

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)  
Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Проектирование электрической части подстанции для солнечной электростанции установленной мощностью 10 МВт»

Студент	<u>С.В. Стреляев</u>	
	(И.О. Фамилия)	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.Л. Спиридонов</u>	
	(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	

Тольятти 2020

## АННОТАЦИЯ

Задачей выполнения выпускной квалификационной работы является проектирование электрической части подстанции солнечной электростанции установленной мощностью 10 МВт для снабжения потребителей Волгоградской области.

Пояснительная записка содержит:

- Выбор местоположения солнечной электростанции;
- Разработку схемы выдачи мощности электростанции в сеть;
- Выбор электрической принципиальной схемы подстанции;
- Определение необходимой мощности трансформатора
- Расчет токов короткого замыкания для дальнейшего выбора основного электротехнического оборудования подстанции;
- Выбор функций релейной защиты подстанции;
- Разработку решений по оснащению подстанции АСУ ТП и АИИС КУЭ.

Объем квалификационной работы составляет 86 листов, 15 таблиц, 15 рисунков и 6 чертежей.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика солнечной электростанции .....	6
1.1 Выбор места расположения электростанции .....	7
1.2 Разработка схемы выдачи мощности (СВМ) .....	8
1.3. Разработка структурной схемы солнечной электростанции .....	18
1.4 Выбор электрической принципиальной схемы РУ ВН.....	20
2 Выбор количества, типа и расчет установленной мощности силовых трансформаторов.....	23
2.1 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	24
2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов повышающей подстанции СЭС 10 МВт.....	27
3 Расчет токов короткого замыкания .....	29
3.1 Расчет токов КЗ на шинах ВН подстанции СЭС 10 МВт .....	29
3.2 Расчет токов КЗ на шинах НН подстанции СЭС 10 МВт.....	36
4 Выбор основного силового оборудования солнечной электростанции .....	42
4.1 Выбор электрооборудования РУ ВН.....	42
4.2 Выбор электрооборудования РУ НН .....	47
5 Выбор релейной защиты и автоматики подстанции СЭС 10 МВт .....	53
5.1 Выбор РЗА трансформатора 110 кВ.....	53
5.2 Выбор РЗА оборудования КРУ 10 кВ .....	54
5.3 Расчет защит кабельных линий КРУ 10 кВ .....	55
6 Защита от перенапряжения и ПУМ.....	61
7 Расчет заземления зданий и сооружений подстанции СЭС 10 МВт .....	64
8 Выбор АСУ ТП солнечной электростанции 10 МВт .....	67
9 Выбор АИИС КУЭ солнечной электростанции 10 МВт.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	81

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетику можно смело назвать одним из важных факторов развития экономики России в современных условиях. Общее экономическое развитие страны невозможно представить, если не обеспечиваются требуемые объемы производства электроэнергии. С другой стороны, даже наличие резерва производства электроэнергии при постоянном увеличении тарифов на электроэнергию способно существенно ограничить возможности развития отраслей промышленности и сельского хозяйства страны.

Существующие предприятия задействованные в производстве электроэнергии, были построены в эпоху Советского Союза для удовлетворения потребностей как в электрической, так и в тепловой энергии. Эти промышленные гиганты имеют громадные номинальные мощности, но в современных условиях большинство из этих предприятий требуют серьёзных капиталовложений для реконструкции устаревшего оборудования.

В тоже время традиционные технологии получения электроэнергии на тепловых и гидроэлектростанциях оказывают отрицательное воздействие на экологию.

Одним из перспективных и экологически безопасных способов получения электроэнергии на сегодняшний день является строительство солнечных электростанций, преобразующих солнечную энергию в электрическую.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование электрической части подстанции для передачи потребителям Волгоградской области электроэнергии, вырабатываемой солнечной электростанцией установленной мощностью 10 МВт.

## **1 Характеристика солнечной электростанции**

Составной частью энергетической политики Российской Федерации является государственная политика в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики страны на основе использования возобновляемых источников энергии [1].

К возобновляемым источникам энергии относят энергию солнца, ветра, воды (кроме крупных ГЭС), геотермальных источников, а так же биотопливо, то есть источники, энергия которых считается неисчерпаемой.

Под солнечной энергетикой подразумевается использование солнечного излучения для производства электроэнергии.

Выработка электроэнергии в солнечных электростанциях основана на использовании возобновляемого и экологически чистого источника энергии – солнечной радиации.

Существует несколько технологий генерации электроэнергии из энергии солнечного излучения, основными из которых являются:

1. непосредственное преобразование в электроэнергию с применением фотоэлементов;
2. преобразование солнечной энергии сначала в тепловую (энергию пара), а затем – в электроэнергию в генераторных установках.

Второй способ производства электроэнергии связан с дополнительными преобразованием солнечной радиации, что влечет за собой сооружение вспомогательных инженерных систем и другие сопутствующие затраты.

Главным элементом электростанций, основанных на применении фотоэлектрических модулей, являются солнечные батареи, преобразующие падающее на них солнечное излучение в постоянный электрический ток и состоящие из рядов тонких пленок полупроводниковых материалов с применением кремния.

## 1.1 Выбор места расположения электростанции

Объем генерации электроэнергии от солнечных панелей напрямую зависит от климатических условий окружающей среды – температуры и облачности.

В качестве определяющих параметров для выбора месторасположения электростанции будем рассматривать показатели температуры воздуха и уровня солнечной радиации в течение года.

Волгоградская область расположена на юго-востоке Восточно-Европейской равнины, юг области расположен на Скифской плите, субъект Российской Федерации.

С севера на юг и с запада на восток область протянулась более чем на 400 км. Общая протяжённость границ области — 2221,9 км, в том числе с Саратовской областью 29,9%, Ростовской 26,8 %, Астраханской 11,4 %, Воронежской 11,3 % областями, Республикой Калмыкия 10,9 % и Казахстаном 9,7 %.

Расположенная в зоне сухих степей и полупустынь, Волгоградская область относится к малолесным регионам. При общей площади 113 тыс. кв.км, леса в области занимают лишь 4,3%.

Равнинный рельеф позволяет использовать в качестве месторасположения для строительства солнечной электростанции практически любой степной участок на территории Волгоградской области, свободный от застройки.

Климатические условия Волгограда характеризуются значительной континентальностью, нарастающей от северо-западных районов к юго-восточной части территории.

Согласно классификации климатического районирования для строительства [2] предполагаемая зона размещения солнечной электростанции относится к III климатическому району, подрайон ШВ.

Климатическую характеристику рассматриваемой территории можно оценить по сведениям Научно-прикладного справочника [3], данные по метеостанции Волгоград СХИ.

По данным метеостанции абсолютный минимум температуры воздуха приходится на январь и составляет минус 35°C, абсолютный максимум – на август и составляет плюс 44 °С. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 182 дня.

В соответствии с данными по инсоляции поток солнечной радиации на поверхность участка СЭС составляет 4-4,5 кВт/м<sup>2</sup> в день [4].

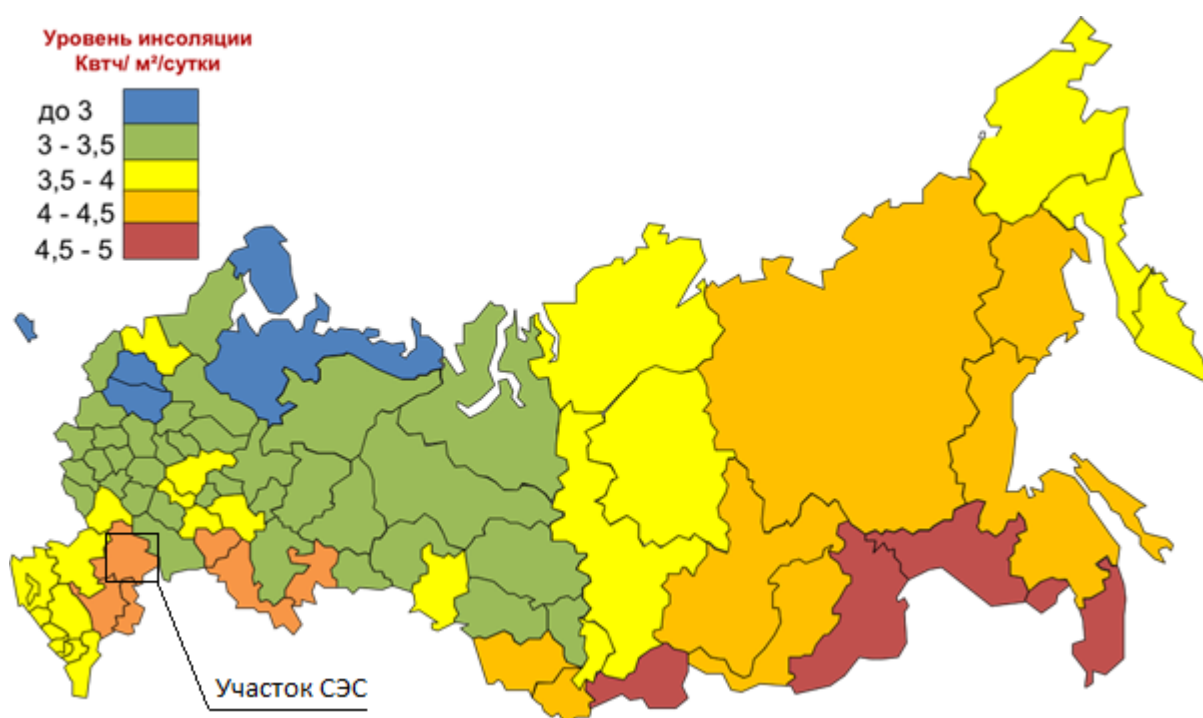


Рисунок 1 - Карта инсоляции России

В соответствии с приведенными данными можно сделать вывод о том, что Волгоградская область подходит для размещения солнечной электростанции.

## 1.2 Разработка схемы выдачи мощности (СВМ)

Разработка схемы выдачи мощности солнечной электростанции установленной мощностью 10 МВт позволяет определить требования к

пропускной способности электротехнического оборудования и соответствующих элементов энергосистемы.

Для производства электроэнергии с применением фотоэлектрических модулей выработка постоянного электрического тока осуществляется за счёт попадающего на модуль солнечного света. Отличительной чертой технологии производства электроэнергии с применением солнечных панелей является невозможность генерации электроэнергии в темное время суток.

Режимами работы генерирующего оборудования электростанции могут быть [5]:

1. параллельная работа с выдачей или без выдачи мощности в сеть;
2. изолированная работа, направленная на обеспечение потребностей исключительно собственного предприятия;
3. комбинированный режим работы, сочетающий оба варианта.

В качестве схемы выработки электроэнергии принята схема, представленная на рисунке 2, обеспечивающая передачу произведенной электроэнергии в сеть и рекомендованная производителем фотоэлектрических модулей [6].

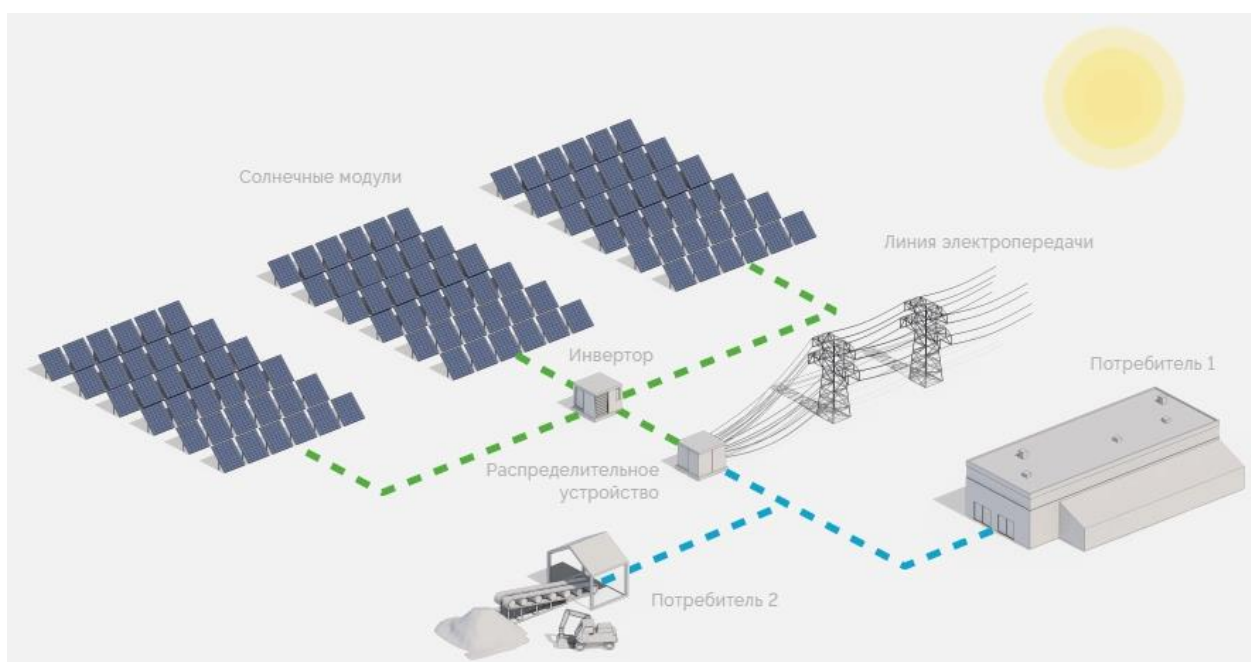


Рисунок 2 - Схема выработки электроэнергии



Преобразование солнечного излучения в напряжение выполняется в фотоэлектрических модулях, объединенных в массив солнечных батарей.

Так как фотоэлектрические модули вырабатывают электрическую мощность на постоянном токе, то для его преобразования в переменный ток необходимо применение инверторных преобразователей.

Распределительное устройство предназначено для распределения производимой электроэнергии между потребителями и одновременной выдачи мощности в воздушную линию электропередачи, соединенную с сетью распределительной сетевой компании.

К основным проблемам солнечной электроэнергетики относят сложность аккумулирования произведенной электроэнергии для использования, например, в темное время суток [7]. Для объектов малой мощности генерации указанная проблема решается довольно просто с применением аккумуляторных батарей, рассчитанных на требуемую ёмкость.

Для объектов генерации средней и большой мощности проблема аккумулирования энергии пока не решена. Существующие решения по использованию электроэнергии, произведенных на солнечных электростанциях предполагают непосредственную выдачу в сеть электроснабжающих организаций.

Дополнительно, в связи с тем, что солнечная энергия имеет циклический суточный характер, и в ночное время электроэнергия не вырабатывается, существует необходимость во внешнем электроснабжении для питания потребителей собственных нужд солнечной электростанции.

Таким образом, солнечная электростанция должна быть подключена к распределительной сети крупной сетевой компании, которая сможет обеспечить как передачу вырабатываемой электроэнергии до потребителей, так и осуществить электроснабжение оборудования собственных нужд электростанции в период отсутствия инсоляции.

