

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В. Коваленко
« ____ » _____ 20 ____ г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
13.03.02.04 – Электрические станции

Тема выпускной квалификационной работы: «Разработка системы электро-
снабжения поселка Чигашет на базе ВИЭ»

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н. А. В. Бобров

Выпускник _____
подпись, дата

А. В. Кузнецов

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнических институт
Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В. Коваленко
« ___ » _____ 20 ___ г

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту: Кузнецову Александру Викторовичу

Группа: ФЭ14-03Б Направление (специальность): 13.03.02.04 – Электрические станции

Тема выпускной квалификационной работы: «Разработка системы электро-снабжения поселка Чигашет на базе ВИЭ»

Утверждена приказом по университету № 18149/с от 22.12.2017

Руководитель ВКР: Бобров Алексей Васильевич, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», Политехнический институт

Исходные данные для ВКР: Номинальная мощность потребителей $P_{НОМ} = 100 \text{ кВт}$, число часов использования максимальной мощности $T_{МАХ} = 4000 \text{ ч}$

Перечень разделов ВКР: «Анализ исходных данных», «Анализ потенциала для использования возобновляемых источников энергии», «Формирование состава генерирующего оборудования», «Электрическая часть станции», «Расчет токов короткого замыкания», «Проверка оборудования на токи КЗ», «Расчет заземляющего устройства РУ», «Грозозащита станции», «Технико-экономические показатели».

Перечень графического материала: «Объединенная схема электрических соединений», «Электрическая схема цепи постоянного тока», «Генеральный план станции».

Руководитель ВКР

А.В. Бобров

Задание принял к исполнению

А.В. Кузнецов

« » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЧИГАШЕТ НА БАЗЕ ВИЭ» содержит 87 страниц текстового документа, 27 рисунков, 15 таблиц, 25 использованных источников, 6 листов графического материала.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЧИГАШЕТ НА БАЗЕ ВИЭ, АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, АНАЛИЗ ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ФОРМИРОВАНИЕ СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ТОКИ КЗ, РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА РУ, ГРОЗОЗАЩИТА СТАНЦИИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ СТАНЦИИ, РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, СРАВНЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось разработка системы электроснабжения поселка Чигашет на базе ВИЭ.

В ходе работы выбрано основное оборудование станции, определены количество и тип выключателей и рубильников, ограничителей перенапряжения, составлены объединенная схема электрических соединений, генеральный план станции.

					СФУ ПИ ВКР -13.03.02.04-071403356 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка системы электро- снабжения поселка Чигашет на базе ВИЭ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Кузнецов А.В</i>						
<i>Пров.</i>		<i>Бобров А. В.</i>						
<i>Н.Контр.</i>		<i>Бобров А. В.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Коваленко И. В.</i>						
						Кафедра «ЭСиЭЭС»		

6.	Проверка оборудования на токи КЗ	53
6.1.	Проверка автоматических выключателей	53
6.2.	Проверка рубильников на действие токов КЗ.....	55
6.3.	Выбор и проверка токоведущих частей.....	56
7.	Расчет заземляющего устройства РУ.....	59
8.	Грозозащита станции	64
9.	Выбор ОПН.....	68
10.	Выбор опорных изоляторов.....	69
11.	Технико-экономические показатели.....	71
11.1.	Составление сметы затрат	71
11.2.	Определение выработки станции	73
11.3.	Расчет издержек	76
11.4.	Расчет себестоимости электрической энергии. Сравнение себестоимости	77
	Заключение	79
	Список использованных источников	80
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Объединенная схема электрических соединений.....	82
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Электрическая схема цепи постоянного тока.....	83
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Генеральный план станции.....	84
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Спецификация к генеральному плану станции.....	85
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка и габаритные размеры распределительного пункта.....	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е Спецификация к компоновке и габаритным размерам распределительного пункта.....	87

ВВЕДЕНИЕ

В России более 20 млн. человек проживают в изолированных энерго-системах, многие из них имеют ограниченный доступ к электроэнергии с использованием дизель-генераторов в определенные часы суток.

Это негативно сказывается, как на условиях жизни населения, так и на экологической обстановке. Выходом из положения может служить использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), например, ветра и солнечной радиации. АО «Сахаэнерго», входящая в состав группы РусГидро, уже активно работает в этом направлении. В настоящее время в Якутии функционируют солнечные станции мощностью до 1000 кВт, они позволяют экономить до 400 тонн дизельного топлива. Применение генерации на основе ВИЭ так же позволяет обеспечить круглосуточное снабжение потребителей.

На сегодняшний день поселок Чигашет, Абанского района снабжают электроэнергией дизельные генераторы, давно выработавшие свой ресурс. Их экономичность и экологичность вызывают большие вопросы. Основной задачей этого проекта является создание электростанции, основанной на возобновляемых источниках энергии. Преследуются такие цели, как снижение затрат на производство электроэнергии, переход электроснабжения по расписанию к круглосуточному обеспечению потребителей, так же, снижения негативного влияния на окружающую среду.

1. Анализ исходных данных

1.1. Географические и климатические характеристики

Поселок Чигашет находится в Абанском районе Красноярского края. Входит в состав Почетского сельсовета. Он расположен на берегу реки Би-

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

рюса, в 420 километрах автодороги и в 8 часах пути по ней от Красноярска. По данным Всероссийской переписи населения 2010 в населенном пункте из трех улиц проживает 118 человек. Там действует неполная школа – филиал МКОУ «Почетская СОШ», где дети получают образование в 9 классов, так же, в Чигашете действует фельдшерско-акушерский пункт. Им и фельдшерско-акушерским пунктом в Шивере, соседней деревне, заведует один человек. Климат в этом районе резко континентальный – годовые колебания температуры могут составлять 60°С, ветер здесь слабый, например, за 2017 год его средняя скорость составила 2,1 м/с, с редкими порывами до 16 м/с в самые ветреные месяцы: март, апрель.

