ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

Секция шин РУ-10 кВ	Номер ячейки	Наименование присоединения	P <sub>м</sub> , кВт
I СШ	2	СН причала-1	800
	3	Резерв питания ПЭБ-1	1800
	4	Резерв-1	-
	5	СНБП-1	1000
	6	СНПС-1	800
Всего по I секции шин РУ-10 кВ			4400
II СШ	9	СНПС-2	800
	10	СНБП-2	1000
	11	Резерв-2	-
	12	СН причала-2	800
	13	Резерв питания ПЭБ-2	1800
Всего по II секции шин РУ-10 кВ			4400
Всего по ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек			8800
Транзит через ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек			12000
Всего по ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с учётом транзита			20800

В данной работе было проведено описание и анализ изначальной схемы электрических соединений ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, а также были проанализированы технические данные по нагрузке потребителей и транзитным мощностям подстанции.

В работе представлена изначальная схема электрических соединений ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек на графическом листе 1 до ее реконструкции первичных соединений и модернизации оборудования.

### **1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции**

Далее в работе проводится аргументированный выбор и обоснование рекомендаций по реконструкции электрической части ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

Исходя из требований и норм, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима, установлено, что на объекте исследования все схемы надёжные, поэтому не требуют дополнительных мероприятий по капитальной реконструкции путём их замены.

Также в результате анализа установлено, что ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек была введена в эксплуатацию в 2015 году, следовательно, всё оборудование, установленное в её распределительных устройствах, является новым и современным, поэтому не требует замены.

Однако к РУ-10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» планируется дополнительное подключение потребителей г. Певек (двух линий с мощностью нагрузки по 1000 Вт каждая). В работе предложено подключить их на незанятые ячейки «Резерв-1» и «Резерв-2». Такая реконструкция не влечёт за собой больших капитальных затрат и технического ресурса.

Таким образом, установлено, что реконструкция схемы нормальных соединений ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек будет осуществлена путём подключения новых потребителей на незанятые ячейки «Резерв-1» (первая СШ 10 кВ) и «Резерв-2» (вторая СШ 10 кВ).

Исходя из этого, для новых потребителей в работе необходимо рассчитать электрические нагрузки, на основании которых выбрать проводники (линии и шины), а также электрические аппараты.

«Кроме того, в работе, для подтверждения работоспособности реконструированной схемы электрических соединений, а также комплексного обоснования принятых решений по модернизации основного оборудования ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, также предлагается» [18]:

- «проверить целесообразность установки на подстанции силовых трансформаторов принятых марок, с учётом их нагрузочной способности в нормальном режиме работы, и допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы с учётом резервирования схемы» [8];
- «проверочным путём обосновать целесообразность применения на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек проводников питающей» [18] воздушной линии 110 кВ и отходящих линий 10 кВ, а также сборных шин 110 кВ и 10 кВ;
- проверить коммутационную и защитную аппаратуру распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая»;
- рассчитать уставки релейной защиты и автоматики всех присоединений (линий) и трансформаторов подстанции.

«Таким образом, далее в работе необходимо решить комплексную задачу по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/10 кВ» [18] «Береговая» ПАТЭС г. Певек, путём подключения новых потребителей, с учётом приведённых дополнительных аспектов.

Предложенные мероприятия реализуются в далее.

Выводы по разделу.

В работе проведено описание и анализ схемы соединений понизительной подстанции 110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

«Установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений



нормального режима ПС-110/10 кВ» [17] «Береговая» ПАТЭС г. Певек, путём подключения новых потребителей на незанятые ячейки «Резерв-1» и «Резерв-2» мощностью по 1000 кВт на каждую ячейку.

Установлено, что в результате внедрения предложенных мероприятий по реконструкции объекта исследования, в работе необходимо выбрать и проверить защитные и коммутационные аппараты для установки в данных ячейках, а также проводники, связанные с данными ячейками (провода воздушных линий, отходящие к потребителям, а также шины распределительного устройства 10 кВ, применяемые в ячейках).

Кроме того, установлено, что в связи с изменившейся нагрузкой потребителей, на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, необходимо проверить силовые трансформаторы на перегрузочную способность, выбрать и проверить все электрические аппараты РУ-110 кВ и РУ-10 кВ, а также проводники.

## **2 Проектирование электрической части подстанции**

### **2.1 Определение расчётных электрических нагрузок**

Цель расчета электрических нагрузок подстанций - определить количество электрической энергии, которое потребуется для обеспечения надежного и стабильного электроснабжения потребителей. Расчет включает в себя анализ и оценку технических параметров и энергетических потоков, которые проходят через подстанцию, а также оценку возможных изменений в нагрузке в будущем. Результаты расчета используются для выбора и установки необходимого оборудования на подстанции и определения оптимальных режимов ее работы.

Задачи расчета электрических нагрузок подстанций включают в себя:

- определение потребностей в электроэнергии - расчет текущей нагрузки на подстанции, определение ее изменений в различные периоды времени и выявление пиковых нагрузок.
- расчет энергетических потоков - определение объема и направления электрической энергии, поступающей и распределяемой на подстанции;
- оценка технических параметров - оценка тока, напряжения, мощности и коэффициентов мощности на подстанции;
- расчет потерь энергии - определение потерь энергии на подстанции и в линиях передачи, учет потерь при расчете текущей нагрузки и выборе оборудования;
- определение необходимости модернизации - выявление необходимости установки нового оборудования или модернизации существующего с целью повышения эффективности подстанции и оптимизации ее работы;

- разработка режимов работы - определение оптимальных режимов работы подстанции в зависимости от изменения потребностей в электроэнергии;
- оценка надежности - оценка надежности работы подстанции, учет возможных аварийных ситуаций и разработка мер по их предотвращению.

«Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $P_m$  – «максимальная активная нагрузка присоединений потребителей

ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, кВт» [11];

$K_3$  – «коэффициент загрузки потребителей ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка потребителей электрической части ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – «коэффициент реактивной мощности» [8].

«Реактивная полная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

«Расчётный ток присоединений потребителей электрической части ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (4)$$

где  $U_{ном.}$  – «номинальное напряжение сети, кВ» [1].

«Проводится расчёт нагрузки одиночных присоединений подстанции на примере присоединения «Резерв питания ПЭБ-1» по условиям (1) – (4)» [11].

$$P_{np} = 1800 \cdot 1 = 1800 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 1800 \cdot 0,4 = 720 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{1800^2 + 720^2} = 1938,7 \text{ кВА.}$$

$$I_{np} = \frac{1938,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 111,9 \text{ А.}$$

«Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_{np}$  – «суммарная активная нагрузка всех присоединений ПС-

110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [6].

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей электрической части подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая»» [11]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где  $\sum_{i=1}^n Q_{np}$  – «суммарная реактивная нагрузка ПС-110/10 кВ» [11].

«Значение расчётной полной нагрузки секций сборных ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [11]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

Также в таблице 2 проведён расчёт нагрузок для двух транзитных линий реконструируемой и модернизируемой ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по выражениям (1) – (5) с учётом номинального напряжения 110 кВ, на котором данный транзит мощности осуществляется согласно схемы электрических соединений подстанции:

- транзит – 1 (к Т1 «Южный»);
- транзит – 2 (к Т2 «Южный»).

Согласно исходным техническим данным, на каждое транзитное присоединение (линию) ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, приходится половина транзитной нагрузки, следовательно, для каждого из двух транзитных одиночных присоединений:

$$P_{np.mp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{m.mp}}{2}. \quad (9)$$

Результаты расчёта заносятся в таблицу 2.