В Волгоградской области наиболее крупными и территориально распределенными сетевыми организациями являются филиал ПАО

«Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» - Волго-Донское предприятие магистральных электрических сетей и Филиал ПАО «Россети Юг» - «Волгоградэнерго» [8].

Электроэнергия, вырабатываемая электростанцией, будет использоваться на общих основаниях для электроснабжения потребителей района Волгоградской области.

Существуют два варианта подключения электростанции к сети сетевой организации [5]:

1. подключение к шинам высшего напряжения подстанций;
2. подключение к шинам низшего напряжения подстанций.

Подключение к шинам высшего напряжения подстанций не влечет за собой изменение принципов построения релейной защиты и автоматики в прилегающей сети, так как токораспределение в прилегающей сети не изменится. При этом, потребители электроэнергии подключены фидерами с однонаправленным потоком мощности от шин низшего напряжения распределительных подстанций в линию потребителя.

В случае подключения электростанции фидерами к шинам низшего напряжения из-за возникновения в сети реверсивных потоков мощности, зависящих от режима работы генерации и потребления в узлах нагрузки, требуется реконструкция устройств релейной защиты и автоматики в прилегающей сети с применением более сложных направленных защит.

Подключение электростанции к распределительной сети 6-10 кВ приводит к увеличению значения периодической составляющей и ударного тока трехфазного короткого замыкания [9], следовательно схема выдачи мощности должна включать повышающий трансформатор для подключения к распределительному устройству высшего напряжения, при этом, для устранения возможности передачи мощности из одной обмотки низшего напряжения трансформатора с расщепленной обмоткой в другую обмотку низшего напряжения [9] в схеме необходимо исключить использование трансформатора с расщепленной обмоткой.

Для разработки схемы выдачи мощности солнечной электростанции воспользуемся рекомендуемой последовательностью определения предварительной схемы выдачи мощности новой электростанции [10] с учетом следующих условий определения состава ЛЭП, отходящих от электростанции:

1. Два и более генераторов допускается подключать к одному блочному трансформатору, при условии ограничения мощности блока до величины не более 660 МВт;
2. Линия электропередач должна присоединяться к узловым подстанциям и обеспечивать достаточность пропускной способности ЛЭП исходя из допустимой загрузки линии электропередачи.

Для ВЛ 35 кВ значение допустимой передаваемой мощности ограничено значением 9,3 МВт [10, табл. 1], что меньше значения установленной мощности электростанции, следовательно для выдачи мощности электростанции необходимо использовать сеть напряжением 110 кВ.

Количество воздушных линий напряжением 110 кВ для выдачи мощности в сеть определяется значением максимальной мощности солнечной электростанции, отдаваемой в сеть 110 кВ и значением пропускной способности одной ВЛ:

$$n = \frac{P_{\text{СЭС max}}}{P_{\text{ВЛ}}} + 1, \quad (1)$$

где  $P_{\text{СЭС max}}$  – максимальная мощность электростанции, отдаваемая в сеть;

$P_{\text{ВЛ}}$  – пропускная способность воздушной линии, для ВЛ 110 кВ принимается значение 30 МВт [10, табл. 2];

Подставляем значения в формулу 1:

$$n = \frac{P_{\text{СЭС max}}}{P_{\text{ВЛ}}} + 1 = \frac{10}{30} + 1 = 1,33$$

Принимаем количество воздушных линий класса напряжения 110 кВ, равное 1.

Выполнение дальнейшего расчета достаточности пропускной способности распределительного устройства электростанции требует определения величины мощности единичного генерирующего оборудования электростанции.

Для определения состава генерирующего оборудования солнечной электростанции применяется специализированный программный продукт PVsyst версии 6.86 [11].

Условно примем расположение электростанции на площадке со следующими географическими координатами:  $48,7^\circ$  северной широты,  $44,5^\circ$  восточной долготы, абсолютная высота – до 70 м.

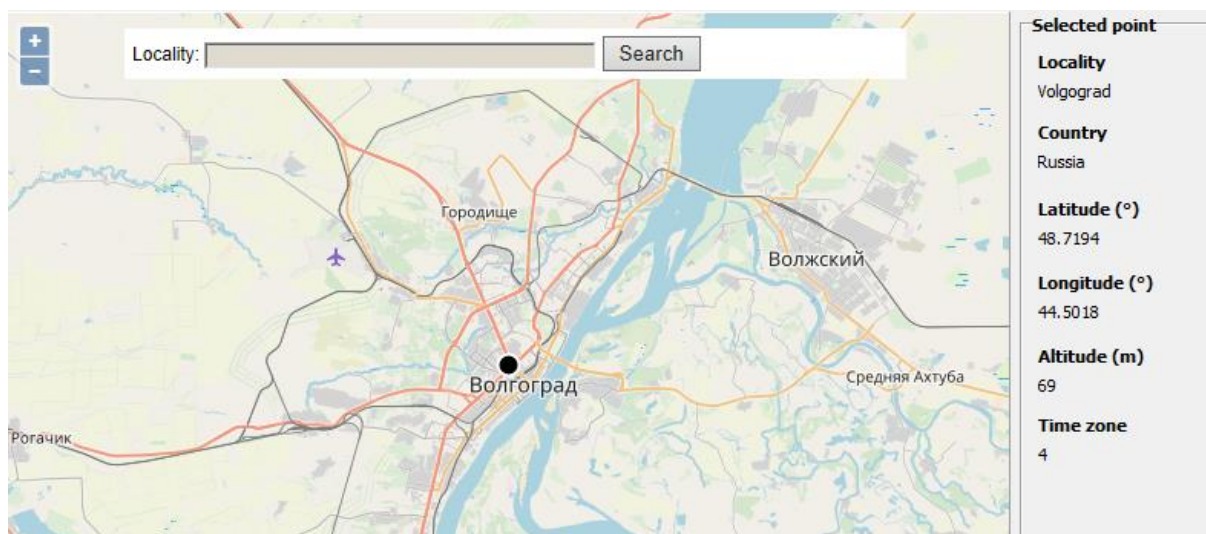


Рисунок 3 - Географические координаты солнечной электростанции

Основные расчеты месячной и годовой выработки электрической энергии фотоэлектрическими модулями СЭС так же выполнены с помощью программного продукта PVsyst V6.86 на основании следующих исходных данных:

- установленная мощность СЭС;

- географические координаты места расположения СЭС;
- климатические данные;
- технические характеристики солнечных модулей и инвертора;
- угол установки фотоэлектрических модулей.

Для расчета прогнозируемого объема выработки электроэнергии солнечной электростанцией были использованы метеорологические данные из публичных источников, таких, как «Atmospheric science data center», основанные на наблюдениях NASA за 1983-2005 года, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические данные месторасположения СЭС

	Ян- варь	Фев- раль	Мар т	Ап- рель	Май	Июн ь	Июл ь	Ав- густ	Сен- тябр ь	Ок- тябр ь	Ноя- брь	Дека- брь
Солнечная энергия, кВт·час/м <sup>2</sup>	1,26	2,20	3,32	4,35	5,62	5,82	5,86	5,21	3,82	2,34	1,28	0,96
Энергия рассеянного света, кВт·час/м <sup>2</sup>	0,76	1,15	1,69	2,12	2,48	2,66	2,55	2,22	1,78	1,20	0,78	0,61
Средняя температура, °С	-4,9	-5,0	1,0	10,8	18,0	22,9	25,5	23,8	17,3	9,7	0,9	-4,1

С целью удобства размещения массива фотоэлектрических модулей и разделения установленной мощности электростанции разделим всю площадь, занимаемую фотоэлектрическими модулями солнечной станции на четыре участка по схеме, приведенной на рисунке 4.

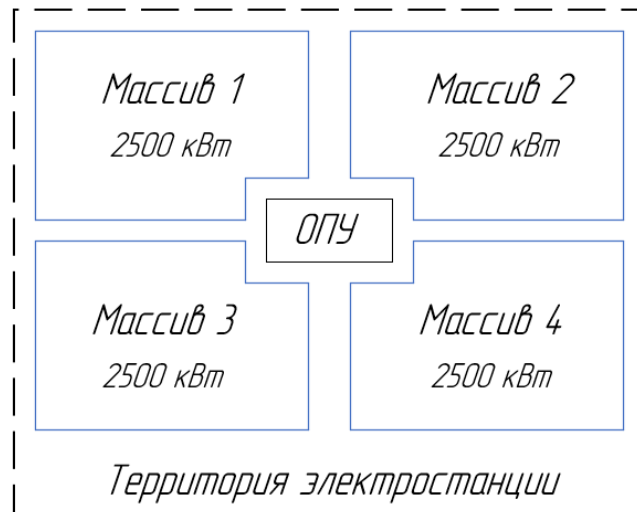


Рисунок 4 - Деление площади электростанции на участки

Зададим для каждого массива фотоэлектрических модулей необходимую мощность генерации электроэнергии – 2500 кВт, так как суммарная мощность электростанции равна 10 МВт.

В качестве единичной номинальной мощности фотоэлектрического модуля принимается 250 Вт, как среднее значение из ряда номинальных мощностей, равных 240, 245, 255 и 260 Вт солнечных батарей производства ООО «Хевел» [12].

Технические характеристики солнечной батареи показаны в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики фотоэлектрических модулей

Наименование показателя	Величина
Номинальная мощность	250 Вт
Напряжение при номинальной мощности	30,1 В
Сила тока при номинальной мощности	8,31 А
Напряжение холостого хода	37,4 В
Ток короткого замыкания	8,83 А

Для передачи мощности с каждого участка солнечной электростанции необходимо определить требуемую пропускную способность силовых кабелей.

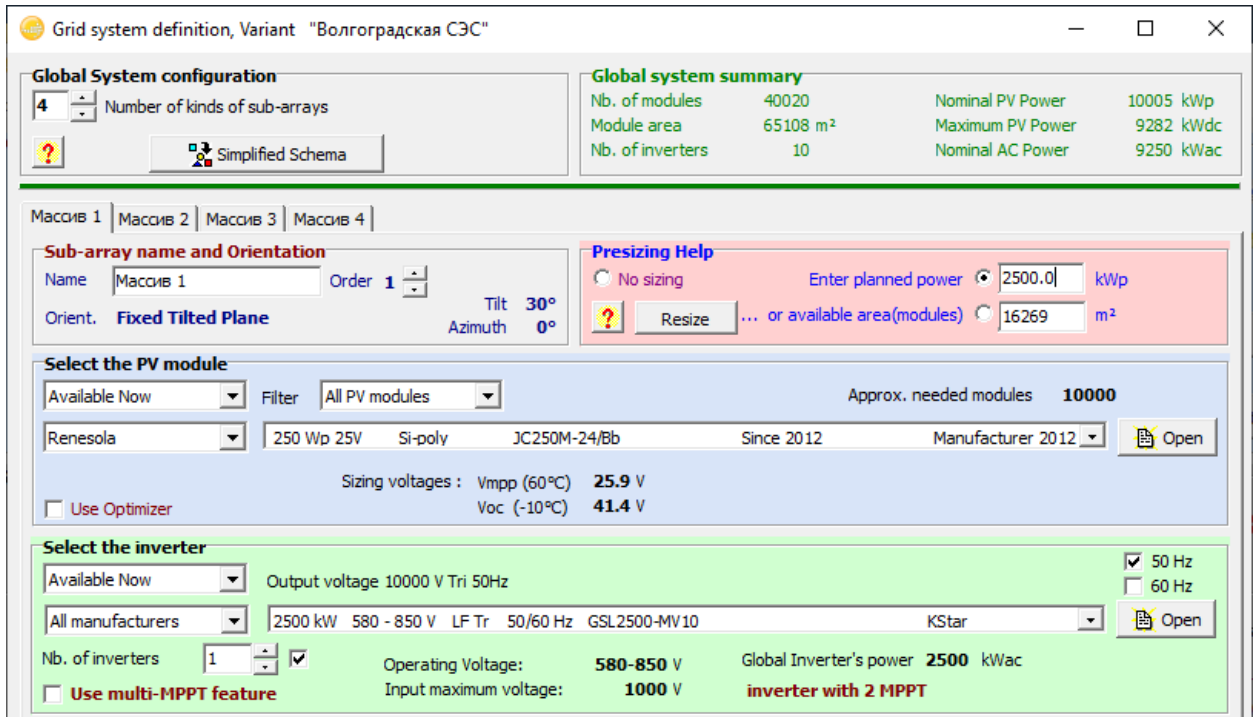
В соответствии с принятой номинальной мощностью каждого участка, равной 2,5 МВт, для передачи вырабатываемой электроэнергии к распределительному устройству 10 кВ повышающей трансформаторной подстанции 10/110 кВ требуется прокладка 4 кабельных линий напряжением 10 кВ и максимальной длиной 350 метров [10, табл. 1].

В качестве инвертора для расчета выбрана модель SG2500-MV производства ООО «ПитерЭнергоМаш» [13], по одному на каждую площадку размещения модулей.

Технические характеристики инвертора указаны в таблице 3.

Таблица 3 - Технические параметры инвертора

Наименование показателя	Величина
<b>Вход (постоянный ток)</b>	
Максимальное входное напряжение	1000 В
Минимальное рабочее напряжение	520 В
Максимальный входной ток	5424 А
<b>Выход (переменный ток)</b>	
Номинальная мощность переменного тока	2520 кВт
Максимальная мощность переменного тока	2800 кВА
Максимальный выходной ток при напряжении 10,5 кВ	148 А
Диапазон выходного напряжения	10 – 35 кВ
<b>Трансформатор</b>	
Номинальная мощность трансформатора	2500 кВА
Максимальная мощность	2800 кВА
LV/MV напряжение	0,350 кВ / 10-35 кВ
<b>Общие данные</b>	
Внешнее вспомогательное напряжение питания	400 В
Потребление внешнего напряжения	15 кВА
Обнаружение короткого замыкания на землю	Да
Тип охлаждения	Принудительное воздушное



Ввод данных в программу и результаты расчета показаны на рисунке 5.

Рисунок 5 - Результаты расчета силовой части электростанции

Основные показатели технологической характеристики солнечной электростанции сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Основные технологические характеристики СЭС

Наименование показателя	Величина
Установленная мощность СЭС	10000 кВт
Полная мощность СЭС	10005 кВт
Мощность СЭС, приведенная к переменному напряжению	9250 кВт
Коэффициент использования установленной мощности	92,5 %
Количество устанавливаемых фотоэлектрических модулей	40020 шт.
Количество инверторов модели SG2500-MV	4 шт.

Результаты определения схемы выдачи мощности солнечной электростанции представлены в таблице 5.