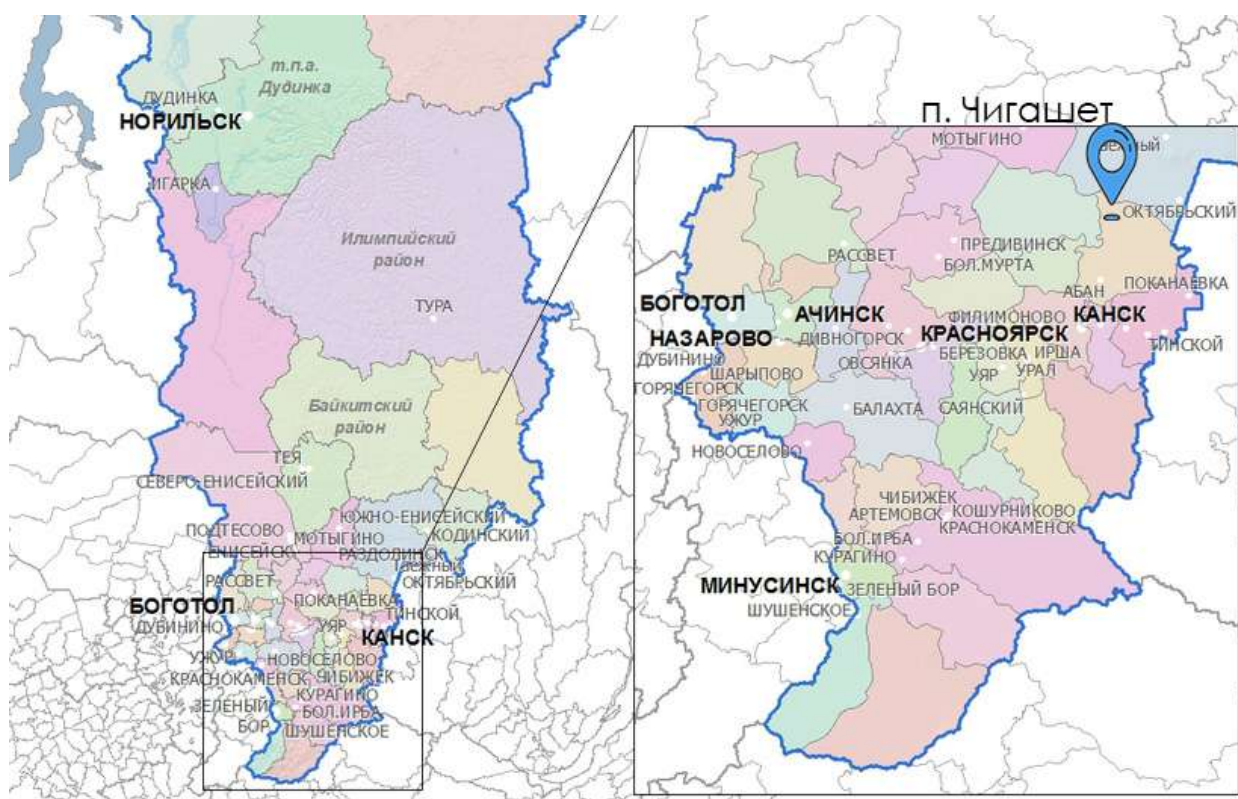


Рисунок 1 – Месторасположение поселка

1.2. Действующая система электроснабжения

Чигашет, как и многие другие ближайшие поселения не подключены к единой, централизованной системе энергоснабжения. Обеспечение жителей электроэнергией возложено на локальные генерирующие установки, в качестве которых используются неэкологичные и неэкономичные дизельные

электростанции с перебоями обеспечивающие потребителей электричеством. В 2009 году в поселке была введена в эксплуатацию, и по настоящее время действует, новая ДЭС мощностью 100 кВт. Несмотря на это электроэнергия в домах появляется строго по расписанию. Свет дают ровно в 6 утра, а в 13 часов отключают. Снова электроэнергия появляется в 16:00 и горят лампочки до 12 ночи. Визуализация такого режима представлена на рисунке 2.

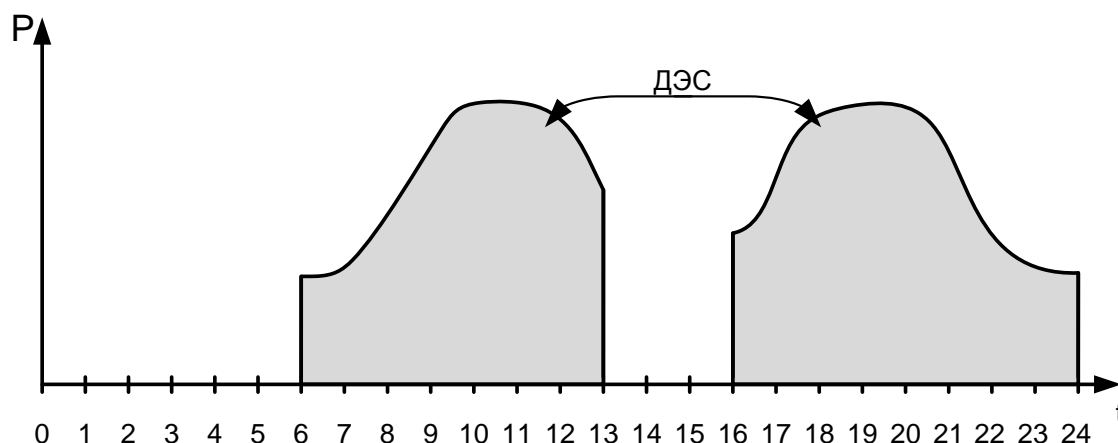


Рисунок 2 – Распределение питания от ДЭС в течение суток

В среднем в 2012-2015г. на ДЭС было выработано 210 000 кВт·ч электроэнергии. Нерегулярное электроснабжение может говорить о том, что дизельные установки работают в условиях жесткой экономии топлива, которого было затрачено 84 т. В январе 2017 был подписан контракт на поставку 96,26 тонн дизельного топлива для нужд ДЭС на сумму 4 139 150 рублей [2].

Распределительные сети сильно обветшали, что сказывается не только на качестве электроснабжения, но и на безопасности населения. Например, в одной из соседних деревень, по этой причине произошел пожар, в результате которого, без крова осталась одна семья. «Во время сильного ветра наш дом сгорел дотла за считанные минуты. А всё дело в том, что у нас половина столбов стоят как пьяные, провода обвисли так, что при ветре соприкасаются. В тот злополучный день искра от замкнувшихся проводов упала на траву в палисаднике. Пламя занялось такое, что я успел вытащить из огня лишь два

ружья. И хотя пожар помогли тушить всем селом, дом спасти не удалось.» – рассказывает житель деревни Луговая – Алексей Мартюшев [3].

1.3.Формирование вариантов развития электроснабжения поселка

Чигашет на базе ВИЭ

ДЭС снабжает поселок электроэнергией только 15 часов в сутки. Питание прекращается на 6 часов ночью – в период минимального потребления и на 3 часа днем, в послеобеденное время. Создание электростанции на базе возобновляемых источников электроэнергии (далее ВИЭ) позволит создать условия для бесперебойного питания жителей и уменьшить расходы на топливо, путем сокращения и перераспределения времени работы ДЭС в течение суток.

Наиболее оптимальным вариантом электроснабжения в таких условиях является солнечная электростанция (СЭС). Преимущество заключается в том, что генерация электроэнергии происходит в дневные часы, что соответствует максимуму потребления. Это позволит снизить нагрузку на дизельные агрегаты и передать ее солнечным панелям, у которых, к тому же, в сравнении с парой двигатель внутреннего сгорания – электрогенератор, вероятность отказа в самый ответственный момент значительно ниже. Покрытие графика нагрузок в остальное время суток, когда потребление снижается, будет по-прежнему осуществляться «дизелями», их работа в зоне пониженных нагрузок благотворно скажется на расходе дизельного топлива. Визуализация такого режима для зимнего и летнего периодов представлена на рисунке 3 и 4 соответственно.