Таким образом, транзитная активная нагрузка для каждой транзитной линии одиночных транзитных присоединений (линий) 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по условию (9):

$$P_{пр.тр} = \frac{12000}{2} = 6000 \text{ кВт.}$$

Результаты нагрузок транзитных присоединений 110 кВ используются в работе далее для выбора сечения проводников и электрических аппаратов транзитных присоединений (на выбор трансформатора на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, согласно схеме, она не влияет).

Таблица 2 – «Результаты расчёта электрических нагрузок ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [15]

Секция шин/номер ячейки	Наименование присоединения	$P_{пр.}$ , кВт	$Q_{пр.}$ , квар	$S_{пр.}$ , кВА	$I_{пр.}$ , А
Нагрузка подстанции (10 кВ)					
I/2	СН причала-1	800,0	320,0	861,6	49,8
I/3	Резерв питания ПЭБ-1	1800,0	720,0	1938,7	111,9
I/4	Город-1	1000,0	400,0	1077,0	62,3
I/5	СНБП-1	1000,0	400,0	1077,0	62,3
I/6	СНПС-1	800,0	320,0	861,6	49,8
Всего нагрузки СШ I 10 кВ ( $K_0=0,8$ )		4320,0	1728,0	4652,8	268,9
II/9	СНПС-2	800,0	320,0	861,6	49,8
II/10	СНБП-2	1000,0	400,0	1077,0	62,3
II/11	Город-2	1000,0	400,0	1077,0	62,3
II/12	СН причала-2	800,0	320,0	861,6	49,8
II/13	Резерв питания ПЭБ-2	1800,0	720,0	1938,7	111,9
Всего нагрузки СШ II 10 кВ ( $K_0=0,8$ )		4320,0	1728,0	4652,8	268,9
Всего нагрузки ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек ( $K_0=0,8$ )		8640,0	3456,0	9305,6	537,9
Транзитная нагрузка (110 кВ)					

Продолжение таблицы 2

Транзит через ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (к Т1 ТП-110/35/10 кВ «Южный»)	6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Транзит через ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (к Т2 ТП-110/35/10 кВ «Южный»)	6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Всего транзит через ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (Ко=0,8)	9600,0	3840,0	10340,0	54,3
Суммарная нагрузка подстанции с учётом транзита				
Всего по ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с учётом транзита (Ко=0,8)	18240,0	7296,0	19645,1	-

## 2.2 Проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции» [9], с учётом подключения новых потребителей, определяется по известной формуле [12]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = 0,7 \cdot S_{\text{max.ПС}}, \text{ МВА}, \quad (10)$$

где  $S_{\text{max.ПС}}$  – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек без учёта транзита мощности (таблица 2).

По условию (10) для силовых трансформаторов, установленных на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с учётом подключения новых потребителей:

$$S_{\text{ном.т.}} = 0,7 \cdot 9305,6 = 6513,9 \text{ кВА}.$$

При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности

трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, с учётом подключения новых потребителей:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, \text{MBA}, \quad (11)$$

Таким образом, предварительные условия проверки силовых трансформаторов, установленных на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, с учётом подключения новых потребителей, по условию (11), выполняются:

$$S_{\text{ном.т.}} = 10000 \text{ кВА} \geq S_{\text{ном.т.р.}} = 6513,9 \text{ кВА}.$$

Исходя из результатов предварительной проверки, можно сделать вывод, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, установленные на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, подходят для установки на данной подстанции с учётом подключения новых потребителей.

Как известно, на суточных графиках нагрузки есть участки, соответствующие допустимым нагрузкам и перегрузкам.

Упрощенный суточный график нагрузок силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек представлен на рисунке 6.



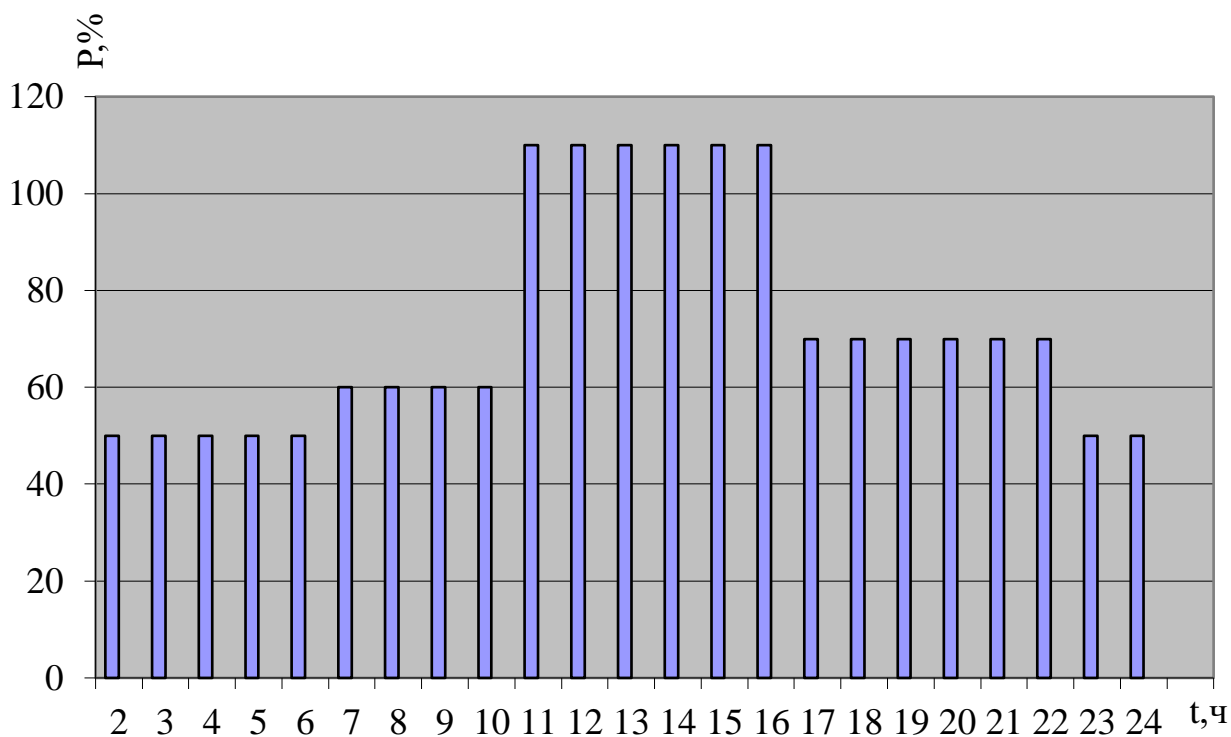


Рисунок 6 – Упрощенный суточный график нагрузок силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

Проводится анализ упрощенного суточного графика нагрузок силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с приведением полученных результатов в форме таблицы 3.

Таблица 3 – Результаты анализа суточного графика нагрузок силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

Номер ступени суточного графика нагрузки	Активная нагрузка ступени, P, %	Длительность ступени, ч	Вывод по нагрузке ступени
1	50,0	5	недогрузка
2	60,0	4	недогрузка
3	110,0	6	перегрузка
4	70,0	6	нормальная нагрузка
5	50,0	3	недогрузка
Всего по ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек		24	нормальная нагрузка – 6 ч, недогрузка – 12 ч, перегрузка – 6 ч

Далее проводятся соответствующие расчёты для проверки силовых трансформаторов, установленных на ПС-110/10 кВ «Береговая», по графику нагрузки.

Условия проверки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певекна перегрузочную способность, согласно суточному графику нагрузок [12]:

$$K_2 \leq K_{2\text{дон}}, \quad (12)$$

где  $K_2$  – расчетный коэффициент аварийной перегрузки суточного графика нагрузки трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек;

$K_{2\text{дон}}$  – нормируемый коэффициент допустимой аварийной перегрузки суточного графика нагрузки трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (по справочным диаграммам [14]).