Таблица 5 - Результаты определения схемы выдачи мощности

Параметр	Значение
<b>Выработка электроэнергии постоянного тока</b>	
Количество генераторов постоянного тока	40020 шт.
Номинальная мощность генераторов постоянного тока	250 Вт
Мощность СЭС, приведенная к постоянному току	10005 кВт
<b>Выработка электроэнергии переменного напряжения</b>	
Количество генераторов переменного напряжения	4 шт.
Номинальная мощность генераторов переменного напряжения	2500 кВт
Мощность СЭС, приведенная к переменному напряжению	9250 кВт
<b>Распределительные устройства электростанции</b>	
Количество распределительных устройств напряжения 10 кВ	1 шт.
Количество сооружаемых кабельных линий	4 шт.
Класс напряжения сооружаемых кабельных линий	10 кВ
Количество сооружаемых генераторных ячеек 10 кВ	4 шт.
Количество трансформаторов связи 10/110 кВ	1 шт.
Мощность трансформаторов связи 10/110 кВ	10000 кВА
Количество сооружаемых воздушных линий	1 шт.
Класс напряжения сооружаемых воздушных линий	110 кВ

### 1.3. Разработка структурной схемы солнечной электростанции

При определении схемы выдачи мощности электростанции в качестве основного генерирующего оборудования постоянного тока для солнечной электростанции приняты фотоэлектрические модули мощностью 250 Вт, распределенные по четырем площадкам установки.

Разработка структурной схемы солнечной электростанции в части генерирующего оборудования постоянного тока и переменного напряжения вплоть до 10 кВ будет выполнена для одной площадки размещения солнечных панелей.

Электрическая мощность, вырабатываемая солнечными батареями, собирается (суммируется) через специальные устройства – коммутационные шкафы постоянного тока (далее – КШПТ). Устройство КШПТ позволяет контролировать в режиме онлайн параметры выработки электроэнергии фотоэлектрическими модулями и в случае выхода параметров за пределы допустимых значений принимать меры по устранению неполадок. Такая возможность обеспечена передачей информации из КШПТ в автоматизированную систему управления солнечной электростанцией.

Мощность электроэнергии, собранная на шкафах КШПТ передается на следующие специальные устройства – блочно-модульные инверторные установки (далее – БМИУ) заводского изготовления. БМИУ собирает с КШПТ электроэнергию, вырабатываемую ФЭМ, и преобразует постоянный ток в переменное напряжение величиной 10 кВ.

Затем, электроэнергия передается по кабельной линии напряжением 10 кВ на распределительное устройство повышающей трансформаторной подстанции 10/110 кВ. Силовой трансформатор, установленный на подстанции, преобразует напряжение распределительного устройства 10 кВ до величины 110 кВ.

В итоге, структурная схема солнечной электростанции примет вид, показанный на рисунке 6.

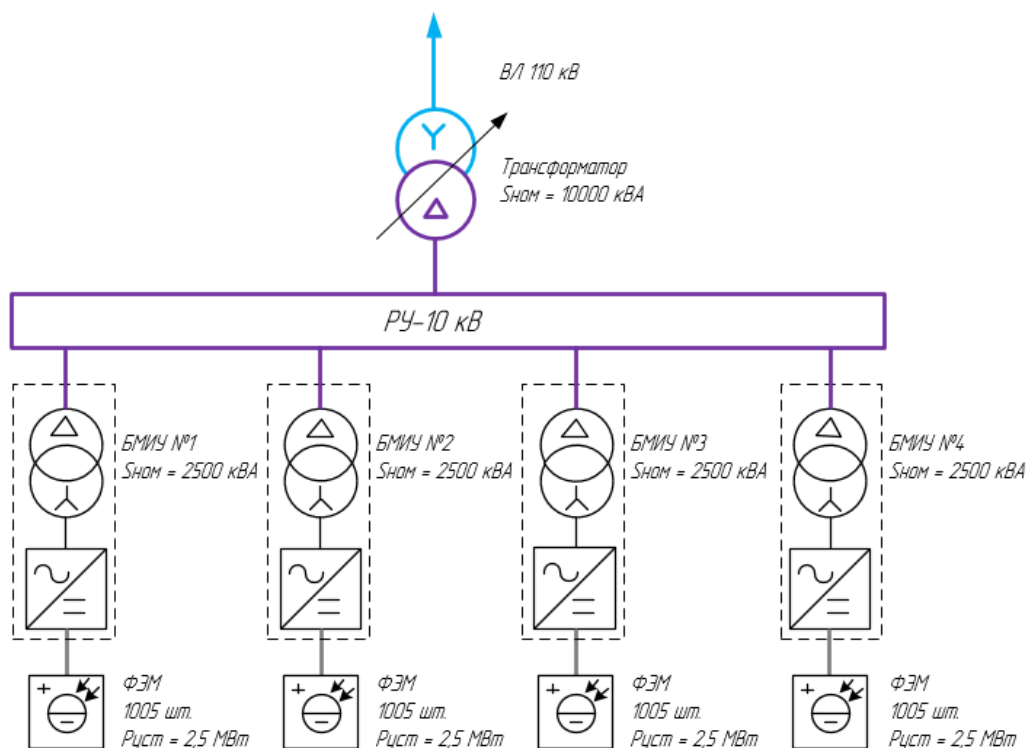


Рисунок 6 - Структурная схема электростанции

#### 1.4 Выбор электрической принципиальной схемы РУ ВН

Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения основывается на требуемой надежности электроснабжения потребителей электрической энергии и типе рассматриваемой подстанции.

Основными факторами при выборе типовой схемы распределительных устройств являются номинальное значение напряжения, принятого в схеме выдачи мощности для выдачи электроэнергии в распределительную сеть и количество линий электропередач, подключенных к распределительному устройству.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения.

Так как технология производства электрической энергии с применением фотоэлектрических модулей связана с получением электроэнергии из внешней сети (для запуска инверторных установок),

потребление собственных нужд электростанции нельзя отнести к 1 или 2 категории потребителей по надежности электроснабжения [14].

Вся производимая электростанцией электроэнергия выдается в распределительную сеть напряжения 110 кВ. При разработке схемы выдачи мощности электростанции было определено, что для передачи всей мощности электростанции достаточно одной воздушной линии электропередачи.

Таким образом, проектируемая подстанция является тупиковой, для выдачи производимой на электростанции электроэнергии в сеть 110 кВ принимается установка одного силового трансформатора.

Для выбора электрической принципиальной схемы распределительного устройства высшего напряжения подстанции 110 кВ необходимо руководствоваться Регламентом применения типовых схем подстанций 35 - 750 кВ и критериев их предпочтительного использования [15] применительно к однострансформаторной тупиковой подстанции с отсутствием ответвительных подстанций на питающей линии.

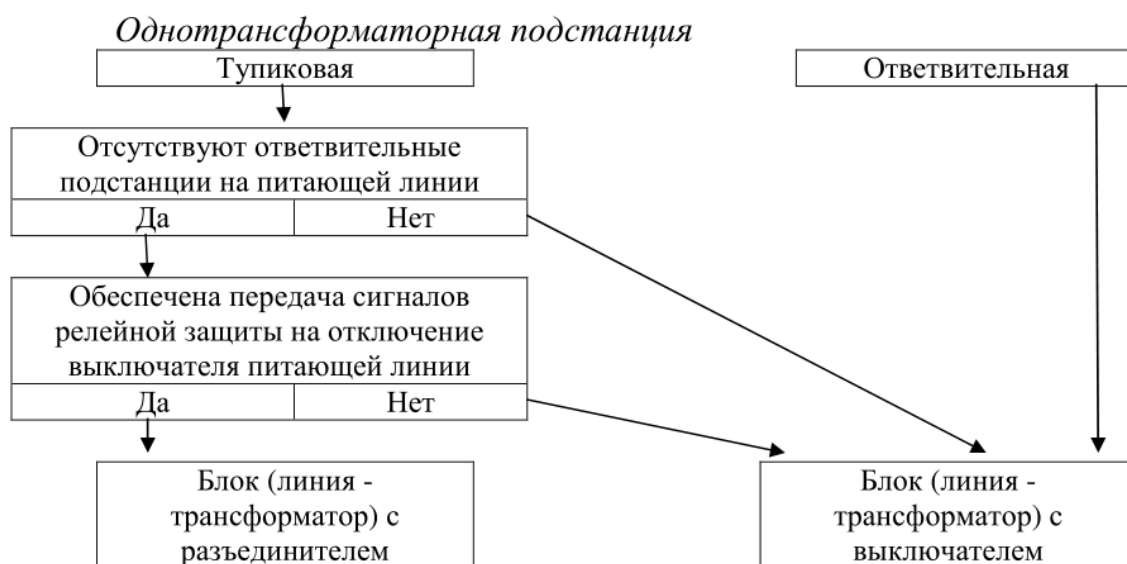


Рисунок 7 - Алгоритм выбора схемы РУ

В результате прохождения алгоритма выбора схемы для принята схема распределительного устройства высшего напряжения подстанции «Блок (линия - трансформатор) с выключателем».

Для напряжения 110 кВ номером типовой схемы будет являться «110-3Н» с количеством присоединений один трансформатор и одна линия.

Вид схемы показан на рисунке 8.

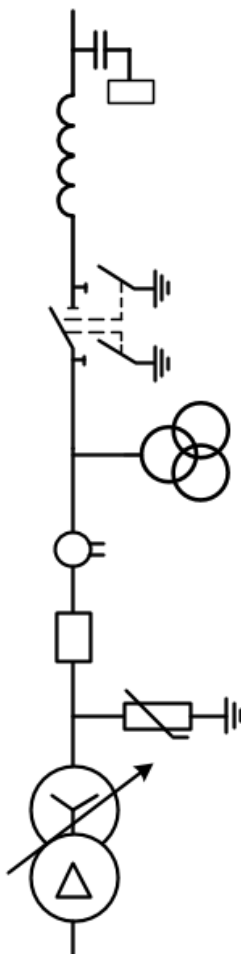


Рисунок 8 - Принципиальная схема РУ ВН подстанции

По экономическим критериям применения выбранная схема требует только одной ячейки выключателя 110 кВ, занимает минимальную площадь и является наиболее дешёвой при реализации [16].

## **2 Выбор количества, типа и расчет установленной мощности силовых трансформаторов**

В соответствии с решениями, приведенными при разработке схемы выдачи мощности электростанции и определении схемы распределительного устройства высшего напряжения подстанции для установки принят один трансформатор напряжением 10/110 кВ как для электроснабжения собственных нужд генерирующего оборудования, так и для последующей выдачи в сеть произведенной электроэнергии.

Блочная схема распределительного устройства высшего напряжения подстанции позволяет выбрать в качестве силового оборудования комплектную трансформаторную подстанцию блочную (далее – КТПБ), предназначенную для приема, преобразования и распределения электроэнергии при номинальных значениях напряжения 110 и 10 кВ.

Преимуществом применения КТПБ является быстрота монтажа, так как не требуется выполнения строительных и земляных работ. Всё оборудование подстанции монтируется на жестких несущих рамах, которые устанавливаются непосредственно на дорожные плиты или выровненный грунт.

В состав КТПБ входит [17]:

- силовой трансформатор;
- линейный регулировочный трансформатор;
- открытое распределительное устройство напряжения 110 кВ, выполненное в блочном исполнении;
- комплектное распределительное устройство напряжением 10 кВ, выполненное в модульном исполнении;
- жесткая и гибкая ошиновка;
- общеподстанционный пункт управления, в котором устанавливаются панели релейной защиты, панели собственных нужд переменного и постоянного тока, телемеханики и связи;

- кабельные конструкции;
- осветительные устройства;
- грозозащита и заземление.

## **2.1 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции**

Расчетная мощность трансформатора собственных нужд определяется выражением:

$$S_{\text{расч.ТСН}} = k_c \cdot \frac{P_{\text{сум}}}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса;

$P_{\text{сум}}$  – суммарная мощность потребителей собственных нужд.

Приемниками электроэнергии собственных нужд (СН) подстанций являются:

- электродвигатель системы охлаждения трансформатора;
- система оперативного постоянного тока подстанции;
- устройство обогрева выключателя 110 кВ;
- устройство обогрева шкафов распределительного устройства 10 кВ с установленными в них аппаратами и приборами;
- электрическое отопление, освещение и вентиляция общеподстанционного пункта управления;
- освещение территории подстанций.

Первоначальный запуск блочно-модульных инверторных установок солнечной электростанции обеспечивается в режиме так называемого «Blackstart» («черного пуска»). В данном режиме инверторы в составе БМИУ запускаются от электроэнергии, получаемой из сети внешнего электроснабжения, а потребление приемниками собственных нужд

электроэнергии, вырабатываемой электростанцией начинается после выхода на режим выдачи в сеть.

К ответственным приемникам собственных нужд подстанции относят устройства системы управления оборудованием подстанции, релейной защиты, сигнализации, телемеханики и связи.

При определении схемы распределительного устройства высшего напряжения подстанции была определена необходимость установки источника бесперебойного питания с комплектом аккумуляторных батарей, обеспечивающего резервирование электропитания ответственных потребителей собственных нужд подстанции.

Определение нагрузки собственных нужд подстанции [18] показано в таблице 6.

Таблица 6 - Определение нагрузки собственных нужд ПС

Потребитель СН	Количество потребителей, шт.	Мощность на единицу, кВт	Мощность потребления, кВт
Устройство охлаждения трансформатора ТДН-10000/110	1	1	1
Зарядно-выпрямительное устройство СОПТ	1	1	1
Подогрев выключателя ВН	1	1,8	1,8
Подогрев шкафов КРУ	6	1	6
Отопление, освещение и вентиляция ОПУ	1	20	20
Освещение ОРУ	1	2	2
Внешнее питание блочно-модульной инверторной установки	4	15	60
<b>Итого:</b>			91,8

Мощность потребления внешнего электроснабжения блочно-модульной инверторной установки указана в технических характеристиках БМИУ (таблица 2).

Подставив полученные значения в формулу 2, получим значение расчетной мощности ТСН:



$$S_{\text{расч.ТСН}} = k_c \cdot \frac{P_{\text{сум}}}{\cos \varphi} = 0,7 \cdot \frac{91,8}{0,8} = 80,3 \text{ кВА}$$

Ближайшее наибольшее значение мощности трансформатора собственных нужд согласно ряду номинальных мощностей [19] будет равно 100 кВА.

Учитывая приоритетные задачи, поставленные руководством страны для отечественной экономики, такие как оптимизация процессов генерации, передачи и потребления энергоресурсов [20], при выборе оборудования необходимо учитывать его энергоэффективность.

Потери энергии в трансформаторе разделяются на электрические, характеризующиеся потерями в токоведущих частях и обмотках трансформатора, и магнитные, возникающие из-за перемагничивания магнитопровода переменным магнитным полем. Косвенно о величине электрических потерь можно судить по значению потери активной мощности трансформатора при опыте короткого замыкания. Величина магнитных потерь зависит от потери активной мощности трансформатора при холостом ходе.

Для соблюдения требований к энергоэффективности в качестве трансформатора собственных нужд подстанции принимается энергосберегающий трансформатор ТМГ серии ТМГ-ЭФ, имеющий минимальные значения потерь холостого хода и короткого замыкания.

По справочным данным производителя [21] выбран трансформатор собственных нужд ТМГ12-100/10-У1(ХЛ1)-ЭФ.