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		7

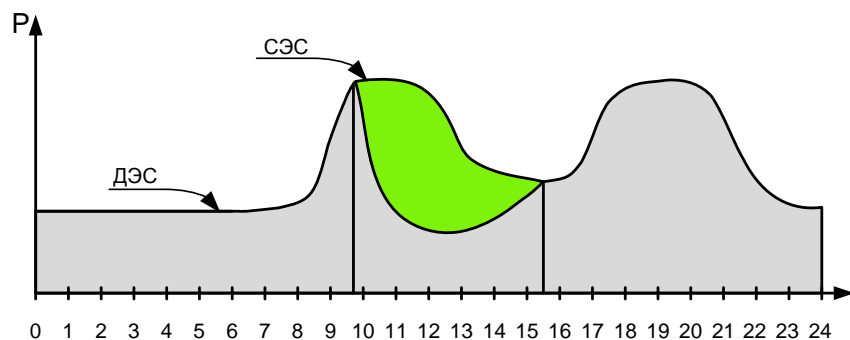


Рисунок 3 – Распределение питания в течение суток для зимнего периода

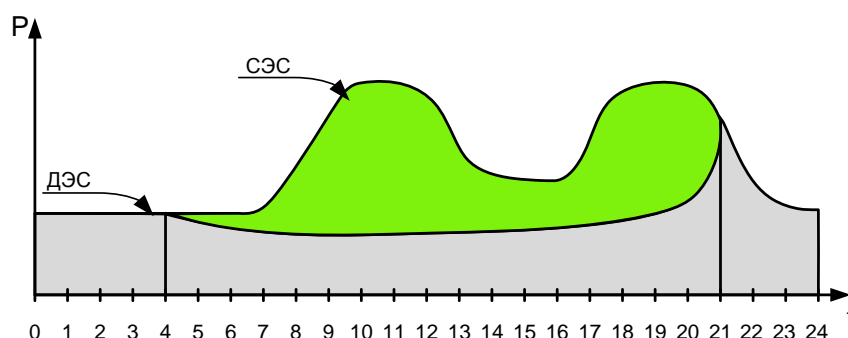


Рисунок 4 – Распределение питания в течение суток для летнего периода

Время выдачи мощности СЭС определяется продолжительностью светового дня. Для наглядного пояснения заполняемости графика нагрузок солнечной станцией взяты продолжительности самого короткого дня – дня зимнего солнцестояния, и самого длинного – дня летнего солнцестояния. Сам же график нагрузок принят типовым, с учетом текущего режима электроснабжения, когда периоды работы ДЭС совпадают с естественными пиками потребления. Как видно из графиков, летом мы можем добиться значительной экономии топлива за счет энергии солнца. Но необходимо учитывать то, что освещенность солнечных панелей не всегда будет достаточной для полного покрытия потребления и дизельные генераторы будут работать на потребителей совместно с панелями, а в некоторых случаях и полностью их замещая.

Так же среди ВИЭ широко распространены ветровые электростанции, основным оборудованием на которых служат установки, преобразующие энергию ветрового потока во вращение ротора генератора. Основным факто-

ром, исключая использование данного способа получения электроэнергии, является низкая скорость ветра вблизи поселка. По данным, предоставленным сайтом *gr5* [4], его скорость в 2017 году редко превышала 4 м/с, рисунок 5, что недостаточно для продуктивной работы ветрогенераторов. Так же, в рамках данного проекта сама технология получения электрического тока является минусом рассматриваемого варианта, так как эксплуатация и техническое обслуживание ветряков требует наличия определенных знаний и навыков у персонала. Кроме того, возникает необходимость в дополнительном оборудовании для высотных работ. И первое, и второе сопряжено с дополнительными затратами при капитальных вложениях при сооружении станции и издержками при последующей эксплуатации.

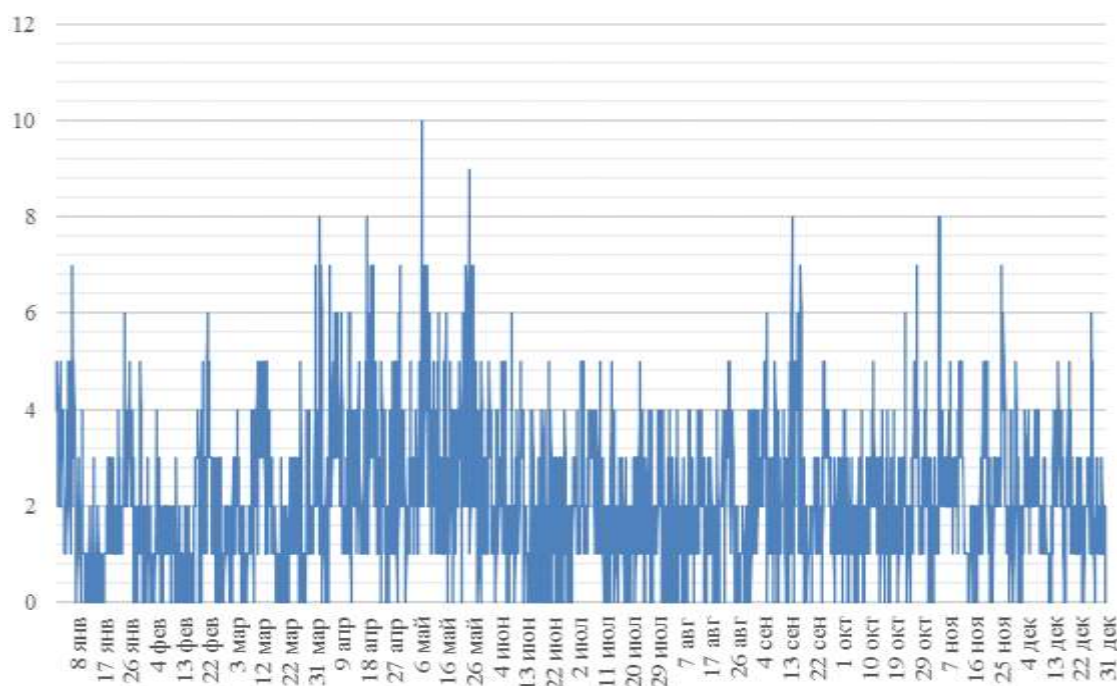


Рисунок 5 – График изменения скорости ветра, м/с

2. Анализ потенциала для использования возобновляемых источников энергии

2.1. Анализ ветроэнергетического потенциала

В настоящее время существует множество конструкций механизмов, преобразующих энергию ветрового потока в электрический ток. Все они различаются конструкцией приводного механизма и положением оси вращения относительно горизонта. Наиболее распространенными являются трехлопостные ветрогенераторы с горизонтально расположенной осью вращения. Их преимущество заключается в относительно высоком коэффициенте использования энергии ветра (КИЭВ), максимальное значение которого, для быстрходных колес достигает 0,47-0,48 о.е. Ветрогенераторы с вертикальной осью получили меньшее распространение в силу низкого КИЭВ, значение которого не превышает 0,18 о.е. К таким машинам относятся ортогональный ветрогенератор, ротор Савониуса, ротор Дарье [5].

Расположение ветровых электростанций так же различно – побережья, шельфы, вершины гор, холмов, но все эти локации объединяет одно: наличие постоянных и сильных ветров. Из-за регулярных морских ветров, способных обеспечить продолжительную выработку электроэнергии на мощностях близких к номинальным, наиболее эффективны электростанции на шельфах.