В конечном итоге, с учётом допустимых коэффициентов и мощности (расчётной и номинальной) трансформаторов, установленных на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{дон}}. \quad (13)$$

«Исходный суточный график нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ» [9] «Береговая» ПАТЭС г. Певек задан для значений активной нагрузки (рисунок 5).

С учётом приведения к полной нагрузке:

$$S_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}, \text{ MVA}. \quad (14)$$

Для трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек максимальное значение полной мощности по суточному графику нагрузки по (14):

$$S_{\max} = \frac{8,64}{0,93} = 9,29 \text{ МВА.}$$

Для всех остальных ступеней суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек используется следующая пропорция по (14):

$$9,29 \text{ МВА} = 100 \% .$$
$$S_{ct}, \text{ МВА} = x, \%$$

Исходя из соотношения пропорции, определяется пропорциональная нагрузка ступеней графика нагрузок ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

Для первой и пятой ступеней суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по (14):

$$S_{1,5ct.} = \frac{9,29 \cdot 50}{100} \approx 4,65 \text{ МВА.}$$

Для второй ступени суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по (14):

$$S_{2ct.} = \frac{9,29 \cdot 60}{100} \approx 5,57 \text{ МВА.}$$

Для третьей ступени суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по (14):

$$S_{3см.} = \frac{9,29 \cdot 110}{100} \approx 10,22 \text{ МВА.}$$

Для четвёртой ступени суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по (14):

$$S_{4см.} = \frac{9,29 \cdot 70}{100} \approx 6,5 \text{ МВА.}$$

Рассчитанный график полной нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, с указанием ступени и времени перегрузки, представлен на рисунке 7.

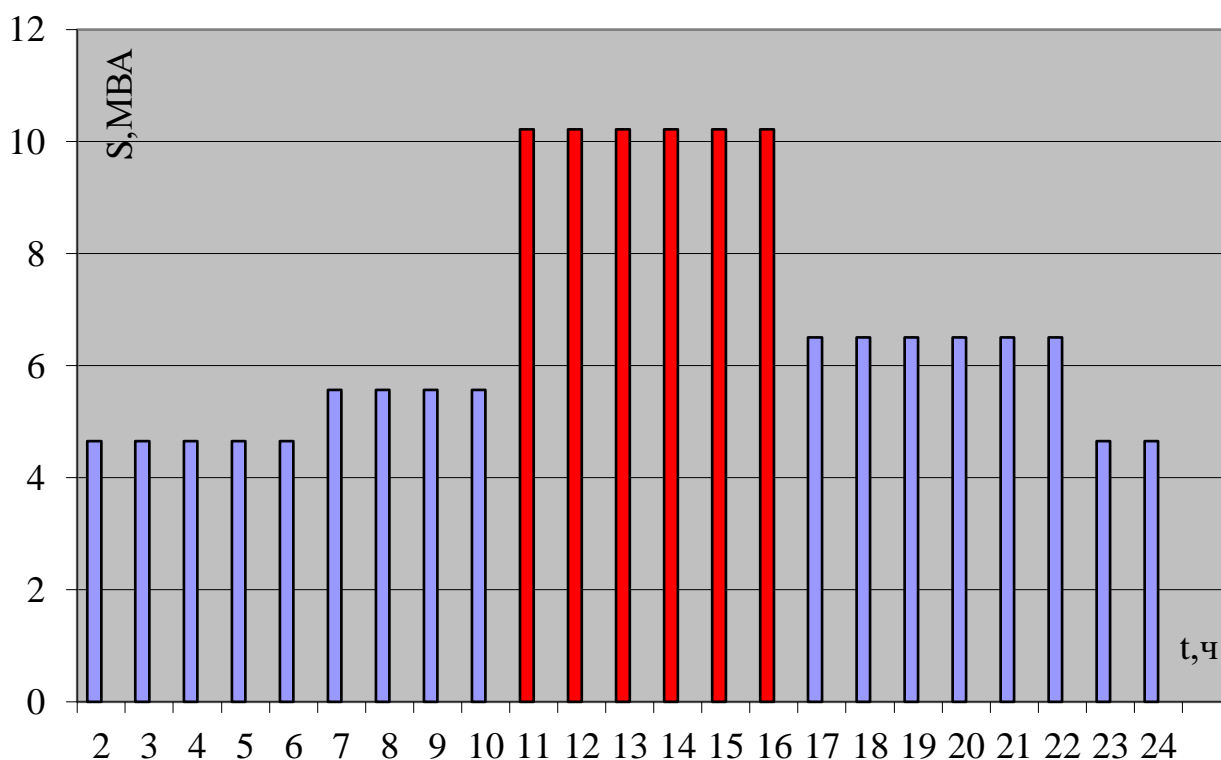


Рисунок 7 – Рассчитанный график полной нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, с указанием ступени и времени перегрузки

«Значение коэффициента начальной нагрузки  $K_1$  эквивалентного графика нагрузки» [9]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, o.e. \quad (15)$$

$$K_1 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{4,65^2 \cdot 8 + 5,57^2 \cdot 4 + 6,5^2 \cdot 6}{18}} \approx 0,55.$$

«Значение расчётного коэффициента допустимой аварийной перегрузки  $K'_2$  эквивалентного графика нагрузки» [9]:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, o.e. \quad (16)$$

$$K'_2 = \frac{1}{10} \sqrt{\frac{10,22^2 \cdot 6}{6}} \approx 1,02.$$

По справочным данным определяется коэффициент «допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора подстанции при системе охлаждения типа Д,  $\theta_{охл} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,  $K_1 = 0,55$ ,  $h = 6 \text{ ч}$  [12] определяется значение  $K_{2\text{дон}} \approx 1,2$ , что превышает значение расчётного коэффициента фактической перегрузки силовых трансформаторов  $K_2 = 1,02$ » [13].

«Проверка условия (13) для силовых трансформаторов подстанции ПС-110/10 кВ» [9] «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

$$S_{\max} = 10,22 \text{ МВА} \leq 10 \cdot 1,25 = 12,5 \text{ МВА}.$$

Условие проверки соблюдается.

«Следовательно, оба силовых трансформатора марки ТДН-10000/110, установленные на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, удовлетворяют условиям всех требуемых проверок, согласно данным суточного графика нагрузки подстанции» [16].

«По этой причине они не нуждаются в замене в связи с планируемыми мероприятиями по реконструкции схемы» [19] подстанции в связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей.

### **2.3 Выбор и проверка проводников подстанции**

Выбор и проверка проводников подстанции – это важный этап проектирования, который включает в себя следующие шаги:

- определение технических параметров проводников - необходимо определить требования к проводам, такие как номинальное напряжение, сечение провода, длина линии передачи, коэффициент использования, ток перегрузки;
- выбор типа проводника - на основе технических параметров выбирается подходящий тип провода (алюминиевый, медный, литой или оплетенный);
- расчет тепловой нагрузки - проводники должны быть способны выдерживать тепловую нагрузку, которая возникает в результате тока, проходящего через провод. Проводятся расчеты, чтобы убедиться, что выбранный проводник может выдержать тепловую нагрузку без перегрева;
- расчет механической прочности - проводники должны выдерживать механические нагрузки, такие как ветер, снег и лед. Проводятся расчеты для определения, может ли проводник выдержать механическую нагрузку;
- проверка электромагнитной совместимости - проводники должны быть защищены от электромагнитных помех, которые могут возникать в результате работы электрооборудования. Проводятся тесты для проверки электромагнитной совместимости проводов;
- оценка надежности - проводники должны обеспечивать надежное электроснабжение и не подвергаться износу и коррозии. Проводится

оценка надежности проводников на основе эксплуатационных данных и срока службы;

- проверка соответствия стандартам - проводники должны соответствовать требованиям местных и международных стандартов на электробезопасность и качество.