## 2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов повышающей подстанции СЭС 10 МВт

Выбор номинальной мощности силового трансформатора определяется условием:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}} , \quad (3)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – расчетная мощность трансформатора.

В связи с особенностью режима работы солнечной электростанции – зависимостью выработки электроэнергии от освещенности, не представляется возможным разработать суточный график нагрузки СЭС для покрытия потребления энергосистемы. Для определения расчетной мощности трансформатора необходимо рассматривать режим выдачи в сеть 110 кВ максимальной мощности электростанции, т.к. режим потребления электроэнергии из сети 110 кВ для питания собственных нужд электростанции не является существенной величиной для выполнения расчетов.

Расчетная мощность трансформатора определяется выражением:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{max}} - S_{\text{сн}} , \quad (4)$$

где  $S_{\text{max}}$  – максимальная мощность электроэнергии, вырабатываемой на электростанции;

$S_{\text{сн}}$  – мощность потребления на собственные нужды электростанции.

Значение коэффициента мощности для оборудования генераторов солнечных электростанций принимается равным 1.

$$S_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \cos\varphi = 9250 \cdot 1 = 9250 \text{ кВА} \quad (5)$$

Подставляя значения в формулу 4, получим:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{max}} - S_{\text{СН}} = 9250 - 80,3 = 9170 \text{ кВА}$$

Округлением полученного значения до стандартной мощности трансформатора [22] получаем значение номинальной мощности, равное 10000 кВА.

Для установки выбран трансформатор ТДН-10000/110-У1 - стационарный силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида «Д» – принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла [23].

### 3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания предназначен для выбора электрооборудования проектируемой подстанции. В связи с этим при расчетах будет использована методика расчета на основе руководящих указаний [24].

Для дальнейшей проверки электрических аппаратов и жестких проводников на коммутационную способность, а также электродинамическую и термическую стойкость в качестве расчетного вида короткого замыкания принимается трехфазное КЗ.

В соответствии с рекомендациями по выполнению расчетов токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов используем в расчетах систему относительных единиц.

#### 3.1 Расчет токов КЗ на шинах ВН подстанции СЭС 10 МВт

Для выполнения расчетов токов короткого замыкания на шинах высшего напряжения с номинальным классом напряжения 110 кВ проектируемой подстанции необходимо определить значение максимальной мощности короткого замыкания в режиме работы солнечной электростанции (СЭС), при котором электроэнергию будут вырабатывать все блочно-модульные инверторные установки.

Расчетная схема для определения значений токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения проектируемой подстанции показана на рисунке 9.

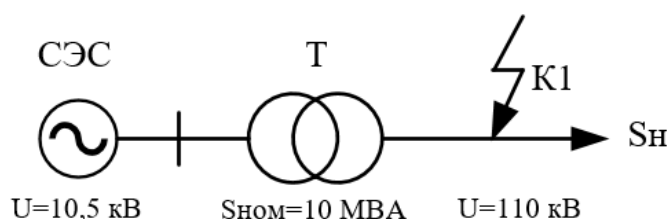


Рисунок 9 - Расчетная схема

При составлении эквивалентной схемы замещения генераторы солнечной электростанции заменяются источниками ЭДС за комплексными сопротивлениями. Так как производителем инверторных установок не указана величина активного сопротивления инверторов, для составления эквивалентной схемы замещения будем рассматривать сопротивление генераторов солнечной электростанции как индуктивное.

В итоге получим схему замещения, показанную на рисунке 10:

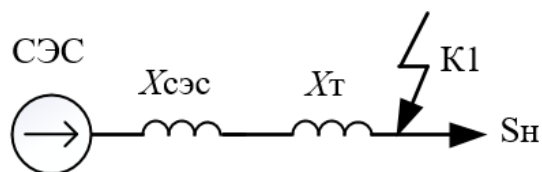


Рисунок 10 - Эквивалентная схема замещения

В качестве базисного напряжения для расчета токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения подстанции принято значение среднего напряжения 115 кВ:

$$U_{\bar{6}} = 115 \text{ кВ}$$

За базисную мощность принята номинальная мощность трансформатора:

$$S_{\bar{6}} = S_{\text{ном. Т}} = 10 \text{ МВА}$$

Значение базисного тока в точке короткого замыкания  $K_1$  определяется формулой:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (6)$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 0,050 \text{ кА}$$

Для определения значения индуктивного сопротивления генераторов солнечной электростанции в именованных единицах воспользуемся формулой:

$$X_{\text{СЭС}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (7)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение на выходе блочно-модульных инверторных установок, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность солнечной электростанции, МВА.

Подставляя в формулу 7 значения величин, получим:

$$X_{\text{СЭС}} = \frac{10,5^2 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} = 11,025 \text{ Ом}$$

Приведение полученного значения в именованных единицах к его значению в относительных единицах в базисных условиях выполняется по формуле:

$$x_{*\text{СЭС}} = X_{\text{СЭС}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \quad (8)$$

$$x_{*\text{СЭС}} = 11,025 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,0083 \text{ о. е.}$$

Определение активного и полного сопротивлений двухобмоточного трансформатора в именованных единицах для схемы замещения прямой последовательности производится по формулам:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{В}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (9)$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{В}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (10)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА;

$u_{\text{к}\%}$  - напряжение опыта короткого замыкания в процентах, кВ;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$  – потери активной мощности в опыте короткого замыкания, МВт;

$U_{\text{В}}$  – высшее номинальное напряжение, кВ.

Характеристики, необходимые для расчета параметров схемы замещения трансформатора, выпишем из справочных данных трансформатора ТДН-10000/110-У1 [23] в таблицу 7.

Таблица 7 - Справочные данные трансформатора

Тип	$S_{ном.Т.},$ МВА	Справочные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$P_k,$ кВт	$P_x,$ кВт	Регули- рование РПН
		ВН	НН	ВН-НН			
ТДН 10000/110	10	115	11	10,5	58	14	$\pm 9 \times 1,78\%$

Высшее номинальное напряжение трансформатора с регулированием под нагрузкой будет иметь три различных значения – одно для среднего положения РПН и два значения при крайних положениях РПН.

Формулы для расчета высшего напряжения трансформатора при крайних положениях РПН имеют вид:

$$U_{min.ВН} = U_{ср.вн} \times \left(1 - \frac{\Delta U_{РПН}}{100}\right) \quad (11)$$

$$U_{max.ВН} = U_{ср.вн} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{РПН}}{100}\right) \quad (12)$$

$$U_{min.ВН} = 115 \times \left(1 - \frac{16,02}{100}\right) = 96,577 \text{ кВ}$$

$$U_{max.ВН} = 115 \times \left(1 + \frac{16,02}{100}\right) = 133,423 \text{ кВ}$$

Полученное значение больше максимально допустимого ГОСТ 721-77, поэтому для дальнейших расчетов принимается значение  $U_{max.ВН} = 126 \text{ кВ}$ .

Выполним расчет токов короткого замыкания на стороне высшего напряжения трансформатора при среднем положении РПН. Результаты расчетов величин токов КЗ при крайних положениях РПН выполняются аналогично.

Значение активного сопротивления трансформатора в именованных единицах:

$$R_{т ср} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{в ср}^2}{S_{ном}^2} = \frac{58 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^{12}} = 7,6705 \text{ Ом}$$

Рассчитаем величину полного сопротивления трансформатора при среднем положении РПН, используя формулу 10:

$$Z_{T\text{ ср}} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{B\text{ ср}}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} = 138,8625 \text{ Ом}$$

Тогда значение реактивного сопротивления трансформатора возможно определить по формуле:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (13)$$

где  $Z$  – полное сопротивление трансформатора;

$R$  – активное сопротивление трансформатора.

Подставляя в формулу 13 значения полного и активного сопротивлений трансформатора для среднего положения РПН, получим:

$$X_{T\text{ ср}} = \sqrt{138,8625^2 - 7,6705^2} = 138,6505 \text{ Ом}$$

Учитывая, что для величины активного сопротивления, не превышающего 30 процентов от результирующего эквивалентного индуктивного сопротивления, допускается [25] в расчетах периодической составляющей не учитывать величину этого активного сопротивления, в дальнейших расчетах величину индуктивного сопротивления будем считать равной величине полного сопротивления:

$$X_T = Z_T$$

Приведение полученного значения в именованных единицах к его значению в относительных единицах в базисных условиях выполняется по формуле:

$$x_{*T} = X_T \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} \quad (14)$$

Тогда значение реактивного сопротивления трансформатора в относительных единицах будет равно:

$$x_{*T\text{ ср}} = 138,8625 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,1050$$



На этом этапе расчетов необходимо выполнить приведение эквивалентной схемы замещения к более простому виду с введением эквивалентного полного сопротивления.

Полученная схема приведена на рисунке 11.

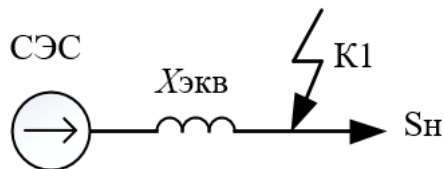


Рисунок 11 - Упрощенная схема замещения

Значением эквивалентного сопротивления будет:

$$x_{*ЭКВ\text{ ср}} = x_{*СЭС} + x_{*Т\text{ ср}} = 0,0083 + 0,1050 = 0,1133 \text{ о. е.}$$

Действующее значение периодической составляющей 3-х фазного тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по формуле:

$$I_{n,o} = \frac{E''_{*б}}{Z_{*ЭКВ}} \cdot I_{б} \quad (15)$$

где  $E''_{*б}$  – сверхпереходная ЭДС, приведенная к базисным условиям, кВ;

$Z_{*ЭКВ}$  – полное эквивалентное сопротивление;

$I_{б}$  – базисный ток в точке КЗ, кА.

Значение ЭДС определяется величиной номинального напряжения блочно-модульных инверторных установок, приведенных к величине высшего напряжения трансформатора через коэффициент трансформации [25]:

$$E''_{*б} = E_{СЭС} \cdot n_{Т} = 10,5 \cdot \frac{11}{115} \approx 1$$

Подставляя в формулу 15 значение полного эквивалентного сопротивления для среднего положения РПН получим искомую величину тока короткого замыкания на шинах высшего напряжения трансформатора:

$$I_{n,o} = \frac{1}{0,1133} \cdot 0,050 = 0,4413 \text{ кА}$$

Ударный ток в месте короткого замыкания вычисляется по следующей формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \quad (16)$$

где  $k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_\vartheta}}$  – ударный коэффициент при соотношении эквивалентного реактивного сопротивления к активному, более 5 раз [24].

Эквивалентная постоянная времени  $T_\vartheta$  при расчете в относительных единицах вычисляется как

$$T_\vartheta = \frac{x_{*\text{ЭКВ}}}{r_{*\text{ЭКВ}}} \quad (17)$$

Подставляя в формулу 16 значение ударного коэффициента получим величину ударного тока на стороне высшего напряжения трансформатора при среднем положении РПН:

$$i_{y \text{ ср}} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,437 = 1,174 \text{ кА}$$

Результаты выполненных расчетов токов короткого замыкания на стороне ВН трансформатора показаны в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчетов токов КЗ ВН

Положение РПН трансформатора	$x_{*T}$ , о.е.	$x_{*\text{ЭКВ}}$ , о.е.	$I_{\text{КЗ}}$ , кА	$i_y$ , кА
Среднее	0,105	0,113	0,441	1,174
Минимальное	0,061	0,069	0,721	1,937
Максимальное	0,148	0,156	0,320	0,859

### 3.2 Расчет токов КЗ на шинах НН подстанции СЭС 10 МВт

Расчет значений токов КЗ на шинах 10 кВ проектируемой подстанции будет основываться на расчетной схеме, представленной на рисунке 12.

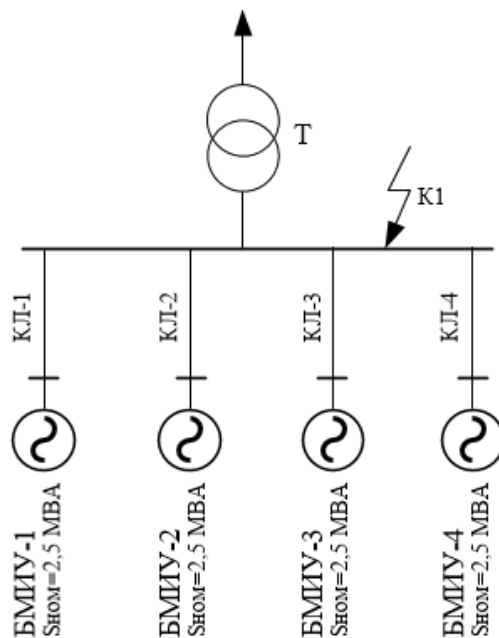


Рисунок 12 - Расчетная схема

При составлении эквивалентной схемы замещения генераторы солнечной электростанции заменяются источниками ЭДС за комплексными сопротивлениями. Кабельные линии заменяются своими активными и реактивными сопротивлениями.

Полученная схема замещения для расчетов токов КЗ на шинах 10 кВ подстанции показана на рисунке 13.

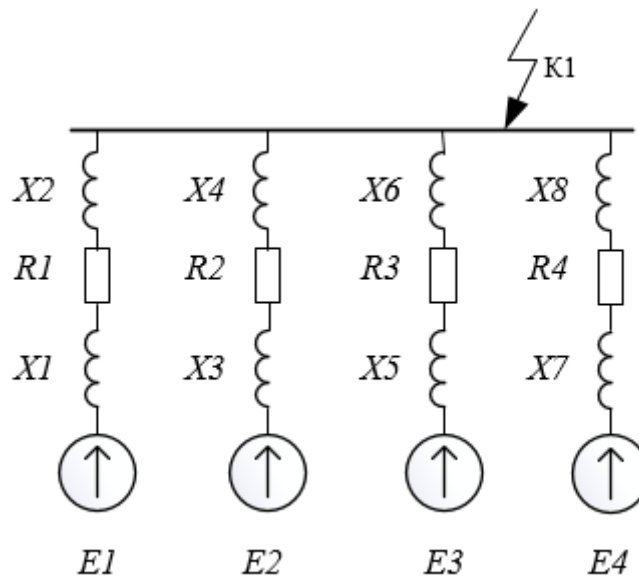


Рисунок 13 - Эквивалентная схема замещения

Определение параметров замещения для кабельной линии зависит как от протяженности КЛ, так и от сечения её кабелей, поэтому сначала необходимо выбрать кабель для передачи мощности от блочно-модульных инверторных установок солнечной электростанции до РУ 10 кВ проектируемой подстанции.

При разработке схемы выдачи мощности электростанции было определено, для передачи вырабатываемой электроэнергии к распределительному устройству 10 кВ трансформаторной подстанции требуется прокладка 4 кабельных линий напряжением 10 кВ и максимальной длиной 350 метров каждая.

Кабельные связи между БМИУ и РУ подстанции в соответствии с требованиями [26] должны выполняться кабелями с изоляцией, не распространяющей горение, поэтому выбран кабель с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу производства ООО «Камский кабель» [27].