Самой мощной в России считается Зеленоградская ВЭС установленной мощностью 5,1 МВт, находящаяся в Калининградской области. Основное оборудование для этой станции – генераторы Vestas V27/225, номинальной мощностью 225кВт, для работы этой машины в номинальном режиме необходима скорость ветра 13 м/с. Станций сопоставимых по мощности с проектируемой нами не так много – две из них находятся на Камчатке, их мощность 550 и 275 кВт, одна, мощностью 100 кВт находится в Белгородской области. Последняя принадлежит ООО «АльтЭнерго», номинальная мощность

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

агрегатов, установленных на ней 20 кВт, для их работы необходима скорость ветра 8 м/с. [6]

Как было сказано ранее, средняя скорость ветра районе поселка Чига-шет в 2017 году едва превысила и 2 м/с. Подтверждение этому есть и в карте ветров по Красноярскому краю, предоставленной компанией «Energywind», по этим данным, в районе рассматриваемого поселка средняя скорость ветра, в самый ветреный период – весной, составляет 2,7 м/с, что соответствует лишь скорости страгивания большинства ветроколес [7].

На фоне этого, вывод об абсолютной бесперспективности варианта электроснабжения от ветровой электрической станции напрашивается сам собой.

2.2. Анализ солнечного потенциала

Преобразование солнечной энергии в электрическую происходит двумя принципиально отличающимися способами: первый – прямое фотоэлектрическое преобразование, посредством кремниевых фотоэлементов, второй – использование тепловой энергии солнца для нагрева теплоносителя вращающего паровую турбину.

Тепловые солнечные станции, ввиду большей сложности технологического процесса, имеют меньшую надежность, по сравнению с фотоэлектрическими.

Получение энергии из солнечного света считается одним из наиболее перспективных направлений развития электроэнергетики. Строительство безопасных, «зеленых» станций позволяет стимулировать развитие новых технологий, а не «просто сжигать углеводороды». Развитие солнечной энергетики в России затруднено, в первую очередь, относительно небольшим уровнем инсоляции (доля радиации, приходящаяся на поверхность земли).

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		11



Рисунок 6 – Уровень солнечной радиации

По рисунку 6 можно определить наиболее благоприятные места для размещения СЭС, как видим, это юг дальнего востока, Краснодарский край, республика Саха (Якутия). Инсоляция в этих регионах составляет 4-4,5 кВт·ч/м². Большинство солнечных станций располагаются именно на этих территориях. А именно: Станция им. Влазнева, мощность: 25 МВт, Орск; Бурибаевская СЭС, мощность: 20 МВт, Башкортостан; Бугульчанская СЭС, мощность: 15 МВт, Башкортостан; Кош-Агачская СЭС, мощность: 10 МВт, Алтай.

Указанные станции работают в составе единой энергетической системы на общую нагрузку. Но кроме них, существуют и изолированные объекты генерации, расположенные в удаленных от системы районах. Так в республике Саха (Якутия) АО «Сахаэнерго» эксплуатирует 19 СЭС общей мощностью 1,6 МВт. Ожидаемая ежегодная экономия дизельного топлива всех введенных в эксплуатацию, в Якутии, солнечных электростанций составляет более 460 тонн [8].

Произведем более детальный анализ солнечной активности вблизи поселка Чигашет. Для этого составим график солнечной радиации по месяцам с учетом среднего значения на 22 года [9].

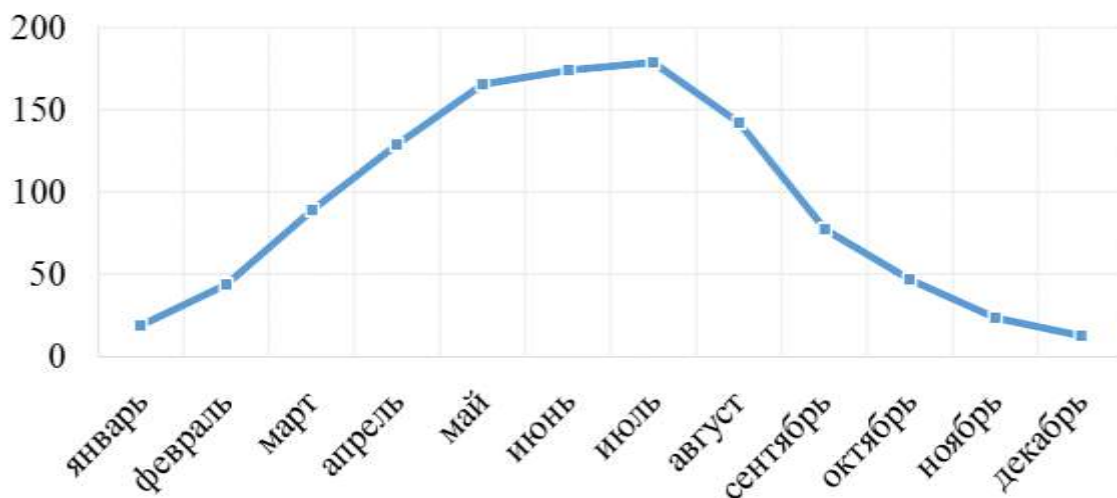


Рисунок 7 – Уровень инсоляции, кВт·ч/м²

К видим, доза солнечной радиации на поверхность, в рассматриваемой местности, является допустимой для использования энергии солнца, как источника питания потребителей.

2.3. Анализ возможности использования других видов генерации на базе ВИЭ

В данном проекте рассматривались варианты по строительству электрической станции на базе других возобновляемых источников электрической энергии.

При рассмотрении вопроса о установке микроГЭС на реках Бирюса и Шигашет, возникают определенные трудности: река Шигашет не обладает достаточным энергетическим потенциалом для установки оборудования требуемой мощности, так же зимой эти реки покрываются льдом из-за низких температур, что существенно затрудняет использование микроГЭС.

Геотермальных источников в данном районе нет, как нет морей и океанов, поэтому использование энергии недр земли, а также энергии приливов и отливов исключено.

2.4. Электроснабжение потребителей

В поселке находятся фельдшерско-акушерский пункт и здание администрации, относящиеся ко второй категории, нарушение электроснабжения этих объектов приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества сельских жителей. По этой причине принято решение о сооружении двух воздушных линий на деревянных опорах. Таким образом мы сможем обеспечить достаточный уровень надежности и получим возможность вывода в ремонт одного присоединения с сохранением питания потребителей.

3. Формирование состава генерирующего оборудования

3.1. Структурная схема электростанции

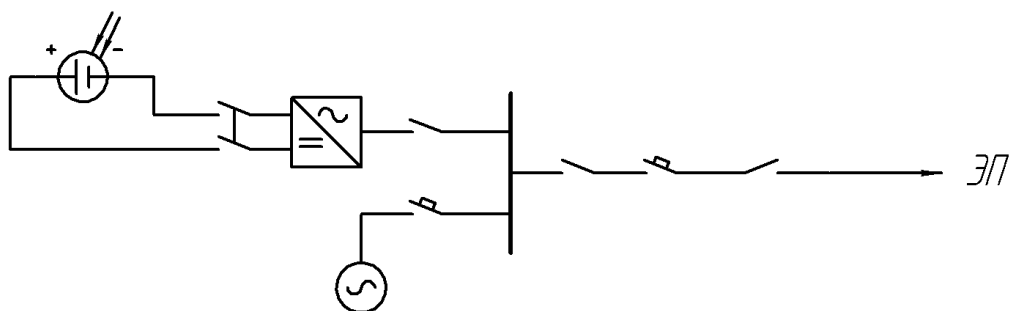


Рисунок 8 – Структурная схема электростанции

На рисунке 6 представлена структурная схема электроснабжения поселка. Три группы солнечных панелей присоединены к трем сетевым инверторам, дающим на выходе переменный ток с напряжением 230 В. К двум из них подключены дизель-генераторы, включающиеся в работу в автоматическом режиме при недостатке генерации.