Все эти шаги помогают выбрать правильные проводники и гарантировать их надежность и безопасность в работе на подстанции.

«Выбор сечения проводников напряжением выше 1 кВ по экономической плотности тока»[11]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (17)$$

где  $j_{\text{э}}$ – «экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [10].

«Значение максимального тока ПАВ режима» [11]:

$$I_{\text{р.макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_{\text{р.}} \quad (18)$$

где « $S_{\text{р}}$  – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [6];

$I_{\text{р}}$  – «расчётный ток нормального режима» [6];

$U_{\text{ном}}$  – «номинальное напряжение, кВ» [10].

«Проверка выбранного сечения» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (19)$$

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

«Проверка в послеаварийном режиме работы» [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p,max}, \quad (20)$$

где « $I_{p,max}$  – максимальный ток послеаварийного режима, А» [6].

«Проверка по механической прочности» [8]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (21)$$

«Ток нормального режима питающей ВЛ-110 кВ для питания каждого трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек будет определяться по условию (8)» [6]:

$$I_p = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 52,5 \text{ А.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ по условию экономической плотности тока» [4]:

$$F_э = \frac{52,5}{1,1} = 47,7 \text{ мм}^2.$$

«Сечение провода на питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с применением провода марки АС-150/7,84, соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов питающей линии 110 кВ, значительно превышая установленные минимальные стандартные значения (95 мм<sup>2</sup>)» [4].

«Проверка предварительно выбранного провода воздушной линии по току нормального режима выполняется» [4]:

$$450 \text{ А} \geq 52,5 \text{ А.}$$



«Значение максимального тока ПАВ режима» [4]:

$$I_{p,\max} = 1,4 \cdot 52,5 \approx 73,5 \text{ A.}$$

«Проверка провода ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певекпо максимальному току ПАВ режима выполняется» [4]:

$$450 \text{ A} \geq 73,5 \text{ A.}$$

«Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек по условию коронирующего разряда и механической прочности по гололёду и ветру (климатические условия) также выполняется» [4]:

$$150 \text{ мм}^2 \geq 95 \text{ мм}^2.$$

Выбор и проверка сечений проводов отходящих линий напряжением 10 кВ, а также транзитных линий, применяемых на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора проводников линий подстанции

Линия	$I_p$ , А	$F_{\Sigma}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{p,\max}$ , А	Марка провода	$I_{доп}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	52,5	47,7	150	73,5	АС-150/7,84	450
ВЛ-110 кВ-Т2	52,5	47,7	150	73,5	АС-150/7,84	450
Распределительные ВЛ-10 кВ						
СШ П10 кВ						
РУ 10 кВ-СН причала-1	49,8	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Резерв питания ПЭБ-1	111,9	101,7	120	156,7	АС-120/19	390
РУ 10 кВ-Город-1	62,3	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-СНБП-1	62,3	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-СНПС-1	49,8	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
СШ П10 кВ						

Продолжение таблицы 4

Линия	$I_p$ , А	$F_э$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{p,max}$ , А	Марка провода	$I_{доп.}$ , А
РУ 10 кВ-СНПС-2	49,8	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-СНБП-2	62,3	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Город-2	62,3	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-СН причала-2	49,8	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
РУ 10 кВ-Резерв питания ПЭБ-2	111,9	101,7	120	156,7	АС-120/19	390
Транзитные ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ – Т1 ТП-110/35/10 кВ «Южный»	33,9	30,8	150	47,5	АС-150/7,84	450
ВЛ-110 кВ - Т2 ТП-110/35/10 кВ «Южный»	33,9	30,8	150	47,5	АС-150/7,84	450

В работе для установки в ЗРУ-110 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек принимаются основная жёсткая ошиновка: «сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 100×6 мм, три полосы (трёхполосные шины), допустимый ток  $I_{доп} = 2425$  А» [7].

Условие выбора шин установки в ЗРУ-110 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек выполняется:

$$2425 \text{ А} \geq 73,5 \text{ А.}$$

В «качестве ответвительной жёсткой ошиновки (для присоединения электрических аппаратов трансформаторных вводов, отходящих линий к сборным шинам» [7] ЗРУ-110 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, а также вводов 10 кВ к ТСН), принимается современная жёсткая ошиновка марки ОЖ-СЭЩ-110/2000 с  $I_{доп} = 2000$  А [7].

Условие проверки ответвительной жёсткой ошиновки в ЗРУ-110 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек выполняется (с учётом того, что максимальный рабочий ток трансформаторных вводов 10 кВ, с учётом условий резервирования, на объекте равен  $I_m = 73,5$  А):

$$2000 \text{ А} \geq 73,5 \text{ А.}$$

Аналогично выбраны и проверены жёсткие сборные шины и ответвительная ошиновка для применения в КРУН-10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

- основная жёсткая ошиновка: «сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток  $I_{дон} = 1355$  А» [7];
- жёсткая ответвительная ошиновка марки ОЖКЧ-6/2000 с  $I_{дон} = 2000$  А [7].

«Все выбранные проводники на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек соответствуют требуемым условиям выбора и проверки» [4].

#### **2.4 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции**

Расчет токов короткого замыкания на подстанциях выполняется с целью определения максимального тока, который может протекать в случае короткого замыкания.

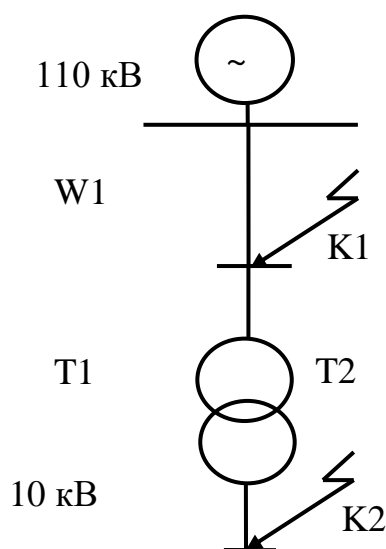
Этот расчет имеет следующие цели:

- определение параметров оборудования - на основе расчетов токов короткого замыкания определяются параметры оборудования, такие как номинальный ток и ток перегрузки, которые должны быть выдержаны в случае короткого замыкания;
- определение надежности оборудования - расчет токов короткого замыкания помогает определить, может ли оборудование выдержать максимальный ток при коротком замыкании без повреждения;
- определение коэффициента использования - на основе расчетов токов короткого замыкания определяется коэффициент использования оборудования, который показывает, насколько эффективно используется оборудование в работе на подстанции;
- определение параметров защиты - на основе расчетов токов короткого замыкания производится выбор и настройка системы

- защиты, которая должна обеспечивать надежное и быстрое отключение электрооборудования в случае короткого замыкания;
- оценка безопасности - расчет токов короткого замыкания помогает определить возможные риски и опасности, которые могут возникнуть в случае короткого замыкания, и принять меры по их предотвращению.

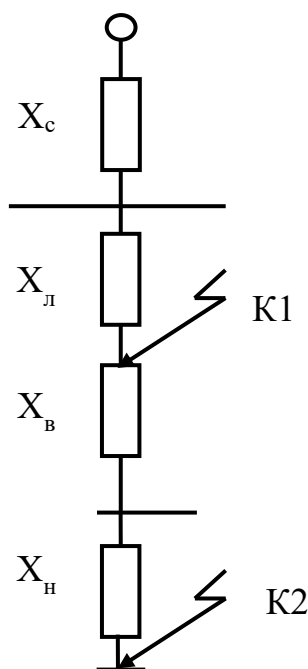
Все эти цели помогают обеспечить надежную и безопасную работу электрооборудования на подстанции, а также оптимизировать процесс проектирования и эксплуатации подстанции.

«Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек представлена на рисунке 8» [3].



«Рисунок 8 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ в системе ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [4]

«Схема замещения для расчёта токов КЗ на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек в работе представлена на рисунке 9» [23].



«Рисунок 9 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на понизительной подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [22]

«Базисная мощность»[12]:

$$S_{\bar{\sigma}} = 10000 \text{ кВА} = 10 \text{ МВА.}$$

Базисные напряжения для двух ступеней трансформации схемы (110 кВ и 10 кВ) ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек принимаются равными напряжениям на шинах подстанции в максимальном режиме работы. Они определены ниже с учётом данного факта:

$$U_{\bar{\sigma}1} = 115 \text{ кВ.}$$

$$U_{\bar{\sigma}2} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Базисный ток на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}}. \quad (22)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,52 \text{ кА.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [23]:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}''}{S_k}, \text{ о.е.}, \quad (23)$$

где  $S_k''$  - «полная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы (по данным энергосистемы)» [24].

$$x_c = \frac{10}{500} = 0,02 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление питающей ВЛ-110 кВ» [25]:

$$x_l = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \text{ о.е.}, \quad (24)$$

где  $x_0$ —«удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км» [10];

$L$ - «суммарная длина ВЛ, км» [21].

$$x_l = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,0018 \text{ о.е.}$$

Для обмотки ВН (110 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

$$X_{\sigma} = \frac{0,125 \cdot U_{\text{квн}\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{н.т.}}} \quad (25)$$

Согласно условия (25):

$$X_{\sigma} = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 10}{100 \cdot 10} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Для обмотки НН (10 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певекв результате ПАВ режима:

$$X_{н} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (26)$$

$$X_{н} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 10}{100 \cdot 10} = 0,18 \text{ о.е.}$$

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

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} \quad (27)$$

«Результирующее сопротивление к точке К1» [20]:

$$x_{рез} = x_c + x_n, \text{ о.е.} \quad (28)$$

$$x_{рез} = 0,02 + 0,0018 = 0,0218.$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1» [18]:

$$I''_{к1} = \frac{1}{0,0218} \cdot 0,05 = 2,29 \text{ кА.}$$

«Результирующее сопротивление к точке К2» [18]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_g + x_n, \text{ о.е.} \quad (29)$$

$$x_{рез} = 0,02 + 0,0018 + 0,01 + 0,18 \approx 0,2118 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2» [18]:

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,2118} \cdot 0,52 = 2,46 \text{ кА.}$$

Значение «ударного тока в расчётных точках схемы» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_K, \text{ кА,} \quad (30)$$

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

«По условию (30)» [18]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,29 = 5,51 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,46 = 4,87 \text{ кА.}$$

«Значение двухфазного тока К3» [18]:

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''_K, \text{ кА.} \quad (31)$$

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,29 = 1,98 \text{ кА.}$$

$$I_{no(\min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,46 = 2,13 \text{ кА.}$$



Результаты всех проведённых расчётов представлены в таблице 5.

«Таблица 5 – Результаты расчёта токов короткого замыкания» [18]

Параметр	Расчётная точка КЗ	
	Точка К1	Точка К2
$I_k^{(3)}$ , кА	2,29	2,46
$I_k^{(2)}$ , кА	1,98	2,13
$i_{уд}$ , кА	5,51	4,87

Результаты расчета токов короткого замыкания и ударных токов на шинах 110 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, полученные в данной работе, будут использоваться для проверки выбранного нового оборудования распределительных устройств подстанции.

## 2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

Далее на основании расчётов необходимо выбрать оборудование для установки в РУ-10 кВ для защиты и коммутации ячеек новых потребителей, а также проверить установленное оборудование на подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

«Для защиты и коммутации оборудования в ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели» [17].

Выключатели высокого напряжения (ВВН) на подстанциях играют важную роль в обеспечении безопасной и надёжной работы электрических сетей.

Они используются для переключения и размыкания электрических цепей высокого напряжения, что позволяет:

- организовать процесс эксплуатации подстанции - выключатели ВВН позволяют организовать процесс эксплуатации подстанции и

поддерживать электросеть в рабочем состоянии. Они используются для переключения оборудования на ремонте, обслуживании или для перенаправления энергии в случае аварийной ситуации;

- обеспечить безопасность персонала - выключатели ВВН обеспечивают безопасность персонала, работающего на подстанции, так как позволяют изолировать части сети от напряжения и защищают от электротравм;
- защитить оборудование - выключатели ВВН защищают оборудование от перегрузок и коротких замыканий, предотвращая повреждение и выход оборудования из строя;
- обеспечить стабильность электроснабжения - выключатели ВВН позволяют регулировать нагрузку на сети, что обеспечивает стабильность электроснабжения и устраняет возможные перебои;
- обеспечить экономическую эффективность - правильное использование выключателей ВВН позволяет оптимизировать процесс передачи электроэнергии, что в свою очередь позволяет экономить электроэнергию и снижать расходы на ее передачу.

Таким образом, выключатели ВВН являются неотъемлемой частью системы электроснабжения и играют важную роль в обеспечении безопасной, надежной и эффективной работы подстанций.

«Выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий» [18]:

- «по номинальному напряжению» [18]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (32)$$

где « $U_{уст}$ ,  $U_{ном}$  – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

- «по максимальному рабочему току» [18]:

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

где « $I_{\text{раб.макс}}$ ,  $I_n$  – соответственно, максимальный рабочий ток ПАВ режима электроустановки и номинальное значение тока выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

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

$$I_{n\tau} \leq I_{\text{откн.н}} \quad (34)$$

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

« $I_{\text{откн.н}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА» [18]

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

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откн.н}} (1 + \beta_n), \quad (35)$$

где « $i_{a\tau}$  – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [18];

« $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ» [18];

« $\tau$  – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [18]:

$$t = t_{z.\text{мин}} + t_{c.в}, \quad (36)$$

где « $t_{z.\text{мин}}$  – минимальное время действия релейной защиты, с» [18];

« $t_{c.в}$  – собственное время отключения выключателя, с» [18];

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

$$i_y \leq i_{np.c}, \quad (37)$$

где « $i_{np.c}$  – 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]:

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

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 устойчивости,  $c$ » [18].

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

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

«Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, представлены в работе в форме таблицы б» [18].

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные выключатели: ВР110НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,5 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 = 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Секционные выключатели: ВР110НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,5 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 = 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели транзитных линий: ВР110НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 47,5 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 = 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Для всех присоединений выбраны выключатели ВР110НСМ-20/1600 УХЛ1. Все выбранные выключатели для установки на вводных, секционном и транзитных соединениях в РУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, удовлетворяют всем требуемым условиям выбора и проверки.

«Аналогично выбраны новые выключатели для установки в РУ 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (таблица 7)» [18].

«Таблица 7 – Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ 10 кВПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные выключатели: ВРС-10-20/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 809,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,46 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,87 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,46^2 \cdot 3 =$ $= 18,2 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$
Секционные выключатели: ВРС-10-20/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 809,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,46 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,87 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,46^2 \cdot 3 =$ $= 18,2 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$
Линейные выключатели: ВРС-10-20/630 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 191,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,46 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,87 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,46^2 \cdot 3 =$ $= 18,2 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

Все выбранные выключатели РУ 10 кВ удовлетворяют требуемым условиям.

«Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, представлены в таблице 8» [18].