Прокладка кабеля от БМИУ до распределительного устройства подстанции предполагается в земле со схемой расположения «треугольник», вплотную.

Максимальная мощность, передаваемая одной блочно-модульной инверторной установкой, согласно данным производителя, приведенным в таблице 2, равна 2800 кВт.

Определение сечения жил кабелей в соответствии с ПУЭ осуществляется по допустимому нагреву. Для этого определяется расчетный ток в линии:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (18)$$

где  $n$  – количество кабельных линий, осуществляющих передачу полной мощности  $S_{\text{max}}$  при номинальном напряжении  $U_{\text{ном}}$ .

$$I_{\text{расч}} = \frac{2800}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 161,84 \text{ А}$$

Значение длительно допустимой токовой нагрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{дон}} = \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k} \quad (19)$$

где  $k_{\text{пер}} = 1,1$  – коэффициент перегрузки для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена [14, п.п. 1.3.6];

$k_{\text{сн}} = 0,93$  – коэффициент снижения;

$k = 1$  – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (14, табл. 1.3.26).

$$I_{\text{дон}} = \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k} = \frac{161,84}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 158,2 \text{ А}$$

В соответствии с каталогом производителя для передачи максимальной токовой нагрузки принимаем кабель АПвПу 3х(1х50/16-10), где: А – Алюминиевая круглая токопроводящая жила; Пв – изоляция из сшитого полиэтилена; Пу – материал оболочки – полиэтилен, увеличенной толщины; 3 – количество кабелей; 1 – число жил в кабеле; 50 – сечение жилы, мм<sup>2</sup>; 16 – сечение экрана из медных проволок, мм<sup>2</sup>; 10 – номинальное напряжение, кВ.

В качестве базисного напряжения для расчета токов короткого замыкания на шинах распределительного устройства 10 кВ подстанции принято значение среднего напряжения 10,5 кВ:

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}$$

За базисную мощность принята номинальная мощность трансформатора:

$$S_6 = S_{\text{ном. Т}} = 10 \text{ МВА}$$

Значение базисного тока в точке короткого замыкания  $K_1$  определим по формуле 6:

$$I_6 = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,550 \text{ кА}$$

Для определения значения индуктивного сопротивления генераторов солнечной электростанции в именованных единицах воспользуемся формулой 7:

$$X_1 = \frac{10,5^2}{2,5} = 44,1 \text{ Ом}$$

Значения активного и индуктивного сопротивлений кабельной линии вычисляются по формулам:

$$R_{\text{КЛ}} = R_{\text{уд}} \cdot l_{\text{КЛ}} \quad (21)$$

$$X_{\text{КЛ}} = X_{\text{уд}} \cdot l_{\text{КЛ}} \quad (22)$$

$$R_1 = 0,641 \cdot 0,35 = 0,2244 \text{ Ом}$$

$$X_2 = 0,126 \cdot 0,35 = 0,0441 \text{ Ом}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке  $K_1$  необходимо привести эквивалентную схему замещения к более простому виду. Выполним замену активных и реактивных сопротивлений в ветвях кабельных линий на полные сопротивления, получим схему, показанную на рисунке 14.

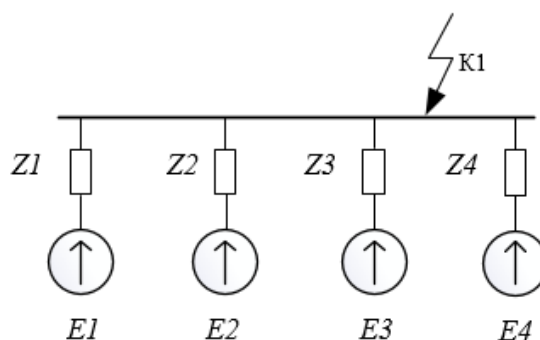


Рисунок 14 - Упрощенная эквивалентная схема замещения

Значение полного сопротивления ветви рассчитывается по формуле:

$$Z_1 = \sqrt{R_1^2 + (X_1 + X_2)^2} \quad (23)$$

$$Z_1 = \sqrt{0,2244^2 + (44,1 + 0,0441)^2} = 44,14 \text{ Ом}$$

Замена двух параллельных ветвей источников ЭДС на эквивалентное значение ЭДС выполняется по формуле:

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_1 \cdot Z_1 + E_2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (24)$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{10,5 \cdot 44,14 + 10,5 \cdot 44,14}{44,14 + 44,14} = 10,5 \text{ кВ}$$

Аналогичное значение будет и для значения эквивалентного ЭДС оставшихся ветвей.

Приведение полученного значения в именованных единицах к его значению в относительных единицах в базисных условиях выполним по формуле 8:

$$z_{*1} = 44,14 \cdot \frac{10}{10,5^2} = 4 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное полное сопротивление:

$$z_{*\text{ЭКВ}} = \frac{z_{*1}}{4} = \frac{4}{4} = 1 \text{ о. е.}$$

Подставляя в формулу 15 полученные значения, определим действующее значение периодической составляющей 3-х фазного тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{n,o} = \frac{E''_{*\delta}}{Z_{*\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{1} \cdot 0,550 = 0,550 \text{ кА}$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции определим по формуле 16:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,550 = 1,478 \text{ кА.}$$

На основе выполненных расчетов можно сделать вывод о том, что ток короткого замыкания в режиме выдачи мощности солнечной электростанции в сеть 110 кВ не окажет существенного влияния на токораспределение прилегающей сети.



## **4 Выбор основного силового оборудования солнечной электростанции 10 МВт**

Основное силовое оборудование проектируемой подстанции выбирается для работы в продолжительном эксплуатационном режиме, для этого определяются параметры длительной работы оборудования в нормальном режиме, и осуществляется проверка по устойчивости к токам коротких замыканий.

В связи с применением блочной схемы распределительного устройства высшего напряжения подстанции и блочной комплектной трансформаторной подстанции напряжением 110 кВ, перед определением параметров силового оборудования необходимо «выбрать соответствующее комплектное оборудование, выявить его составные элементы и только после этого произвести проверку типового и остального оборудования по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ» [36].

### **4.1 Выбор электрооборудования РУ ВН**

Открытое распределительное устройство высшего напряжения проектируемой блочно-модульной подстанции состоит из ячеек, которые комплектуются типовыми блоками высокой заводской готовности.

Для принятой схемы 110-3Н «Блок (линия - трансформатор) с выключателем» такими блоками будут (на примере КТПБ производства ОАО «Электроцит Самара»):

1. Блок приема ВЛ 110 кВ;
2. Блок разъединителя трехполюсного 110 кВ с двумя заземляющими ножами;
3. Блок трансформаторов тока 110 кВ;
4. Блок колонкового выключателя 110 кВ;

5. Блок опорных изоляторов с ограничителями перенапряжения 110 кВ;
6. Блок трансформаторов напряжения;
7. Блок заземлителя нейтрали трансформатора.

Определим расчетные рабочие токи присоединений высшего напряжения проектируемой подстанции:

$$I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (25)$$

$$I_{раб} = \frac{10000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 52 \text{ A}$$

Выбор выключателя производится по номинальному значению напряжения сети  $U_{ном}$ , номинальному току выключателя  $I_{ном}$ , по способности выключателя отключать симметричный ток  $I_{n,\tau}$  и аperiodическую составляющую тока КЗ  $i_{a,\tau}$ . Предварительно выбранный выключатель проверяется на электродинамическую и термическую стойкость.

Выбираем в качестве выключателя высокого напряжения 110 кВ выключатель элегазовый колонковый ЛТВ 145D1/В, производства ООО «Энергопром», разработанный концерном АВВ [37].

Рассчитаем величину необходимого тока отключения аperiodической составляющей тока КЗ, принимая значение времени от момента возникновения КЗ до отключения выключателя с учетом минимального времени срабатывания релейной защиты:

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с.}$$

Подставляя значения в формулу 16, получим:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,72 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 0,31 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} \quad (26)$$

где  $\beta_{нор}$  – величина содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, определяемая по справочным данным производителя.

$$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22,56 \text{ кА}$$

Далее выполним проверку выбранного выключателя по условию термической стойкости.

Рассчитаем величину теплового импульса при времени протекания тока по формуле:

$$B_{к.выкл} = I_T^2 \cdot t_{откл} \quad (27)$$

где  $I_T$  – ток термической стойкости выключателя;

$t_{откл} = t_{рз} + t_{нев.откл} = 0,01 + 0,040 = 0,05 \text{ с}$  – время протекания тока короткого замыкания, складывающееся из минимального времени срабатывания оборудования релейной защиты и собственного времени отключения выключателя.

$$B_{к.расч} = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (0,72 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 0,04 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

$$B_{к.выкл} = I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 80 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Все проверки закончились успешно, полученные результаты для удобства запишем в таблицу 9.

Таблица 9 - Результаты проверки соответствия выключателя

Выключатель LTB 145 D1/B УЗ		
Расчетная величина	Справочные данные	Условия соответствия
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 52 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 0,72 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а,т} = 0,31 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,56 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$
$i_{уд} = 1,94 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{к.расч} = 0,04 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.выкл} = 80 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{красч} \leq B_{квыкл}$

В качестве разъединителя напряжения 110 кВ принимаем разъединитель с двумя заземлителями РГП.2а-110/1000 УХЛ1 [38] на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток 1000 А, с электродвигательным приводом ПД14 УХЛ1 для главных и ручным приводом типа ПРГ 6 УХЛ1 для заземляющих ножей.

Расчетные величины для рабочего тока и теплового импульса взяты из расчета для выбора выключателя 110 кВ.

Определим величину термической стойкости разъединителя (время протекания тока будет равно времени отключения выключателя):

$$B_{к.раз} = I_T^2 \cdot t_{откл} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 49,61 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Все проверки разъединителя закончились успешно, полученные результаты для удобства запишем в таблицу 10.

Таблица 10 - Результаты проверки соответствия разъединителя

Разъединитель РГП.2а-110/1000 УХЛ1		
Расчетная величина	Справочные данные	Условия соответствия
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 52 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 10

$i_{уд} = 1,94 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{к,расч} = 0,04 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к,раз} = 49,61 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к,расч} \leq B_{к,раз}$

В качестве трансформатора тока для распределительного устройства 110 кВ проектируемой подстанции принимаем ТРГ-УЭТМ-110 [39] на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток в первичной обмотке 60 А, во вторичной обмотке – 5 А, с классом точности вторичных обмоток 0,5/5P/5P/5P.

Определим величину термической стойкости трансформатора тока (время протекания тока будет равно времени отключения выключателя):

$$B_{к,тт} = I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 80 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Все проверки трансформатора тока закончились успешно, полученные результаты для удобства запишем в таблицу 11.

Таблица 11 - Результаты проверки соответствия трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110		
Расчетная величина	Справочные данные	Условия соответствия
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 52 \text{ А}$	$I_{1ном} = 60 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{1ном}$
$i_{уд} = 1,94 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ А}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к,расч} = 0,04 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{кТТ} = 80 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к,расч} \leq B_{кТТ}$

Оборудование, предусматриваемое для установки на распределительном устройстве 110 кВ подстанции, удовлетворяет всем условиям выбора.

## 4.2 Выбор электрооборудования РУ НН

В соответствии с принятой схемой распределительного устройства 10 кВ «одна несекционированная система сборных шин» выбираем комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10 типа К70 производства ОАО «Электрощит Самара» [40]. Основные характеристики выбранного КРУ запишем в таблицу 12.

Таблица 12 - Характеристика КРУ-СЭЩ-70-10

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	630
Номинальный ток сборных шин, А	1000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20
Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ
Тип трансформатора тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Тип трансформатора напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10
Трансформатор тока нулевой последовательности	ТЗЛК(Р)-СЭЩ
Тип ограничителя перенапряжения	ТЛС-СЭЩ

Определим количество шкафов КРУ, учитывая схему распределительного устройства:

- ячейка КРУ шинного ввода с выключателем – 1 шт.;
- ячейка КРУ отходящей кабельной линии – 4 шт.;
- ячейка КРУ трансформатора напряжения – 1 шт.;
- ячейка КРУ с трансформатором собственных нужд – 1 шт.

По формуле 25 определим расчетные рабочие токи стороны 10 киловольт трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А}$$

В качестве выключателей принимаем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630У2 [41].

Рассчитаем величину необходимого тока отключения аperiodической составляющей тока КЗ по формуле 16:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,55 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 0,2 \text{ кА}$$

Учитывая, что начальное действующее значение аperiodической составляющей выключателя равно 40 %, по формуле 26 рассчитаем ток отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

Выполним проверку выбранного выключателя по условию термической стойкости. Рассчитаем величину теплового импульса при времени протекания тока  $t_{откл} = t_{рз} + t_{нв.откл} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$ :

$$B_{к.расч} = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (0,55 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,04 + 0,03) = 0,02 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

$$B_{к.выкл} = I_T^2 \cdot t_{откл} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,04 = 16 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Все проверки закончились успешно, полученные результаты для удобства запишем в таблицу 13.

Таблица 13 - Результаты проверки соответствия выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЦ-П7-10-20/630У2		
Расчетная величина	Справочные данные	Условия соответствия
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 578 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{n,\tau} = 0,55 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном}$
$i_{a,\tau} = 0,2 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$
$i_{уд} = 1,48 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{к.расч} = 0,02 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.выкл} = 16 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

Далее выполним проверку трансформатора тока, устанавливаемого в вводной ячейке (как наиболее нагруженного) на соответствие требуемым расчетным данным.

В качестве трансформаторов тока для вводной ячейки КРУ проектируемой подстанции принимаем измерительный трансформатор тока опорный ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2S/0,5/5P-5/10/10-600/5 У2 [42] на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток в первичной обмотке 600 А, вторичной обмотки – 5 А, с классом точности вторичных обмоток 0,2S/0,5/5P.

Расчетные величины для рабочего тока и теплового импульса стойкости взяты из расчета для выбора выключателя 10 кВ трансформатора.

Определим величину термической стойкости трансформатора тока (время протекания тока будет равно времени отключения выключателя):

$$B_{к.тт} = I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,04 = 64 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ c}$$

Работа трансформатора тока в заданном классе точности возможна при соблюдении условия:

$$0,25S_{2 \text{ ном.}} \leq S_{2 \text{ расч.}} \leq S_{2 \text{ ном.}} \quad (28)$$

где  $S_{2 \text{ ном.}} = 10 \text{ ВА}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки, определяемая по типовому значению, указанному производителем.

Рассчитаем допустимую нагрузку во вторичных цепях трансформатора тока, пренебрегая индуктивным сопротивлением вторичных цепей:

$$R_{2 \text{ ном.}} = \frac{S_{2 \text{ ном.}}}{I_2^2} \quad (29)$$

где  $I_2$  – номинальный ток во вторичной обмотке.

$$R_{2 \text{ ном.}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление приборов для вторичной обмотки трансформатора тока точностью 0,2S, как наиболее нагруженной (счетчик



коммерческого учёта электроэнергии СЭТ-4ТМ.03.01 с потребляемой мощностью 0,5 ВА):

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Определим сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (30)$$

где  $l_p = \sqrt{3} \cdot 6$  м – расчетная длина провода, при включении счетчика в «неполную» звезду;

$\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$  – удельное сопротивление проводов с медными жилами;

$R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов.