Так как время максимальной генерации совпадает со временем пика потребления, установка аккумуляторов для запасания излишков генерируемой электроэнергии признана не рациональной. В случае увеличения генерации относительно потребления мощность, выдаваемая в сеть солнечными панелями, ограничивается инвертором.

Основным источником питания в данной схеме являются солнечные панели, для покрытия дефицита мощности к сети подключен дизельный генератор.

3.2. Выбор солнечных панелей и инверторов

При выборе солнечных панелей необходимо учитывать их мощность, стоимость, КПД и другие технические характеристики. Для данного проекта выберем батареи марки HSE300-72M от производителя CHINALAND, мощностью $P_{СП} = 300 \text{ Вт}$ [10]. В конструкции модуля используется высококачественный анодированный алюминиевый профиль с дренажными отверстиями и жесткой конструкцией, которая предотвращает деформацию модуля в экстремальных погодных условиях. Использование качественной контактной коробки с тремя диодами минимизирует потери мощности при затемнении, обеспечивает стабильную работу и длительный срок эксплуатации. Класс защиты IP 65. Их основные характеристики представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры солнечной батареи HSE300-72M

Тип элементов:	кремниевые монокристаллические солнечные элементы Grade A++ 156x156 мм.
Число элементов и соединений:	72 (6x12)
Эффективность модуля (КПД):	15.54%

Максимальная мощность при стандартных условиях (STC), Ватт:	300Вт -0...+3%
--	----------------

Продолжение таблицы 3.1

Выходное напряжение DC, В	24
Напряжение разомкнутой цепи (Voc), В:	44.6
Ток короткого замыкания (Isc), А:	8.74
Напряжение в точке максимальной мощности (Vmp),В:	36.5
Ток в точке максимальной мощности (Imp), А:	8.21
Размер солнечного модуля, мм.:	1950 x 990 x 45
Вес, кг:	24.0
Температура эксплуатации:	от -40°C до +85°C
Максимальное напряжение системы:	1000 В постоянного тока
Температура нормальных условий (НОСТ):	45°C±2°C
Температурный коэффициент напряжения, мВ/К:	-(356±10)
Температурный коэффициент	-(0.5±0.05)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ

Лист

16

мощности, %/К:	
Тип выходных контактов:	герметичная соединительная коробка
Тип кабеля:	2 кабеля PV1-F(4.0mm ²) по 90 см
Тип разъемов кабеля:	2 разъема type IV (MC4 – папа и мама)

Производитель дает гарантию: 10 лет на механические повреждения, 12 лет на выработку 90% номинальной мощности, 25 лет на выработку 80% номинальной мощности.

Для подключения панелей к трехфазной сети переменного тока необходимы инверторы. Их следует выбирать исходя из мощности и необходимых параметров электроэнергии на выходе.

Условия выбора инверторов:

- 1) Суммарная мощность инверторов не должна быть ниже суммарной мощности солнечных панелей:

$$P_{\Sigma}^{II} \geq P_{\Sigma}^{СП}$$

- 2) На данной электрической станции необходима установка трехфазных инверторов.

- 3) Выходные напряжения инверторов и дизель-генераторов должны быть одинаковы:

$$U_{II} = U_{дг}$$

- 4) Выходное напряжение группы солнечных панелей не должно превышать максимального входного напряжения инвертора:

$$U_{группы}^{СП} < U_{вход}^{II}$$

При выборе мощности инвертора стоит учитывать возможность увеличение мощности нагрузки и обеспечение надежности передачи всей мощности солнечных панелей в сеть.

Изучив предложения различных производителей и сравнив технико-экономические характеристики продукции было принято решение об использовании инверторов от компании SILA PRO мощностью 10 кВт. Инверторы этой компании разработаны для решения задачи максимального использования энергии от солнечных панелей. Они имеют функцию слежения за точкой максимальной мощности солнечной батареи, 3-х стадийное зарядное устройство для аккумуляторов, большой жидкокристаллический дисплей с продвинутой индикацией режима работы и основных параметров системы солнечного электроснабжения [11].

Особенности:

- Чистая синусоида на выходе
- Три фазы
- Микропроцессорное управление
- Встроенное слежение за точкой максимальной мощности (ТММ) солнечной батареи (MPPT) - 2шт
- Несколько режимов работы: параллельно с сетью, автономно, параллельно с сетью в режиме резервного источника
- Большой жидкокристаллический дисплей отображает всю основную информацию о работе системы солнечного электроснабжения
- Возможности для соединения с компьютером для мониторинга работы системы электроснабжения
- Регулировка зарядного тока до максимального значения 200А
- Функция удаленного (через интернет) мониторинга и управления
- Функция мониторинга через сотовую сеть
- Функция параллельного подключения до 6 устройств (встроенная)

Таблица 3.2 – Параметры системы трехфазных инверторов SILA PRO 10 кВт

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		18

Тип устройства	Бестрансформаторный
Количество фаз	Три
Мощность	10 000 Вт
Пиковая мощность	20 000 Вт (не более 5 сек)
Максимальная мощность солнечных батарей	14 850 Ватт

Продолжение таблицы 3.2

Номинальная выходная мощность	9 600 Ватт
Порты коммуникации	RS-232/USB and CAN Interface
Параллельное подключение	Да
В режиме сетевого инвертора	
Входные характеристики солнечных батарей	
Номинальное / Максимальное напряжение	720 В (DC) / 900 В (DC)
Минимальное напряжение	320 В
Диапазон работы MPPT контроллера	400 - 800 В
Количество MPPT контроллеров	2 / 2 x 18,6 А
Выходная сеть	
Номинальное выходное напряжение	230 В (AC) (P-N) на фазу
Диапазон выходного напряжения	170 - 280 В (AC) (P-P) на фазу
Номинальная сила тока на выходе	14,5 А на фазу
Коэффициент мощности	> 0,99