«Таблица 8 – Результаты выбора и проверки разъединителей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные и секционный разъединители: РГП-НТ-110-25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,5 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Разъединители транзитных линий: РГП-НТ-110-25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 47,5 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Результаты выбора и проверки ОПН для установки на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек представлены в таблице 9» [18].

Таблица 9 – Результаты выбора новых ОПН для установки в РУ 110 кВ и РУ 10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Сеть и линии 110 кВ: ОПН типа ОПН- 110/40,5/10/450 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,5 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$
Сеть и линии 10 кВ: ОПН типа ОПНп- 10/6,9/10/500 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 191,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,87 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,46^2 \cdot 3 =$ $= 18,2 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Выводы по разделу.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, обусловленной вводом в эксплуатацию ячеек с нагрузкой новых потребителей в РУ-10 кВ подстанции.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110 подстанции соответствуют нагрузочной и перегрузочной способности с учётом суточного графика нагрузки.

Определены значения расчётной электрической нагрузки присоединений, сборных шин и транзитных линий подстанции, а также токи трёхфазного и двухфазного короткого замыкания в максимальном режиме работы системы.

«Проверочным путём обоснованы и подтверждены все сечения проводников воздушных линий напряжением 110 кВ и 10 кВ для их применения на ПС-110/10 кВ» [18] «Береговая» ПАТЭС г. Певек: питающей (110 кВ), транзитных (110 кВ) и отходящих (10 кВ) воздушных линий ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (выбраны и проверены провода марки АС разных сечений).

Выбраны и проверены жёсткие сборные шины и ответвительная ошиновка для применения в КРУН-10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

- основная жёсткая ошиновка: «сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток  $I_{дон} = 1355$  А» [2];
- жёсткая ответвительная ошиновка марки ОЖКЧ-6/2000,  $I_{дон} = 2000$  А.

Выбраны новые электрические аппараты на объекте проектирования. Все выбранные электрические аппараты для установки в ЗРУ-110 кВ и в КРУН-10 кВ на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.



### **3 Выбор схемы и трансформаторов собственных нужд**

Собственные нужды на подстанции – это набор оборудования и систем, которые предназначены для обеспечения нормального функционирования и обслуживания самой подстанции.

Эти системы необходимы для поддержания в работоспособном состоянии оборудования, контроля за техническими параметрами и безопасностью на подстанции.

Основными назначениями собственных нужд на подстанции являются:

- обеспечение питания внутренних потребителей – это включает в себя питание осветительных и бытовых сетей, системы вентиляции и кондиционирования воздуха, системы охраны и видеонаблюдения и другие системы, которые необходимы для комфортной работы персонала на подстанции;
- обеспечение безопасности на подстанции – это включает в себя системы пожарной безопасности, сигнализации о проникновении, контроля доступа и другие системы, которые обеспечивают безопасность персонала и оборудования на подстанции;
- обслуживание и контроль за техническим состоянием оборудования – это включает в себя системы мониторинга и диагностики оборудования, системы управления технологическим процессом, системы контроля качества электроснабжения и другие системы, которые обеспечивают надежность работы оборудования на подстанции;
- обеспечение экономической эффективности – это включает в себя системы учета электроэнергии и топлива, а также системы управления энергосбережением, которые позволяют оптимизировать использование ресурсов и снизить затраты на эксплуатацию подстанции;

– обеспечение аварийной готовности – это включает в себя системы резервного питания, запасных и дублирующих элементов оборудования и другие системы, которые обеспечивают быстрое восстановление работы подстанции в случае аварийных ситуаций.

Все эти системы и оборудование обеспечивают нормальное функционирование и безопасность на подстанции, а также помогают оптимизировать процесс эксплуатации и контролировать технические параметры.

«Расчёт нагрузки системы собственных нужд ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек представлена в таблице 10» [1].

«Таблица 10 – Расчёт нагрузки системы собственных нужд ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [1]

Наименование потребителя системы собственных нужд	Потребляемая нагрузка		
	$P_{\text{макс}}$ , кВт	$Q_{\text{макс}}$ , квар	$S_{\text{макс}}$ , кВА
Отопление помещения и диспетчерской	10,00	-	10,00
Подогрев шкафов и оборудования	5,00	-	5,00
Рабочее освещение общее	2,00	-	2,00
Аварийное освещение общее	1,00	-	1,00
Отопление технических помещений	10,00	-	10,00
Рабочее освещение технических помещений	2,00	-	2,00
Аварийное освещение технических помещений	0,50	-	0,50
Автоматика и управление подстанцией	3,50	-	3,50
Итого	34,00	-	34,00

«Суммарная нагрузка собственных нужд ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек»[18]:

$$S_{\text{макс.сн}} = k_{\text{р.м}} \sqrt{\sum_1^n P_{\text{макс}}^2 + \sum_1^n Q_{\text{макс}}^2}, \quad (40)$$

где « $P_{\text{макс}}$  – суммарная активная потребляемая нагрузка СН, кВт» [1];

« $Q_{\text{макс}}$  – суммарная реактивная потребляемая нагрузка СН, квар»

[1].

«Расчётная полная нагрузка СН по условию (40)» [1]:

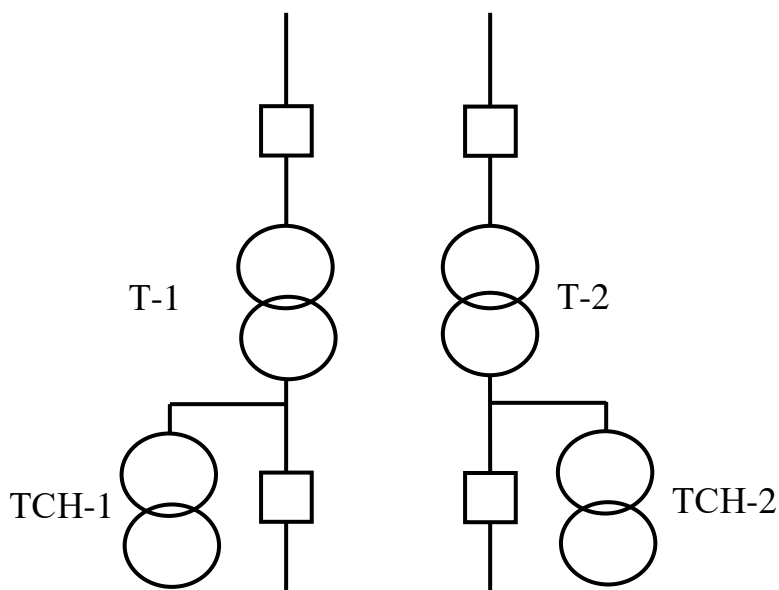
$$S_{\text{макс.сн}} = 0,85\sqrt{34^2 + 0^2} = 28,9 \text{ кВА.}$$

«Расчетная мощность трансформатора собственных нужд» [1]:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{макс.сн}}}{k_3 \cdot n}, \text{ кВА.} \quad (41)$$

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{28,9}{0,7 \cdot 2} = 20,64 \text{ кВА.}$$

«Принимаются два трансформатора типа ТМ-25/10У1» [1]. «Схема подключения ТСН представлена на рисунке 10» [1].



«Рисунок 10 – Схема подключения ТСН ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [1]

Выводы по разделу.

Проведён расчёт системы и трансформаторов собственных нужд ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек с учётом схемы подключения ТСН к схеме подстанции.

## 4 Расчёт релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции

### 4.1 Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока

«Далее в работе выбираются уставки РЗА для защиты силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ» [13] «Береговая» ПАТЭС г. Певек.

Для данной цели на первом этапе необходимо провести расчёт максимальных рабочих токов, а также выбрать первичный ток трансформатора тока и, с учётом этого, провести расчёт коэффициента трансформации.