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом}$$

Подставим значения в формулу 30:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,33} = 0,55 \text{ мм}^2$$

Для монтажа вторичных цепей трансформатора тока, как правило, применяются медные провода, поэтому для соединения керна трансформатора тока с классом точности 0,2S (по условию соблюдения метрологического класса точности) и измерительных приборов будем использовать провода с медными жилами сечением  $s = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Из формулы 30 определим новое значение сопротивление кабеля:

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l_p}{s} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{2,5} = 0,07 \text{ Ом}$$

Фактическая нагрузка вторичной обмотки:

$$S_{\text{факт}} = S_{\text{приб}} + I_2^2 \cdot (R_{\text{каб}} + R_{\text{к}}) \quad (31)$$

$$S_{\text{факт}} = 0,5 + 5^2 \cdot (0,07 + 0,05) = 3,5 \text{ ВА}$$

Условие работы трансформатора тока с требуемой точностью выполняется, применение догрузочных резисторов не требуется:

$$0,25 \cdot 10 \text{ ВА} \leq 3,5 \text{ ВА} \leq 10 \text{ ВА}$$

Результаты проверки соответствия выбранного трансформатора тока указаны в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты проверки соответствия трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-01-0,2S/0,5/5P-5/10/10-600/5 У2		
Расчетная величина	Справочные данные	Условия соответствия
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 578 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 1,48 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ А}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 0,02 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{кТТ}} = 64 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} \leq B_{\text{кТТ}}$

В качестве трансформатора напряжения КРУ выбран антирезонансный трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЦ-10-1.

Проверим соответствие номинальной мощности вторичных цепей значению расчетной нагрузки ТН. По справочным данным [43] выбираем среднее значение номинальной мощности вторичных цепей в классе точности 0,5, равное 75 ВА.

К вторичной обмотке ТН с классом точности 0,2 будут подключаются многофункциональные счетчики активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ, установленные в каждой ячейке КРУ.

$$S_{ном} = n \cdot S_{приб.} = 7 \cdot 0,8 = 5,6 \text{ ВА}$$

К вторичной обмотке ТН с классом точности 0,5 будут подключены щитовой измерительный прибор ЩМ-120 и многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2.

$$S_{ном} = n \cdot S_{приб.} = 7 \cdot (0,5 + 0,5) = 7 \text{ ВА}$$

Мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения, не вызывает перегрузки ТН.

## **5 Выбор релейной защиты и автоматики подстанции СЭС 10 МВт**

Наиболее современной релейной защитой и автоматикой подстанционных элементов является оборудование, построенное на базе микропроцессорных (МП) устройств РЗА.

Использование МП техники в устройствах РЗА дает существенные преимущества, такие как:

- в одном устройстве существует возможность осуществления как функции РЗА, так и регистрации процессов (осциллографирование);
- реализация новых принципов действия, а также улучшенных характеристик при использовании традиционных принципов действия;
- удобство при наладке и эксплуатации;
- высокий коэффициент готовности;
- наличие систем самодиагностики, функционального или тестового контроля;
- разнообразные интерфейсы связи человек-машина приближают микропроцессорные устройства к пользователю и позволяют интегрировать МП устройства РЗА в АСУ ТП подстанции;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям постоянного и переменного тока, переменного напряжения.

### **5.1 Выбор РЗА трансформатора 110 кВ**

Для защиты силового трансформатора предусматриваются:

- дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) – основная защита трансформатора от всех видов коротких замыканий [14, п.п.3.2.54];
- газовая защита (ГЗ) от повреждений внутри бака и понижения уровня масла, согласно [14, п. 3.2.53];
- газовая защита устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН);
- токовая отсечка (ТО) в составе резервной защиты трансформатора от внутренних повреждений;

- максимальную токовую защиту (МТЗ) с пуском по напряжению в составе резервной защиты трансформатора для защиты от внешних токов КЗ [14, п. 3.2.59];

- МТЗ с действием на сигнал для защиты от перегрузки трансформатора [14, п. 3.2.69].

Дополнительно устанавливаются следующие устройства РЗА: терминал автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ), терминал автоматики управления выключателем (АУВ) на стороне 110 кВ с устройством резервирования отказа выключателя.

## **5.2 Выбор РЗА оборудования КРУ 10 кВ**

Ниже приведен требуемый объем функций РЗА для элементов 10 кВ.

На вводе 10 кВ предусматривается выполнение следующих защит и устройств:

- максимальная токовая защита,
- логическая защита шин (ЛЗШ),
- защита от повышенного (ЗПН) и от пониженного напряжения (ЗМН),
- однократное АПВ.

На шинах 10 кВ должна быть предусмотрена:

- логическая защита шин (ЛЗШ),
- защита минимального напряжения (ЗМН).

На отходящей кабельной линии предусматривается:

- максимальная токовая защита,
- токовая отсечка,
- защита от перегрузки (на ТСН),
- защита от однофазных замыканий на землю.

В соответствии с требованиями [36, п. 9.14.4] для каждой ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ подстанции

устанавливается дуговая защита и устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) для кабельных линий 10 кВ не предусматривается в соответствии с требованиями [14, п.п. 3.3.2].

Дуговая защита предназначена для быстрого (без выдержки времени) отключения поврежденного элемента комплектного распределительного устройства, при возникновении в нем дугового короткого замыкания, которое определяется по характерной вспышке при помощи специальных светочувствительных датчиков.

Датчики дуговой защиты располагаются во всех изолированных отсеках распределительного устройства:

- отсеки подключения,
- отсеки выключателей,
- отсеки сборных шин.

Для исключения неселективного действия дуговой защиты при неисправности светочувствительных датчиков отключение происходит с контролем тока, т. е. только при наличии пуска МТЗ кабельных линий 10 кВ.

Логическая защита шин (ЛЗШ) предназначена для быстрого отключения вводного выключателя при повреждении на шинах и срабатывает при возникновении аварийного тока вводного выключателя без срабатывания токовых защит кабельных линий.

### **5.3 Расчет защит кабельных линий КРУ 10 кВ**

Согласно нормативно-технической документации [14, п.п. 3.2.93] кабельные линии 10 кВ с односторонним питанием должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая ступень – в виде максимальной токовой защиты.

Для обеспечения требования селективности срабатывания релейной защиты КЛ, установленной в КРУ подстанции, необходимо выполнить отстройку от действия защит кабельной линии на стороне солнечной электростанции.

Токовая отсечка блочно-модульной инверторной установки отстраивается от тока короткого замыкания за трансформатором блочно-модульной инверторной установки.

Ток короткого замыкания на ступени напряжения 10 кВ БМИУ ограничен максимальным током инвертора, приведенному к соответствующей ступени напряжения.

Значение срабатывания токовой отсечки:

$$I_{сз \text{ БМИУ}} = K_H \cdot I_{КЗ \text{ ВН БМИУ}}^{(3)} \quad (32)$$

где  $K_H = 1,1$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифрового реле;

$I_{КЗ \text{ ВН БМИУ}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ на выходе инвертора, указан в таблице 2.

$$I_{сз \text{ БМИУ}} = 1,1 \cdot 148 = 162,8 \text{ А}$$

Уставку первичного тока срабатывания токовой отсечки БМИУ принимаем равной 163 А.

Вторичный ток срабатывания токовой отсечки БМИУ:

$$I_{ср \text{ ТО}} = \frac{K_{СХ}}{K_{ТТ}} \cdot I_{сз \text{ БМИУ}} \quad (33)$$

$$I_{ср \text{ ТО}} = \frac{1}{40} \cdot 163 = 4 \text{ А}$$

Полученное значение вторичного тока срабатывания соответствует допустимому диапазону уставок по току  $(0,25 \div 40) I_{НОМ}$  при номинальном значении вторичного тока ТТ, равном 5 А.

Выдержку времени срабатывания ТО принимаем равной 0 секунд.

Проверка коэффициента чувствительности определяется по отношению к току двухфазного КЗ по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,5 \quad (34)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по току трехфазного КЗ формулой:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (35)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 0,55 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,475 \text{ кА}$$

Тогда по формуле 34:

$$K_{\text{ч}} = \frac{475}{163} = 2,9 > 1,5$$

Условие чувствительности защиты выполняется.

Токовая отсечка с выдержкой времени отходящих линий в КРУ отстраивается от мгновенной токовой отсечки БМИУ и определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{сз БМИУ}} \quad (36)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,1 \cdot 163 = 179,3 \text{ А}$$

Уставку ТО с выдержкой времени принимаем равной 180 А.

Вторичный ток срабатывания токовой отсечки по формуле 33:

$$I_{\text{ср то}} = \frac{1}{40} \cdot 180 = 4,5 \text{ А}$$

Время срабатывания ТО с выдержкой времени определяем по формуле:

$$t_{\text{кл}} = t_{\text{БМИУ}} + \Delta t \quad (37)$$

где  $t_{\text{БМИУ}}$  – время срабатывания токовой отсечки БМИУ;

$\Delta t = 0,2 \text{ с}$  – время отстройки от времени токовой отсечки БМИУ.

$$t_{\text{кл}} = 0 + 0,2 = 0,2 \text{ с}$$

Согласно указаниям по расчету защит [37] для обеспечения селективности действия МТЗ необходимо согласование защиты кабельных линий с токовыми защитами предыдущих присоединений.



Поэтому сначала будет выполнен расчет МТЗ инверторной установки солнечной электростанции, которая отстраивается от номинального тока присоединения:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (38)$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток блочно-модульной инверторной установки;

$K_H = 1,1$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

Так как мощность всех БМИУ одинакова и составляет 2500 кВт расчет уставок РЗА выполняется для одной инверторной установки.

Определим по формуле 25 первичный ток на стороне напряжения 10кВ защищаемой БМИУ, соответствующий его номинальной мощности:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5 \text{ А}$$

Принимаем для установки трансформатор тока с коэффициентом трансформации  $I_{сз} = 200/5$ .

Подставляя значения в формулу 38, получим:

$$I_{сз \text{ МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 144,5}{0,95} = 167,3 \text{ А}$$

Так как токовая отсечка принята в качестве основной защиты КЛ, максимальная токовая защита будет выполнять функцию дальнего резервирования ТО, поэтому уставку МТЗ блочно-модульной инверторной установки принимаем равной 183 А.

Такое же значение принимаем для уставки максимальной токовой защиты отходящей кабельной линии от РУ 10 кВ проектируемой подстанции, так как селективность МТЗ будет обеспечиваться с помощью выдержки времени.

Вторичный ток срабатывания МТЗ определим по формуле 33:

$$I_{\text{ср мтз}} = \frac{1}{40} \cdot 183 = 4,6 \text{ А}$$

Для проверки коэффициента чувствительности МТЗ к току двухфазного КЗ (минимальный режим) используется формула:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,5 \quad (39)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по току трехфазного КЗ формулой:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (40)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 0,55 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,475 \text{ кА}$$

Тогда по формуле 39:

$$K_{\text{ч мтз}} = \frac{475}{183} = 2,6 > 1,5$$

Условие чувствительности защиты выполняется.

Время срабатывания максимальной токовой защиты на стороне блочно-модульной инверторной установки принимается равным 0,3 секунды.

Время срабатывания МТЗ ячейки КРУ 10 кВ определяется выражением:

$$t_{\text{кл}} = t_{\text{БМИУ}} + \Delta t \quad (41)$$

где  $t_{\text{БМИУ}} = 0,3 \text{ с}$  – время срабатывания МТЗ на стороне блочно-модульной инверторной установки;

$\Delta t = 0,2 \text{ с}$  – время отстройки от времени МТЗ БМИУ при использовании инверсной времятоковой характеристики;

$$t_{\text{кл}} = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с}$$

Уставку времени срабатывания МТЗ отходящей от РУ кабельной линии принимаем равной 0,5 секунды.

Защита от замыкания на землю выбирается по условию отстройки от собственного емкостного тока защищаемой КЛ и отстраивается от максимального емкостного тока кабеля:

$$I_{сз} = K_n \cdot K_{бр} \cdot 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{уд} \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (42)$$

где  $K_n = 1,1$  – коэффициент надежности;

$K_{бр} = 1,5$  – коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения однофазного замыкания на землю, а также способность реле отреагировать на него;

$U_{ном}$  – фазное напряжение сети;

$\omega = 314$  рад/с – круговая частота сети;

$C_{уд} = 0,23$  мкФ/км – удельная емкость одной фазы сети относительно земли (для кабеля АПвПу 1х50/16-10);

$L = 0,35$  км – общая длина линии.

Подставляя значения в формулу 42, получим:

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 314 \cdot 0,23 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3} = 0,8 \text{ А}$$

Уставка по времени защиты от однофазного замыкания на землю принимается равной 9 секунд с действием на сигнал.

## **6 Защита от перенапряжения и ПУМ**

Перенапряжения по своему виду разделяются на атмосферные (внешние по отношению к электроустановке) и коммутационные (внутренние, связанные с изменением режима работы).

Возникновение атмосферных перенапряжений связано с погодными условиями, при которых происходит удар молнии в электроустановку или наведение перенапряжения в линиях при ударе молнии вблизи подстанции.

Атмосферные перенапряжения по большей части являются случайной величиной, вероятность возникновения которой определяется по статистическим метеорологическим данным наблюдения за природой.

Внутренние перенапряжения связаны с коммутацией силового оборудования или резким изменением режима работы электроустановки в результате отключения ненагруженных линий, однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, возникновения резонансных явлений и др.

Для защиты трансформатора от внутренних перенапряжений, связанных с коммутацией выключателя, перед трансформатором устанавливается ограничитель перенапряжения в соответствии с принятой схемой ОРУ высшего напряжения подстанции.

Основными защитными средствами от внешних перенапряжений для открытых распределительных устройств электроустановок являются стержневые или тросовые молниеотводы, соединенные с заземлителем электроустановки для обеспечения стекания заряда молнии в землю.

Для защиты оборудования, установленного на ОРУ подстанции устанавливаются стержневые молниеотводы. Допускается установка стержневого молниеотвода на конструкции линейного портала ОРУ, так как в этом случае требуется меньше металла на изготовление молниеотвода.

Для выполнения молниезащиты проектируемой подстанции применяется двойной стержневой молниеотвод, радиус зоны защиты которого определяется по расчетной формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (43)$$

где  $h$  – высота молниеотвода,

$h_x$  – высота защищаемого объекта,

$h_a$  – активная высота защищаемого объекта,

$p = 1$  – коэффициент для разных высот молниеотводов.

В качестве стержневых молниеотводов принимаются молниеотвод на портале ввода ВЛ, высотой 20 метров и устанавливаемая на территории ОРУ подстанции прожекторная мачта ПМС-24 высотой 24 метра.