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ

Лист

19

Эффективность	
Максимальный коэффициент преобразования (DC/AC)	91%

Определим расчетную мощность станции с учетом возможного увеличения потребления на 50%

$$P_{СИЭ.РАСЧ} = 1,5P_{УСТ} \quad (1)$$

где $P_{УСТ}$ – мощность действующей ДЭС

Расчетная мощность станции по формуле (1):

$$P_{СИЭ}^{РАСЧ} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ кВт}$$

Определим необходимое для покрытия мощности потребителей количество солнечных панелей в первом приближении

$$N_{СП}^{ОБЩ} = \frac{P_{СИЭ}^{РАСЧ}}{P_{СП}} \quad (2)$$

где $P_{СП}$ – номинальная мощность одной панели

Количество панелей по формуле (2):

$$N_{СП}^{ОБЩ} = \frac{150 \cdot 10^3}{300} = 500 \text{ шт.}$$

Для подключения солнечных панелей ко входу инвертора необходимо соответствие выходного напряжения панелей входному напряжению инверторов. С этой целью панели собираются в группы из нескольких штук последовательно. Исходя из напряжения на входе в инвертор и на клеммах солнечных панелей определим количество последовательно соединенных панелей в одной такой группе

$$N_{СП}^{ПОСЛ} = \frac{U_{Инв}^{ВХ}}{U_{СП}^{ТММ}} \quad (3)$$

где $U_{Инв}^{ВХ}$ – номинальное входное напряжение инвертора, таблица 3.2, $U_{СП}^{ТММ}$ – выходное напряжение солнечных панелей в точке максимальной мощности, таблица 3.1

Количество солнечных панелей в последовательной сборке по формуле (3):

$$N_{СП}^{ПОСЛ} = \frac{720}{36,5} = 19,73 \text{ шт.}$$

Округлим до целого числа

$$N_{СП}^{ПОСЛ} = 20 \text{ шт.}$$

Далее, зная нужное для организации электроснабжения поселка количество солнечных панелей, определим количество параллельно соединенных групп

$$N_{ГРУПП}^{ОБЩ} = \frac{n_{СП}}{N_{СП}} \quad (4)$$

По формуле (4):

$$N_{ГРУПП}^{ОБЩ} = \frac{500}{20} = 25 \text{ шт.}$$

Определим количество групп, параллельно подключенных к одному инвертору

$$N_{ГРУПП} = \frac{I_{ВХ}^{МАХ}}{I_{СП}^{ТММ}} \quad (5)$$

где $I_{ВХ}^{МАХ}$ – максимальный входной ток инвертора, таблица 3.1, $I_{СП}^{ТММ}$ – ток солнечных панелей в точке максимальной мощности, таблица 3.2

По формуле (5):

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		21

$$N_{ГРУПП} = \frac{18,6}{8,21} = 2,27 \text{ шт.}$$

Округлим до целого числа

$$N_{ГРУПП} = 2 \text{ шт.}$$

Определим количество инверторов

$$N_{ИНВ} = \frac{N_{ОБЩ}}{N_{ГРУПП}} \tag{6}$$

По формуле (6):

$$N_{ИНВ} = \frac{25}{2} = 12,5 \text{ шт.}$$

Округлим до целого числа:

$$N_{ИНВ} = 13 \text{ шт.}$$

3.3.Выбор дизельных генераторов

Не всегда выработка электроэнергии солнечными панелями соответствует потреблению. Главный фактор, который ограничивает генерацию – недостаток солнечного света. В любое время года в пасмурную погоду, зимой, когда панели не очищены от снега, в сумеречное и ночное время станция должна стабильно выдавать энергию в сеть электроснабжения поселка. Для выполнения этих условий мы прибегаем к установке дизель-генераторов, как источников, выработка которых не зависит от внешних погодных факторов. Для обеспечения большей надежности и вариативности принято решение установить два генератора для покрытия всей нагрузки (150 кВт). С целью повышения ремонтпригодности были выбраны генераторы АД80-Т400-2РМ2 мощностью 80 кВт каждый [12].

Таблица 3.3 – Технические характеристики дизельных генераторов

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		22

Ном. мощность, кВт/кВА ($\cos\varphi=0.8$)	80/100
Напряжение, В (50 Гц)	400/230
Ном. ток, А	144
Кол-во фаз	3 (изолированная нейтраль)
Степень автоматизации	2
Двигатель	DOOSAN PU086, вертикальный, линейный, с прямым впрыском, 4-х тактный

Продолжение таблицы 3.3

Частота вращения, об/мин	1500
Тип топлива	Дизельное, по сезону (ГОСТ 305-82)
Машинное масло/ОЖ	API CD 15W40/Антифриз с точкой замерзания не выше -35°C
Кол-во цилиндров	6
Система охлаждения	Жидкостная, закрытая
Мощность двигателя, кВт/л.с.	93/125
Емкость бака, л	250
Расход, гр/кВт*ч	196
Расход, л/ч (75%)	~16,8
Расход, л/ч (25%)	~6,5
Система запуска	Электростартер

Аккумулятор	В комплекте, 2 шт 132 А*ч+ стартерные провода с клеммами
Модель генератора	ГС-80-400, синхронный, бесщеточный, с самовозбуждением, одноопорный
Регулятор напряжения	Электронный
Дополнительная комплектация под заказ	Предпусковой электрический подогреватель ОЖ, ПЖД-независимый подогреватель ОЖ
Ресурс двигателя до кап. ремонта, м/ч	40 000

Продолжение таблицы 3.3

Габариты, мм	2500x900x1800
Производитель	Россия, г. Новосибирск, ООО "Новосибирский Завод Генераторных Установок"
Гарантия	2 года либо 2000 моточасов, что наступит ранее

Вторая степень автоматизации предусматривает наличие автоматизации совместной работы двигателей, в том числе автоматический прием нагрузки в ходе синхронизации при параллельной работе ДГ между собой или с внешней сетью и автоматический прием нагрузки при автономной работе.

3.4. Выбор месторасположения станции

Для максимального облучения солнечных панелей их необходимо располагать под углом к горизонту соответствующему широте местности. Согласно географическим картам, поселок находится на широте 57° , следовательно, солнечные панели располагаются под углом в 57° к горизонту. Панели будут располагаться меньшей стороной параллельно к горизонту, как это показано на рисунке 9. Для монтажа панелей используем стойки компании

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

RealSolar [13]. У данных стоек предусмотрена возможность регулировки угла наклона по отношению к горизонту. Ширина одной стойки 2 м, что предполагает размещение на ней двух панелей, так как всего панелей 500, для их монтажа необходимо 250 комплектов стоек. В комплект входят: перфорированный стальной профиль, являющийся основным элементом конструкции, крепежные элементы – болты и гайки, так же монтажные подпятники.