Исходя из этого, известно выражение для расчёта максимальный рабочий ток в схеме с резервированием трансформаторов [13]:

$$I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{раб.макс}(н)} + I_{\text{раб.макс}(д)}, \quad (42)$$

где « $I_{\text{раб.макс}(н)}$  – рабочий максимальный ток нормального режима силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая», А» [1];

« $I_{\text{раб.макс}(д)}$  – рабочий максимальный ток дополнительной нагрузки (второго трансформатора, вышедшего из работы в аварийном режиме), А» [1].

Также должно выполняться условие по рабочему току:

$$I_{\text{раб.макс}(н)} = K_o \cdot K_z I_{\text{max}}, \quad (43)$$

где « $I_{\text{max}}$  – максимальный расчётный ток силового трансформатора» [1];

« $K_o$  и  $K_z$  – соответственно коэффициент одновременности и коэффициент загрузки» [1].

С учётом схемы с резервированием, принимается равенство основной и дополнительной нагрузки для трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек [13,14]:

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = I_{\text{раб.макс(д)}} \quad (44)$$

Проводится определение максимального рабочего тока силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая».

«На стороне ВН (110 кВ)» [1]:

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 73,5 = 52,9 \text{ A.}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 52,9 + 52,9 = 105,8 \text{ A.}$$

«На стороне НН (10 кВ)» [1]:

$$I_{\text{раб.макс(н)}} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 809,2 = 582,7 \text{ A.}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 582,7 + 582,7 = 1165,4 \text{ A.}$$

«Все полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, использующихся для дальнейшего выбора уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, приводятся в форме таблице 11» [1].

«Таблица 11– Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек» [1]

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	$I_{\text{ТТ1}}$ , А	$K_{\text{T}}$
110 кВ	Силовые трансформаторы (сторона ВН)	105,8	150,0	30,0
10 кВ	Силовые трансформаторы (сторона НН)	1165,4	1200,0	240,0

## 4.2 Расчёт дифференциальной защиты трансформаторов

Дифференциальная защита трансформаторов является одним из наиболее эффективных методов защиты трансформаторов на подстанциях.

Ее основное назначение – быстрое и точное обнаружение любых неисправностей в изоляции трансформаторов и быстрое отключение трансформатора от электросети в случае возникновения электрической неисправности.

Роль дифференциальной защиты трансформаторов на подстанции заключается в следующем:

- обеспечение надежной защиты трансформатора от короткого замыкания – дифференциальная защита трансформатора позволяет быстро обнаружить любые неисправности в изоляции трансформатора и быстро отключить его от электросети в случае короткого замыкания;
- защита персонала и оборудования на подстанции – дифференциальная защита трансформатора обеспечивает безопасность персонала и защищает оборудование на подстанции от повреждений, которые могут возникнуть в случае короткого замыкания;
- предотвращение аварийных ситуаций – дифференциальная защита трансформатора предотвращает возможные аварийные ситуации, такие как пожары, взрывы и другие несчастные случаи, которые могут возникнуть в случае короткого замыкания;
- минимизация времени простоя – быстрое обнаружение и отключение трансформатора от электросети с помощью дифференциальной защиты позволяет минимизировать время простоя на подстанции, что повышает эффективность работы и экономическую эффективность.

Таким образом, дифференциальная защита трансформаторов на подстанции играет важную роль в обеспечении надежности, безопасности и эффективности работы подстанции.

Она позволяет быстро обнаруживать и предотвращать возможные неисправности и аварийные ситуации, что повышает уровень безопасности персонала и оборудования на подстанции и обеспечивает бесперебойную работу электросети.

«Ток срабатывания ДЗ» [3]:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{раб.макс.НН} - I_{раб.макс.ВН}), \quad (45)$$

где « $I_{раб.макс.НН}$ ,  $I_{раб.макс.ВН}$  – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах НН (10 кВ) и ВН (110 кВ) силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая», А» [3];

$K_n$  – «коэффициент надёжности» [14].

«Коэффициент чувствительности ДЗ» [3]:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (46)$$

«Ток срабатывания ДЗ» [3]:

$$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot (1165,4 - 105,8) = 1377,5 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности ДЗ» [3]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{2130}{1377,5} = 1,55 > 1,5.$$

«Окончательно принимается для продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС, ток срабатывания уставки  $I_{c.з} = 1377,5 \text{ А}$ » [3].

### 4.3 Защита от перегрузки

Защита трансформаторов от перегрузки является одной из наиболее важных функций защиты на подстанциях, так как перегрузки могут привести к повреждению трансформатора и нарушению электроснабжения.

Основной целью защиты трансформатора от перегрузки является предотвращение повреждения трансформатора в результате превышения допустимых значений тока и температуры в обмотках. Для этого используются различные методы и средства защиты.

Основные методы защиты трансформатора от перегрузки на подстанциях:

- защита по току – это метод защиты, при котором на трансформатор устанавливается токовая реле, которая срабатывает при превышении заданного уровня тока в обмотках трансформатора. При срабатывании защиты трансформатор отключается от электросети;
- защита по температуре – это метод защиты, при котором на трансформатор устанавливаются термодатчики, которые контролируют температуру в обмотках трансформатора. При превышении допустимой температуры термодатчики срабатывают и трансформатор отключается от электросети;
- защита по комбинированным параметрам – это метод защиты, при котором на трансформатор устанавливаются комплексные устройства защиты, которые контролируют ток, температуру и другие параметры трансформатора. При превышении допустимых значений защита срабатывает и трансформатор отключается от электросети;



– защита по времени – это метод защиты, при котором на трансформатор устанавливаются устройства защиты, которые контролируют время работы трансформатора при превышении допустимых значений тока и температуры. При превышении заданного времени защита срабатывает и трансформатор отключается от электросети.

Таким образом, защита трансформатора от перегрузки на подстанции является важной функцией защиты, которая обеспечивает надежную работу трансформаторов и предотвращает возможные аварийные ситуации на подстанции.

В работе для установки на трансформаторе принимается токовая защита от перегрузки (ТЗП).

Ток срабатывания ТЗП:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{раб.макс.ВН} \quad (47)$$

где  $K_n$  – «коэффициент надёжности» [14].

$$I_{с.з} \geq 1,05 \cdot 105,8 \approx 111,1 \text{ А.}$$

«Токовая защита от перегрузки трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора» [14].

#### **4.4 Расчёт максимальной токовой защиты**

Максимальная токовая защита трансформатора – это метод защиты трансформаторов, основанный на мониторинге тока в обмотках трансформатора и срабатывании защиты при превышении допустимых значений тока.

Данный метод защиты предназначен для защиты трансформаторов от коротких замыканий и перегрузок. В случае превышения установленного

уровня тока в обмотках трансформатора, защита срабатывает и трансформатор отключается от электросети.

Максимальная токовая защита трансформатора используется на подстанциях как один из основных методов защиты трансформаторов. Этот метод защиты обеспечивает быстрое и надежное обнаружение короткого замыкания или перегрузки, что позволяет быстро отключить трансформатор от электросети и предотвратить возможные повреждения оборудования и персонала на подстанции.

Максимальная токовая защита трансформатора обычно реализуется с помощью устройств защиты, таких как токовые реле, релейных защит или комплексных устройств защиты.

Устройства защиты контролируют ток в обмотках трансформатора и при превышении допустимого значения тока срабатывают защиту, которая быстро отключает трансформатор от электросети.

Таким образом, максимальная токовая защита трансформатора (МТЗТ) является важным методом защиты трансформаторов на подстанциях, который обеспечивает быстрое и надежное обнаружение короткого замыкания или перегрузки и предотвращает возможные повреждения оборудования и персонала на подстанции.