Расстояние между молниеотводами, определенное по плану подстанции, составляет 30 метров.

В качестве высоты защищаемого объекта принимаем максимальную высоту блока опорных изоляторов Б110-77/2-П, равную 6,7 метра с небольшим запасом для ошиновки ОРУ.

Определим активную высоту молниеотвода по формуле:

$$h_a = h - h_x \quad (44)$$

$$h_{a1} = 24 - 8 = 16 \text{ м.}$$

$$h_{a2} = 20 - 8 = 12 \text{ м.}$$

Подставляя значения в формулу 43, получим:

$$r_{x1} = \frac{1,6 \cdot 16}{1 + \frac{8}{24}} \cdot 1 = 19,2 \text{ м.}$$

$$r_{x2} = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{8}{20}} \cdot 1 = 13,71 \text{ м.}$$

Полученная зона защиты молниеотводов показана на рисунке 15.

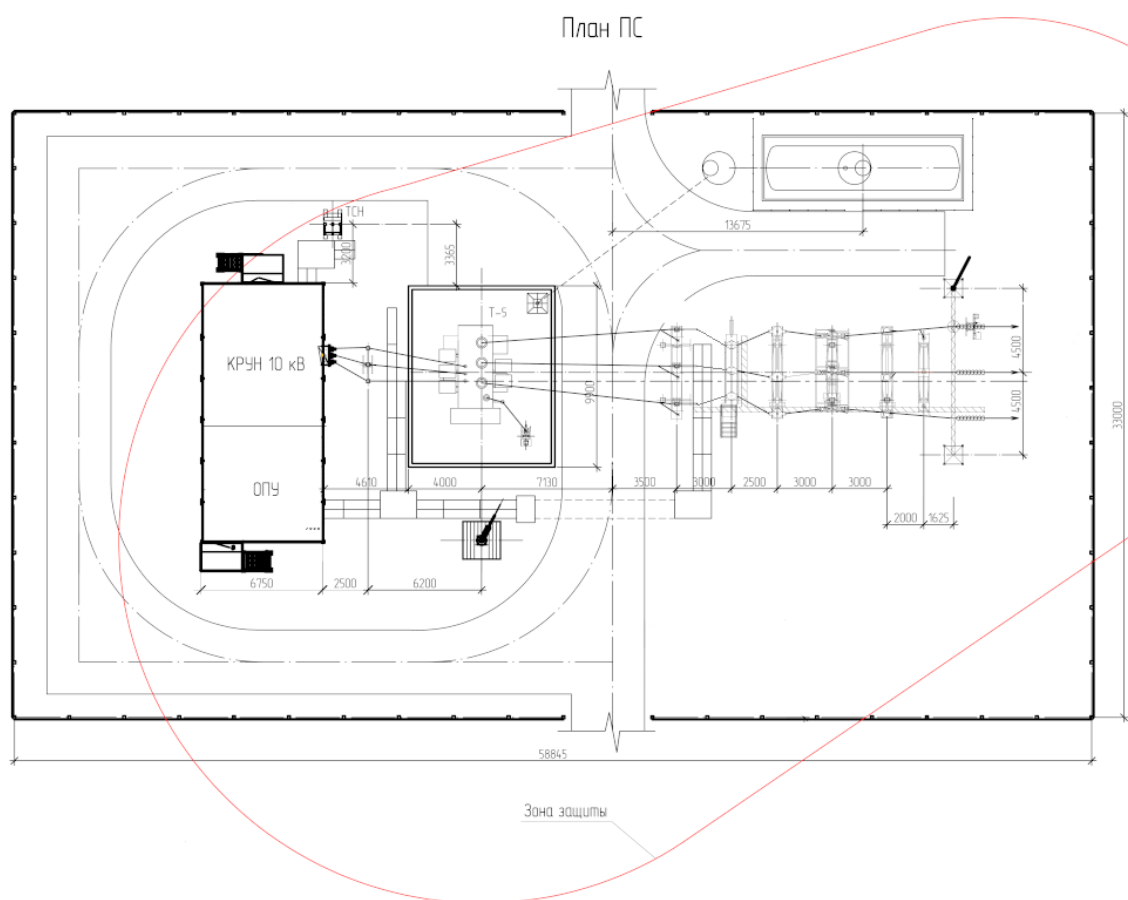


Рисунок 15 – Зона молниезащиты подстанции

## 7 Расчет заземления зданий и сооружений подстанции СЭС 10 МВт

Заземляющее устройство подстанции проектируется по норме на допустимое сопротивление растеканию.

Сопротивление заземляющего устройства электроустановок выше 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей (14, п.1.7.90).

Заземляющее устройство проектируемой подстанции предусматривается вертикальными электродами из трубы диаметром 40 мм и горизонтальными заземлителями сечением 4х40 мм, объединенными между собой в заземляющую сетку.

Конструктивные параметры искусственного заземлителя, при которых заземляющее устройство удовлетворяет указанным требованиям электробезопасности, определяются расчетом.

В качестве исходных данных для расчета принимаются:

- удельное сопротивление грунта  $r = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,
- длина вертикальных электродов  $l = 3 \text{ м}$ ,
- глубина заложения горизонтальных заземлителей  $t = 0,7 \text{ м}$ .

Перед выполнением расчета необходимо вычислить расчетное удельное сопротивление грунта, с учетом повышающих коэффициентов для горизонтальных и вертикальных электродов.

Для третьей климатической зоны получим:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{в}} = 50 \cdot 1,4 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{г}} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию зарядов одного вертикального электрода определяется формулой:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{в}}}{l} \cdot \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) \quad (45)$$

где  $\rho_B$  – расчетная удельная величина сопротивления грунта для вертикальных электродов,

$l$  – длина вертикального электрода,

$d$  – диаметр электрода,

$t'$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода.

$$t' = t + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ м.}$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 70}{3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 19,88 \text{ Ом}$$

Пренебрегая в первом приближении взаимным экранированием вертикальных стержней, определяем их ориентировочное число:

$$n' = \frac{r_B}{R_3} = \frac{19,88}{0,5} \approx 40 \text{ шт.}$$

Принимаем расположение вертикальных электродов по контуру трансформаторной подстанции.

Для отношения расстояния между электродами 6 метров к длине электрода 3 метра и количестве электродов, равном 40 штук, находим значение коэффициента использования вертикальных заземлителей:

$$\eta_B = 0,58$$

Тогда уточненное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{n'}{\eta_B} = \frac{40}{0,58} = 69 \text{ шт}$$

Длина соединительной полосы горизонтального заземлителя:

$$l_r = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 6 \cdot 69 = 435 \text{ м.}$$

Сопротивление растеканию тока для горизонтального проводника:

$$r_r = \frac{0,366 \cdot \rho_r}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (46)$$



$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 100}{435} \cdot \lg \frac{2 \cdot 435^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,6 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление растеканию тока заземлителя с учетом коэффициентов использования:

$$R'_3 = \frac{1}{\frac{\eta_{\Gamma}}{r_{\Gamma}} + \frac{n \cdot \eta_{\text{В}}}{r_{\text{В}}}} \quad (47)$$

$$R'_3 = \frac{1}{\frac{0,26}{0,6} + \frac{69 \cdot 0,58}{19,88}} = \frac{1}{2,45} = 0,4 \text{ Ом}$$

Полученное значение соответствует условию  $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$ .

В модульном здании распределительного устройства 10 кВ подстанции предусматривается внутренний контур заземляющего устройства и обеспечивается его подключение к рассматриваемому внешнему заземляющему устройству подстанции. Заземляющее устройство здания КРУ 10 кВ будет закрепляться к стене на пластины, и выводиться к внешнему контуру не менее, чем в двух местах, исходя из конфигурации здания.

Заземлители отдельно стоящего молниеотвода выполняются комбинированными, состоящими из двух вертикальных электродов (сталь круглая диаметром 18 мм и длиной 5 м), соединенных горизонтальным заземляющим устройством (полоса стальная 5x40) на глубине 0,7м от поверхности земли.

Молниеприемник будет соединен с заземляющим устройством так, чтобы обеспечивать растекание тока молнии в двух направлениях.

## 8 Выбор АСУ ТП солнечной электростанции 10 МВт

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом предназначен для комплексной автоматизации процесса управления электростанцией и прилегающей сетью на базе современных программно-технических средств и телекоммуникационного оборудования для обеспечения максимальной эффективности передачи, преобразования и распределения электроэнергии.

Целями создания автоматизированной системы являются:

- повышение надежности и эффективности систем управления благодаря использованию новых возможностей, предоставляемых микропроцессорной техникой в нормальных и аварийных режимах;
- повышение информационной оснащенности эксплуатационного персонала в процессе ведения нормального режима, а также при возникновении и анализе аварийных событий;
- повышение степени автоматизации оперативного управления;
- снижение затрат на эксплуатационное обслуживание оборудования и его систем управления;
- сокращение числа аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала.

Автоматизированная система управления оборудованием проектируемой подстанции неразрывно связана с системой управления оборудованием солнечной электростанции и выполняется на одних и тех же программно-технических средствах.

Функции, выполняемые автоматизированной системой, условно разделяются на две группы – технологические и общесистемные.

К основным технологическим функциям автоматизированной системы в части оборудования подстанции относятся:

- сбор и обработка сигналов аналоговой информации;
- сбор и обработка сигналов дискретной информации;

- сбор сигналов технологической предупредительной и аварийной сигнализации;
- управление коммутационной аппаратурой подстанции;
- интеграция и контроль работы систем РЗА подстанции;
- передача информации в автоматизированные рабочие места оперативного персонала подстанции и вышестоящие диспетчерские центры.

Для выполнения указанных функций в автоматизированную систему подстанции должны быть интегрированы смежные информационные системы, к которым относятся:

- оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА);
- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- система охранно-пожарной сигнализации.

Таким образом, исходя из состава функций АСУ ТП подстанции выделяются три функциональных уровня автоматизированной системы:

1. уровень сбора и первичной обработки информации (нижний уровень);
2. уровень внутрисистемного взаимодействия между компонентами автоматизированной системы (средний уровень);
3. уровень визуализации данных и передачи в АРМ пользователей и удаленные диспетчерские центры (верхний уровень).

Нижний уровень автоматизированной системы предназначен для решения задач сбора и первичной обработки аналоговой и дискретной информации.

К источникам технологической информации для сбора и обработки на нижнем уровне являются:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- блок-контакты положения коммутационных аппаратов;
- контакты выходных реле цифровых устройств РЗА;

- микропроцессорные устройства локальных систем контроля и управления основного оборудования электростанции;
- системы мониторинга источников бесперебойного питания.

Аппаратно нижний уровень образуют многофункциональные измерительные преобразователи (датчики электрических параметров) и датчики метеостанции.

Источниками аналоговой информации по электрооборудованию являются сигналы, получаемые от измерительных трансформаторов тока с номинальным выходным током 5 А, и сигналы, получаемые от измерительных трансформаторов напряжения с номинальным выходным напряжением 100 В.

Указанные сигналы относятся к информации о режимных параметрах и вводятся в АСУ ТП через многофункциональные измерительные преобразователи.

В качестве многофункционального измерительного преобразователя выбран преобразователь ЭНИП-2 [38] производства ООО «Инженерный центр „Энергосервис“», имеющий два резервируемых порта связи с вышестоящим уровнем.

Источниками дискретных сигналов событий (ТС) являются концевые выключатели и блок-контакты силовых коммутационных аппаратов, а так же контакты выходных реле системы РЗА.

В соответствии с требованиями к функции технологической предупредительной и аварийной сигнализации источниками дискретных аварийно-предупредительных сигналов (АПТС) приняты:

- сигналы срабатывания устройств РЗА, аварийные и самопроизвольные отключения выключателей;
- сигналы обнаружения неисправностей технических средств, исчезновение электропитания, потеря связи и т.п.;

- сигналы о действии блокировок, об изменении положения коммутационных аппаратов, происходящих без команд от оперативного и диспетчерского персонала.

Все данные о состоянии контролируемого оборудования, собираемые микропроцессорными контроллерами нижнего уровня, передаются на верхние уровни управления для дальнейшей обработки и предоставления оперативному персоналу подстанции.

Средний уровень АСУ ТП обеспечивает сбор, обработку и хранение результатов измерений, поступающих от измерительных преобразователей и другого оборудования нижнего уровня АСУ ТП в объеме телеизмерений и телесигналов, а также обеспечение интерфейсов доступа к этой информации.

Аппаратно средний уровень автоматизированной системы образуют многофункциональные контроллеры телемеханики и регистратор аварийных событий.

В качестве многофункционального контроллера телемеханики выбран ARIS MT200 [39], имеющий резервированные процессорные, модули питания и модули связи, производства ООО «Прософт-Системы», ведущего разработчика высокотехнологичных приборов и систем автоматизации для энергетической отрасли промышленности.

Многофункциональный контроллер MT200 осуществляет сбор информации с измерительных преобразователей ЭНИП-2 по цифровому интерфейсу RS-485 и транслирует ее на верхний уровень, используя интерфейс сети Ethernet. Для синхронизации времени всех устройств контроллер MT200 имеет соединение с комплектной ГНСС-антенной для приема сигналов GPS/ГЛОНАСС. В качестве резервного источника сигналов синхронизации в шкафу АСУ ТП предусмотрен блок коррекции времени ЭНКС-2 с собственной ГНСС-антенной.

В качестве регистратора аварийных событий выбран автономный цифровой РАС РЭС-3 [40] производства ООО «Прософт-Системы» для обеспечения единства технической базы автоматизированной системы.

Регистратор аварийных событий выполняет регистрацию данных аварийных событий путем опроса терминалов защит соответствующего присоединения и передачу их в формате COMTRADE на сервер РАС в составе автоматизированной системы подстанции. На основе этой информации должна обеспечиваться возможность определения первопричины отключения оборудования и оценки правильности работы устройств РЗА.

Для соблюдения требований к регистрации аварийных событий [2] и однозначной оценки текущих режимов, анализа последовательности развития аварийных ситуаций, оценки действий оперативного персонала, расчета экономических показателей, ведения отчетности и т.д. все измерения и события в АСУ ТП электростанции привязаны к единому астрономическому времени с точностью не хуже 1 миллисекунды.

Возможность регистрации событий с метками времени реализуется за счет организации системы обеспечения единого времени (СОЕВ) в составе АСУ ТП подстанции. Подсистема единого времени включает в себя программные и технические средства, обеспечивающие прием сигналов точного времени от внешнего источника GPS/ГЛОНАСС.

В состав верхнего уровня АСУ ТП входят следующие программно-технические средства:

- резервируемые сервера АСУ ТП со специализированным программным обеспечением «ARIS-SCADA»;
- сетевое хранилище данных телеметрической информации и осциллограмм регистратора аварийных событий РЗА;
- автоматизированное рабочее место оперативного персонала подстанции с клиентским программным обеспечением «ARIS-SCADA».