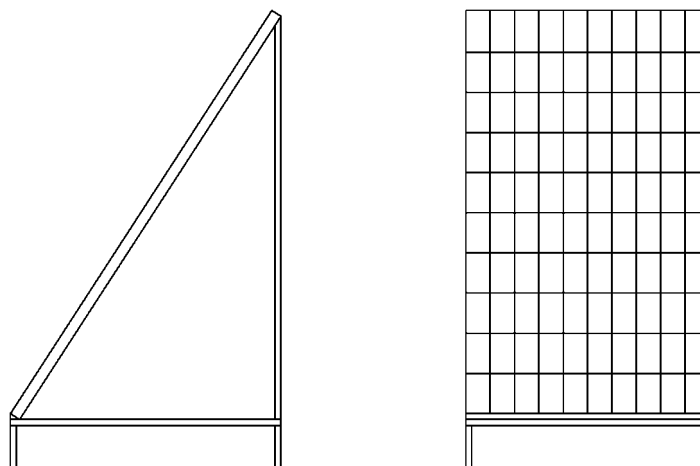


Рисунок 9 – Положение панелей относительно горизонтальной плоскости

Зная размеры панели, рассчитаем площадь, необходимую для ее размещения, как произведение длины площади под панелью панели на ширину панели

$$S_{пл} = l_{пл} \cdot b_{сп} \quad (7)$$

где $b_{сп}$ – ширина панели, дана в таблице 3.1

Длину площади под панелью определим через тригонометрическое соотношение

$$l_{пл} = l_{сп} \cdot \cos(\alpha) \quad (8)$$

где α – угол между горизонтом и панелью, $l_{сп}$ – длина панели, таблица 3.1

По формулам (7) и (8):

$$l_{пл} = 1,95 \cdot \cos(57^\circ) = 1,06 \text{ м}$$

$$S_{III} = 0,99 \cdot 1,06 = 1,05 \text{ м}^2$$

Для того чтобы избежать затенения панелей в пике выработки необходимо располагать их ряды на некотором расстоянии друг от друга.

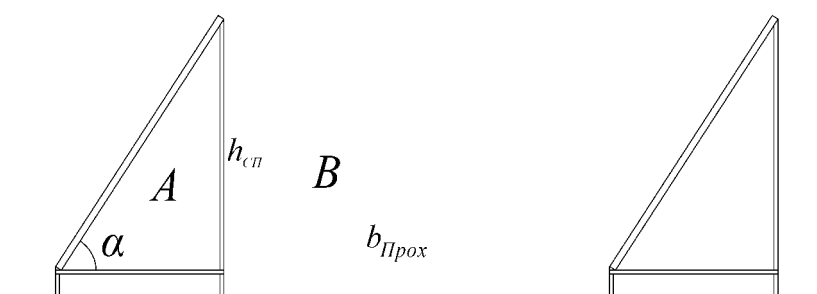
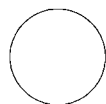


Рисунок 10 – Расстояние между солнечными панелями

Исходя из подобия треугольников А и В, образованных солнечной панелью, ее креплением и солнечными лучами, перпендикулярными к плоскости панели, определим ширину прохода между панелями как произведение высоты установленной наклонно солнечной панели на тангенс угла α

$$b_{\text{Прох}} = h_{\text{СП}} \cdot \text{tg}(\alpha) \quad (9)$$

Высоту установленной наклонно солнечной панели определим, как произведение длины панели на синус угла α

$$h_{\text{СП}} = l_{\text{СП}} \cdot \sin(\alpha) \quad (10)$$

Произведем расчет по формулам (9) и (10):

$$h_{\text{СП}} = 1,95 \cdot \sin(57) = 1,64 \text{ м}$$

$$b_{\text{Прох}} = 0,85 \cdot \text{tg}(57) = 2,52 \text{ м}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Панели будут собираться в ряды из 20 штук. Исходя из этого, определим протяженность одного ряда

$$L_{\text{ряда}} = N_{\text{пан}} \cdot b_{\text{сп}} \quad (11)$$

где $N_{\text{пан}}$ – количество панелей в ряду

Длина ряда по формуле (11):

$$L_{\text{ряда}} = 20 \cdot 0,99 = 19,8 \text{ м}$$

Расположение солнечных панелей на станции приведено на плане станции

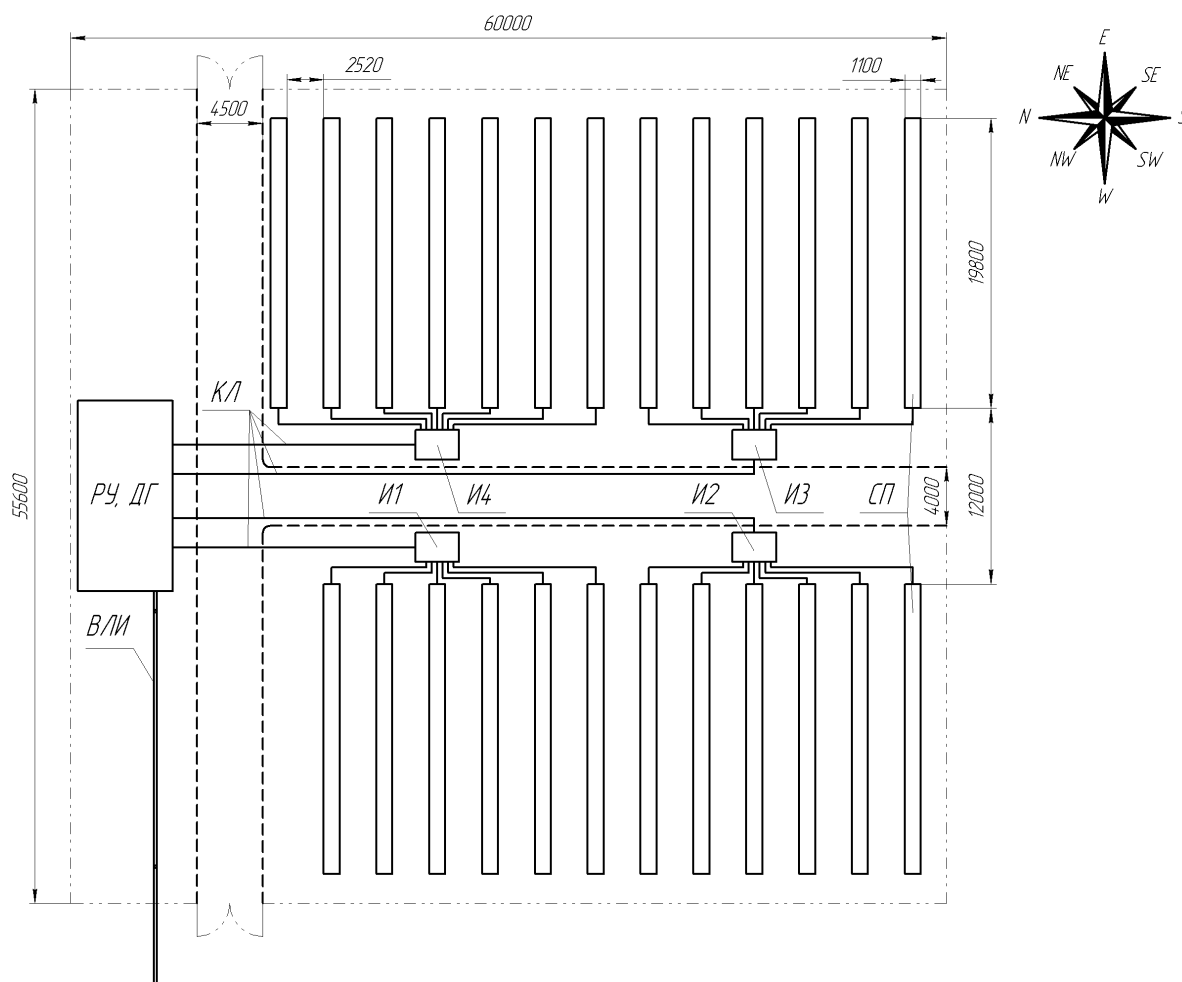


Рисунок 11 – Генеральный план станции

Для удобства монтажа и обслуживания, между двумя полями солнечных панелей предусмотрен проезд шириной 4 м для грузового транспорта,

<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>					<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>27</i>

вдоль этого проезда располагаются инверторные (И1, И2, И3, И4). В первых трех инверторных находится по три аппарата, в четвертой – четыре, к каждому из них, как было рассчитано ранее, подключается два ряда солнечных панелей. Пунктирными линиями на рисунке обозначены электрические связи. От инверторных к распределительному устройству (РУ) отходят кабельные линии напряжением 230 В. Так же с РУ связаны дизельные генераторы, находящиеся в отдельном помещении.