Токи срабатывания МТЗТ приведены и рассчитаны далее.

«Первое условие заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора» [6]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (48)$$

где  $K_{отс}$  - «коэффициент отстройки» [6];

$K_{сзн}$  - «коэффициент самозапуска» [6].

«Второе условие – МТЗТ не должен срабатывать в момент подключения дополнительной нагрузки» [6]:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot (I_{раб.макс(н)} + K_{сзн} \cdot I_{раб.макс(д)}). \quad (49)$$

«Коэффициент чувствительности МТЗТ» [15]:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(\kappa)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}}{I_{c.3}} \geq 1,2. \quad (50)$$

«Для комплекта МТЗ силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певекна стороне ВН (110 кВ)» [6]:

- выбор тока срабатывания по первому условию:

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

- выбор тока срабатывания по второму условию:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot (105,8 + 1,6 \cdot 105,8) = 302,6 \text{ A}.$$

«Принимается для МТЗ трансформатора на стороне ВН,  $I_{c.3} = 186,2 \text{ A}$ » [6].

«Коэффициент чувствительности МТЗТ на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_{\psi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1980}{302,6} = 6,5 > 1,2.$$

«Для комплекта МТЗ силового трансформатора ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певекна стороне НН (10 кВ)» [6]:

- выбор тока срабатывания по первому условию:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,28 \cdot 1165,4 = 1640,9 \text{ A},$$

- выбор тока срабатывания по второму условию:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot (1165,4 + 1,6 \cdot 1165,4) \approx 3333 \text{ A}.$$

Принимается для МТЗ трансформатора,  $I_{c.3} = 1640,9$  А.

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне НН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2130}{1640,9} = 1,298 > 1,2.$$

«Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне» [6] НН  $I_{c.3} = 1640,9$  А.

Время срабатывания МТЗТ, с учётом селективности, принимается равным  $t_{c.3} = 0,5$  с и  $1,0$  с (соответственно, на сторонах ВН и НН).

#### **4.5 Газовая защита трансформаторов**

Газовая защита трансформаторов – это метод защиты трансформаторов, который основан на использовании газовых реле, контролирующих состояние изоляции трансформатора. Основная цель газовой защиты трансформаторов - предотвращение повреждения трансформатора в случае нарушения изоляции в обмотках, таких как короткое замыкание или пробой изоляции. Газовая защита трансформатора обеспечивает раннее обнаружение таких нарушений и быстрое отключение трансформатора от электросети для предотвращения возможных повреждений оборудования и персонала на подстанции.

Принцип работы газовой защиты трансформаторов заключается в контроле состояния газов в трансформаторе. При возникновении нарушений в изоляции трансформатора газы, находящиеся внутри трансформатора, начинают выделяться и накапливаться в специальном реле. Это приводит к изменению давления газа в реле, что срабатывает защиту и отключает трансформатор от электросети. Существует несколько видов газовых реле, которые используются в газовой защите трансформаторов:

- реле бумажных диэлектриков (БД) – это реле, которые используются для контроля состояния бумажной изоляции трансформатора. Реле срабатывает при образовании газов из-за разрушения бумажной изоляции.
- реле масляной изоляции – это реле, которые используются для контроля состояния масляной изоляции трансформатора. Реле срабатывает при образовании газов из-за разрушения масляной изоляции.
- реле сухой изоляции – это реле, которые используются для контроля состояния сухой изоляции трансформатора. Реле срабатывает при образовании газов из-за разрушения сухой изоляции.

Таким образом, газовая защита трансформаторов является важным методом защиты на подстанциях, который обеспечивает раннее обнаружение нарушений в изоляции трансформатора и быстрое отключение трансформатора от электросети для предотвращения возможных повреждений оборудования и персонала. «В качестве газовой защиты силовых трансформаторов марки ТМН-6300/110, установленных на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, в работе используются усовершенствованные газовые реле типа РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием» [14]. «В случае интенсивного давления газа, что, как правило, бывает связано» [6] с внутренним КЗ или явлением «пожара стали» магнитопровода, данное газовое реле отключает силовой трансформатор.

Выводы по разделу.

«В работе, на основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит трансформаторов ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты, газовой защиты)» [14].

## Заключение

В работе проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, обусловленная подключением новой нагрузки на секции сборных шин РУ-10 кВ данной подстанции, на незанятые ячейки «Резерв-1» и «Резерв-2» мощностью по 1000 кВт на каждую ячейку.

Установлено, что в результате внедрения предложенных мероприятий по реконструкции объекта исследования, в работе необходимо выбрать и проверить защитные и коммутационные аппараты для установки в данных ячейках, а также проводники, связанные с данными ячейками (провода воздушных линий, отходящие к потребителям, а также шины распределительного устройства 10 кВ, применяемые в ячейках).

Кроме того, установлено, что в связи с изменившейся нагрузкой потребителей, на объекте проектирования, будет целесообразно выбрать и проверить все электрические аппараты и проводники в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, обусловленной вводом в эксплуатацию ячеек с нагрузкой новых потребителей в РУ-10 кВ подстанции, установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110 подстанции соответствуют нагрузочной и перегрузочной способности с учётом суточного графика нагрузки.

Определены значения расчётной электрической нагрузки присоединений, сборных шин и транзитных линий подстанции, а также токи трёхфазного и двухфазного короткого замыкания в максимальном режиме работы системы.

«Проверочным путём обоснованы и подтверждены все сечения проводников воздушных линий напряжением 110 кВ и 10 кВ для их применения на ПС-110/10 кВ» [14] «Береговая» ПАТЭС г. Певек: питающей

(110 кВ), транзитных (110 кВ) и отходящих (10 кВ) воздушных линий ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек (выбраны и проверены провода марки АС разных сечений). Выбраны и проверены жёсткие сборные шины и ответвительная ошиновка для применения в КРУН-10 кВ ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек:

- основная жёсткая ошиновка: «сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток  $I_{don} = 1355$  А» [14];
- жёсткая ответвительная ошиновка марки ОЖКЧ-6/2000,  $I_{don} = 2000$  А.

Выбраны и проверены новые электрические аппараты на подстанции, включая ввод в эксплуатацию ячеек с оборудованием новых потребителей.

Установлено, что электрические аппараты, принятые для установки в ЗРУ-110 кВ и в КРУН-10 кВ на ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек, соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.

Спроектирована система собственных нужд подстанции, а также выбраны уставки и типы релейной защиты силовых трансформаторов объекта проектирования.

В результате проведения исследований в работе, в конечном итоге решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ПС-110/10 кВ «Береговая» ПАТЭС г. Певек в связи с вводом в эксплуатацию ячеек новых потребителей в РУ-10 кВ.

## 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: 16.01.2023).
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: 16.01.2023).
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: 16.01.2023).
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: 17.01.2023).

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 (ПУЭ). 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: 18.01.2023).

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: 16.10.2022).

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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 17.01.2023).

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.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.

21. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2019. 441 p.

22. Gupta P. Adaptive short-term forecasting of hourly loads using weather information – IEEE Trans. Power Appar. And Syst. 2018. №5.

23. Hirsch J.E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754. doi: 10.1007/s11192-010-0193-9

24. Panuska V. Short-term forecasting of electric power system load from a weather dependent model. IFAC Symp.2017. Autom. Contr. and Prot. Electr. Power Syst., Melbourne, 2019. Sydney.

25. Potter E.H. Branding Canada. Projecting Canada's Soft Power through Public Diplomacy. Montreal: McGill-Queen's University Press, 2019. 464 p.