Серверная часть отвечает за реализацию функций сбора, обработки и хранения данных о состоянии технологического объекта, а также за

организацию хранения и доступ к базам данных, необходимым для работы персонала вышестоящих диспетчерских центров.

В целях повышения надежности системы программное обеспечение «ARIS-SCADA» поддерживает режим «горячего» резервирования серверной части. «Горячий» резерв выполняется с помощью дублирующего сервера, на котором происходит «real-time» дублирование всех изменений баз данных основного сервера комплекса. В случае повреждения основного сервера резервный берет на себя выполнение всех его функций.

Автоматизированное рабочее место оперативного персонала подстанции выполняет следующие функции:

- прием и обработку телеинформации, поступающей от серверов АСУ ТП;
- визуализация телеинформации на различных формах, таблицах и графиках;
- отображение состояния коммутационной аппаратуры, измеряемых параметров точек телеизмерений подстанции в виде мнемосхем, технологических схем основного оборудования электростанции;
- представление оперативной, архивной и справочной информации в виде графиков и таблиц;
- отображение текущего состояния всего оборудования, входящего в комплект технических средств АСУ ТП (наличие электропитания, результаты самодиагностики и т.д.);
- ручной ввод неавтоматизированных параметров, а также параметров временно выведенных в ремонт датчиков;
- вывод мнемосхем, технологических схем, графиков и таблиц, любой информации из электронного журнала на печать.

В качестве исходных данных для определения объема телеинформации автоматизированной системы будет использован перечень электротехнического оборудования, контролируемого автоматизированной системой управления, приведенный в таблице 15.

Таблица 15 - Оборудование, контролируемое АСУ ТП

Вид оборудования	Количество, шт.
ОРУ-110 кВ	
Выключатель 110 кВ	1
Разъединитель 110 кВ	1
Заземляющие ножи разъединителя	2
ТН-110 кВ	1
ТТ-110 кВ	1
КРУ-10 кВ	
Выключатель 10 кВ	6
Заземляющий нож 10 кВ	6
ТСН	1
ТН-10 кВ	1
Оборудование БМИУ	
Выключатель 10 кВ	4
Разъединитель 10 кВ	8
Повышающий трансформатор 0,4/10 кВ	4

Подготовка, организация и передача телеинформации на верхние уровни управления реализуется средствами среднего уровня АСУ ТП, независимо от состояния средств АСУ ТП верхнего уровня.



## **9 Выбор АИИС КУЭ солнечной электростанции 10 МВт**

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 [41] поставщик электрической энергии, владеющий на праве собственности или на ином законном основании генерирующим оборудованием, установленная генерирующая мощность которого в каждой предполагаемой групповой точке поставки составляет не менее 5 МВт, может получить статус субъекта оптового рынка.

Для этого необходимо проведение технического оснащения каждой точки (группы точек), с использованием которой организация планирует участвовать в торговле на оптовом рынке, средствами измерений, обеспечивающими сбор, обработку и передачу организации коммерческой инфраструктуры данных коммерческого учета.

АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процесса коммерческого и технического учета электроэнергии (мощности), контроля потребления и распределения электроэнергии и мощности, регистрации параметров электросети, формирования отчетных документов и передачи результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений в системы коммерческого учета сетевых организаций.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии разрабатывается для целей обеспечения доступа к торговой системе ОРЭМ и проведения финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии, оперативного контроля над потребляемой мощностью, анализа и планирования (прогнозирования) потребления электрической энергии (мощности), снижения потерь и эффективного использования энергоресурсов.

В состав задач и функций, выполняемых АИИС КУЭ, входят:

- выполнение измерений 30 и 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

- периодический (1 раз в 30 и 60 минут) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 или 60 мин.);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- подготовку результатов измерений и состояния средств измерений для передачи внешним организациям (по электронной почте);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекцию времени).

Измерения электроэнергии в соответствии с методикой [42] выполняют интегрированием по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи счетчика электроэнергии.

Метод измерений мощности основан на вычислении средней мощности по интервальному значению расхода электроэнергии, измеренной при помощи счетчиков.

Результаты измерения электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, выводятся на дисплей счетчиков в цифровом виде.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии разрабатывается как иерархическая интегрированная автоматизированная система, в состав которой входят:

1. измерительно-информационные комплексы точек учета - функционально объединенная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию

об измеряемых физических величинах. Измерительно-информационный комплекс точки измерений выполняет законченную функцию измерений и имеет нормированные метрологические характеристики.

2. информационно-вычислительные комплексы электроустановок - функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в данной автоматизированной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах;
3. информационно-вычислительный комплекс (существующий уровень) - совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации;
4. система обеспечения единого времени.

Измерительно - информационные комплексы (ИИК) осуществляют автоматическое проведение измерений в точке учета. В состав ИИК входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- счетчики электрической энергии.

В качестве счетчика электрической энергии на всех присоединениях РУ-10 кВ устанавливаются счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 [43], сертифицированные как метрологическое средство и внесенные в Госреестр средств измерений под №36697-17.

Измерительно - информационный комплекс обеспечивает:

- автоматическое проведение измерений величин активной и реактивной энергии и мощности в точке учета;

- автоматический циклический сбор данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений;
- синхронизацию времени по каждому измерительному каналу;
- ведение журнала событий о состоянии ИИК;
- защиту информации от несанкционированного доступа и изменения;
- конфигурирование и параметрирование технических средств;
- предоставление доступа регламентировано и/или по запросу к результатам измерений и журналам событий со стороны ИВКЭ или ИВК и для автономного считывания информации.

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) предназначен для консолидации измерительной информации по электроустановке (КРУ-10 кВ) и обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны ИВК АИИС КУЭ.

В состав информационно-вычислительного комплекса электроустановки входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, а так же технические средства организации каналов связи (основного и резервного) для осуществления передачи данных УСПД в ИВК.

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентированный сбор, обработку и накопление данных от ИИК;
- ведение журнала событий;
- автоматическую коррекцию времени со стороны УСВ;
- автоматическую коррекцию времени в счетчиках и ИВК со стороны УСПД, принимающих/передающих информацию в данное УСПД;
- хранение 30-минутных (60-минутных) приращений электропотребления не менее, чем за 45 суток;
- предоставление доступа со стороны ИВК к результатам измерений;
- диагностику работы технических средств;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- режим довосстановления данных после восстановления связи с ИИК в случае ее потери;
- автоматизированный сбор и обработку информации о состоянии средств измерений.

С помощью устройства сбора и передачи данных и центрального вычислительного устройства при выполнении измерений автоматически фиксируются:

- сигналы измерительной информации на выходах измерительных каналов АИИС КУЭ;
- календарную дату выполнения измерений;
- наименование канала учета;
- номер измерительного канала;
- номер наблюдения на контролируемом присоединении;
- календарное время выполнения измерений;
- учетный период или интервальное значение времени.

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) частично использует оборудование смежных информационных систем – АСУ ТП и сети связи. Информационное взаимодействие между уровнями ИВКЭ и ИВК организовано с использованием протокола Modbus TCP/IP.

В состав информационно-вычислительного комплекса входят:

1. технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура связи);
2. сервер АИИС КУЭ;

3. автоматизированные рабочие места (основной – АРМ АИИС КУЭ и резервный – АРМ АСУТП) дежурного персонала солнечной электростанции;
4. технические средства для организации локальной вычислительной сети.

Итоговая структурная схема АИИС КУЭ приведена в графической части выпускной квалификационной работы.

В качестве исходных данных для формирования состава базы данных объектов автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии принят перечень точек учета электроэнергии, разработанный в соответствии с требованиями по учету активной энергии [44].

Таким образом, в АИИС КУЭ предусмотрен учет электрической энергии в следующем объеме:

- на вводе 10 кВ распределительного устройства подстанции – учет активной и реактивной мощности в двух направлениях, как для контроля выдачи электроэнергии во внешнюю сеть, так и для учета потребления оборудованием солнечной электростанции в темное время суток;
- на отходящих фидерах к инверторным станциям – учет активной и реактивной мощности в направлении отдачи электроэнергии;
- на инверторных станциях – учет активной и реактивной мощности в направлении отдачи электроэнергии;
- на трансформаторе собственных нужд – учет активной мощности в направлении потребления электроэнергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был решен ряд задач:

- ознакомление с альтернативными технологиями производства электроэнергии;
- оценка возможности применения в Волгоградской области электростанции, использующей для производства электроэнергии солнечную радиацию;
- определение характеристик оборудования, задействованного в схеме производства электроэнергии на солнечной электростанции;
- изучение законодательной базы, относящейся к области развития альтернативных источников энергии;
- закрепление теоретических знаний по производству электроэнергии на солнечной электростанции путем выполнения расчетов в специализированном программном комплексе PVsyst для заданной мощности генерации электроэнергии.

В соответствии с заданием на выполнение работы определены схема выдачи мощности электростанции, токи короткого замыкания на проектируемой подстанции, решения по оснащению подстанции оборудованием РЗА, АСУ ТП и АИИС КУЭ.

Для защиты оборудования выполнены расчеты уставок релейной защиты, требуемого искусственного заземлителя и зоны молниезащиты ОРУ подстанции.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства РФ от 08 января 2009 года №1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»
2. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменениями № 1, 2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546> (дата обращения: 15.03.2020).
3. Научно-прикладной справочник по климату СССР, выпуск 13, серия 3, многолетние данные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.voda.ru/docs/show/vyip.13.\\_volgogradskaya\\_\\_rostovskaya\\_\\_astrahanskaya\\_\\_krasnodarskiy\\_\\_stavropolskiy\\_1990.pdf](https://www.voda.ru/docs/show/vyip.13._volgogradskaya__rostovskaya__astrahanskaya__krasnodarskiy__stavropolskiy_1990.pdf) (дата обращения: 15.03.2020).
4. Солнечная энергетика. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sites.google.com/site/russiaenergetika/energetika-vozobnovlaemyh-istocnikov/solnecnaa-energetika> (дата обращения: 05.03.2020).
5. Распределенная генерация выходит из тени. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=press\\_view&no\\_cache=1&tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=7555](http://so-ups.ru/index.php?id=press_view&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=7555) (дата обращения: 05.03.2020).
6. Integrated solar power solutions for business. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hevelsolar.com/b2b/> (дата обращения: 05.03.2020)
7. Как извлечь максимальную выгоду из солнечной энергии с помощью современных информационных технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/articles/kak-izvlech-maksimalnuyu-vygodu-iz-solnechnoj-ener/> (дата обращения: 05.03.2020)



8. Схема и программа развития электроэнергетики Волгоградской области на 2019–2023 годы, утвержденная постановлением губернатора Волгоградской области от 29.04.2019 №214.

9. Особенности проектирования схем выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации. Нормативная база при выполнении СВМ. Презентация Филиала ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления», Москва, 2015 г.

10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. СТО РАО «ЕЭС России» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.sou-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG\\_system.pdf](https://www.sou-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf) (дата обращения: 05.03.2020)

11. A full package for the study of your photovoltaic systems. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pvsyst.com/> (дата обращения: 05.03.2020)

12. Solar energy for households, businesses and utilities. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hevelsolar.com/catalog/hvl-250/> (дата обращения: 05.03.2020)

13. Sungrow SG2500-MV system manual [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.manualslib.com/manual/1565806/Sungrow-Sg2500-Mv.html> (дата обращения: 05.03.2020).

14. Правила устройства электроустановок. – Седьмое издание. Дополненное с исправлениями. – Н.: Сиб. Унив. Изд-во, 2007.

15. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.

16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические схемы распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

17. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. Пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
18. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987, табл. П6.1 и П6.2
19. ГОСТ 9680—77 Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВА и более. Ряд номинальных мощностей
20. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» URL: <http://www.rg.ru/2009/11/27/energo-dok.html>
21. Трансформаторы ТМГ12 (энергосберегающие). [Электронный ресурс]. – <https://metz.by/files/2020/02/tmg12.pdf> (дата обращения 05.03.2020).
22. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия (с изменением №1, 2, 3) [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294838/4294838239.pdf> (дата обращения: 05.03.2020)
23. ТРАНСФОРМАТОР СИЛОВОЙ ТДН-10000/110. [Электронный ресурс]. – <http://www.bemz.by/electro/transformers/60-tdn10000.html> (дата обращения 05.03.2020).
24. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 152 с. [Электронный ресурс]. <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 05.03.2020).
25. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 05.03.2020).

26. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://specrazdel.ru/uploaded/doki/rd-153-34-0-49-101-2003.pdf> (дата обращения: 05.03.2020).

27. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке на напряжение 10 кВ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu\\_kamkabel/](https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu_kamkabel/) (дата обращения: 05.03.2020).

28. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения: электронное учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. [Электронный ресурс]. [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 05.03.2020).

29. Circuit Breaker LTB D - ABB Group [Электронный ресурс]. <https://library.e.abb.com/public/135b738a0e9ba688c1257b130057b6fa/LTB-D%20with%20Motor%20Drive,en.pdf> (дата обращения 05.03.2020);

30. Справочные данные разъединителя РГП.2а-110/1000 УХЛ1 [Электронный ресурс]. <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/127/000000087/attfile/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-serii-rgp-na-napryazhenie-110-kv.pdf> (дата обращения 05.03.2020);

31. Справочные данные трансформатора тока ТРГ-УЭТМ-110. [Электронный ресурс]. <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/> (дата обращения 05.03.2020);

32. Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 05.03.2020);

33. Выключатели вакуумные типа ВВУ-СЭЩ-П7. [Электронный ресурс].

[https://www.electroshield.ru/upload/iblock/34a/ti\\_173\\_2010\\_ver.1.4\\_vvy\\_p7\\_electroshield.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/34a/ti_173_2010_ver.1.4_vvy_p7_electroshield.pdf) (дата обращения 05.03.2020);

34. Измерительный трансформатор тока опорный ТОЛ-СЭЩ. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 05.03.2020);

35. Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов НАЛИ-СЭЩ на класс напряжения 10 кВ. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> (дата обращения 05.03.2020);

36. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.

37. СТО ДИВГ-059-2017. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчёт уставок. Методические указания. СПб: НТЦ Механотроника, 2017.

38. ЭНИП-2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://enip2.ru/production/izmereniya/enip-2/> (дата обращения: 05.03.2020)

39. Многофункциональный контроллер ARIS MT200. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prosoftsystems.ru/catalog/show/mnogofunkcionalnyj-kontroller-aris-mt200> (дата обращения: 05.03.2020)

40. Цифровой регистратор электрических событий РЭС-3. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prosoftsystems.ru/catalog/show/cifrovoy--registrator-jelektricheskikh-sobytij-rjes3> (дата обращения: 05.03.2020)

41. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 27.03.2020) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»

42. РД-153-34.0-11-209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.

43. СЭТ-4ТМ.03М.01. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.set-4tm.ru/SET-4TM.03M.01.html> (дата обращения: 05.03.2020)

44. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200028852> (дата обращения: 05.03.2020).