С учетом всех указанных сооружений площадь станции составляет 3336м², это позволяет разместить поле солнечных панелей в непосредственной близости от поселка.

При установке солнечные панели должны быть сориентированы строго на юг.

Так как от распределительного устройства станции до самой удаленной точки поселка расстояние приблизительно равно 1 км, допускается передача электроэнергии на напряжении 230 В, что позволяет отказаться от установки повышающих и понижающих трансформаторов, тем самым уменьшить капитальные вложения при строительстве станции и упростить ее эксплуатацию.

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		28



Рисунок 12 – Расположение станции вблизи поселка

4. Электрическая часть станции

Электростанции, относящиеся к традиционной энергетике, как правило имеют четко разделенный технологический процесс, что связано с количеством и сложностью преобразования различных видов энергии. Это находит яркое отражение в цеховой структуре тепловых станций с переключательной магистралью, где выделяются топливно-транспортный цех, котельный цех, турбинный цех, электрический цех, химический цех. Разделение по этапам преобразования энергии так же существует на атомных и гидравлических станциях. Иначе же дела обстоят с электростанциями на солнечных панелях, где не представляется возможным выделить электрическую часть из всего технологического процесса.

4.1. Электрическая схема станции

Электрическая схема солнечной электростанции представлена в приложении А Объединенная схема электрических соединений. И представляет

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		29

собой объединённую схему станции, включающую цепи постоянного и переменного тока.

В зависимости от рода тока, электрическую схему можно разделить на две части, границей раздела которых служит инвертор.

4.1.1. Цепь переменного тока

К цепи переменного тока относятся дизельные генераторы, шина, к которой подключены источники и потребители, линии, отходящие от станции к нагрузке и коммутационная аппаратура. Для покрытия всей потребляемой поселком мощности достаточно двух дизель-генераторов производительностью 80 кВт каждый. Так как выходное напряжение генераторов и инверторов одинаковы, мы можем подключать их к общей шине.

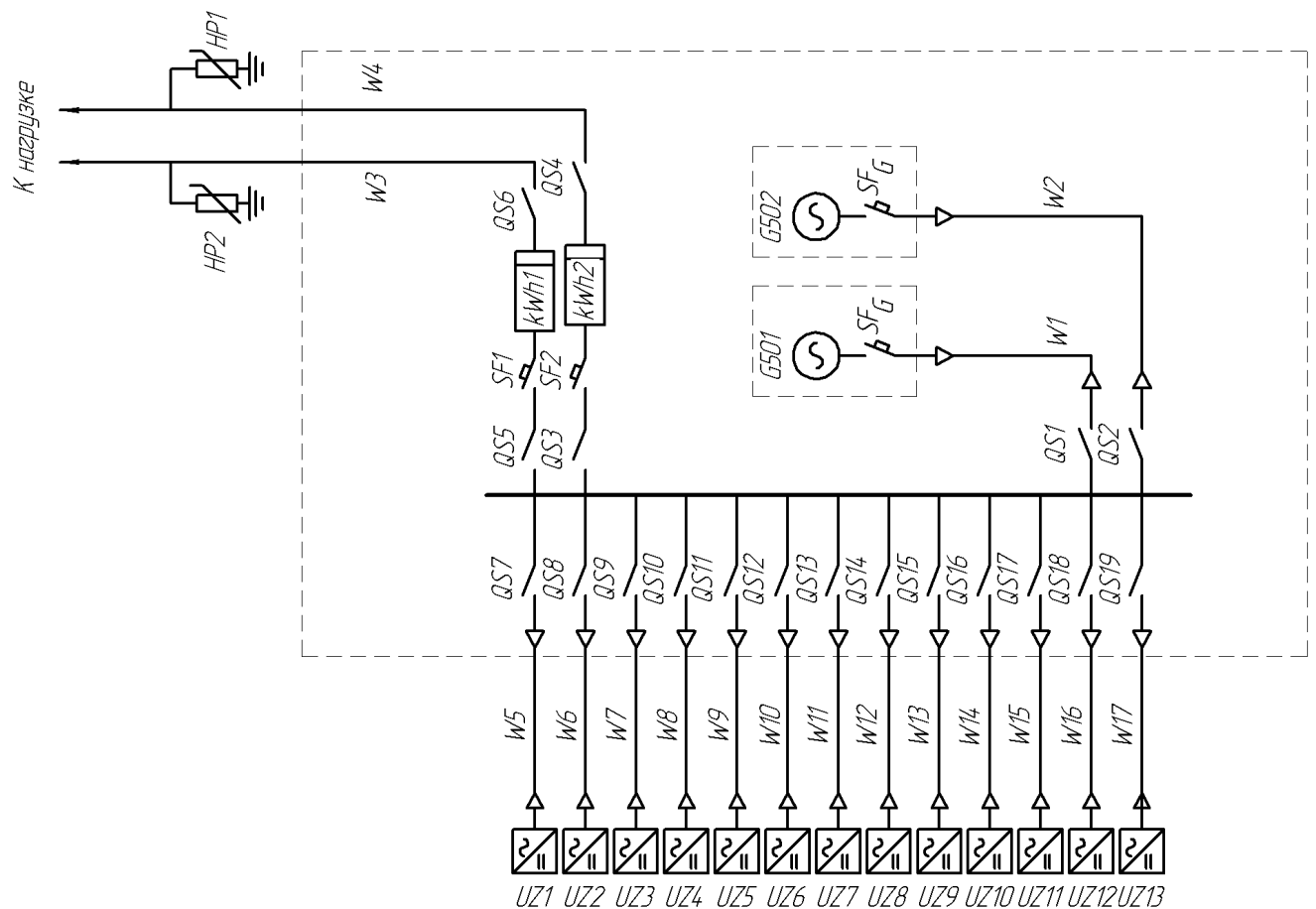


Рисунок 13 – Цепь переменного тока

4.1.2. Цепь постоянного тока

К цепи постоянного тока относятся солнечные панели, собранные, как говорилось ранее, в 25 параллельных групп, по 20 панелей в каждой. Электрическая схема представлена в приложении Б. Группы последовательно соединенных солнечных панелей распределены между инверторами. Следует принять во внимание следующую особенность солнечных панелей: если солнечный элемент не получает достаточное количество света, то есть оказывается затенен, то из источника энергии, он превращается в потребителя, что означает возникновение дополнительных потерь. Во избежание этого неблагоприятного режима, к каждому двадцати последовательным панелям подключен диод, который предотвращает протекание тока в обратном (относительно режима генерации) направлении.

4.2. Выбор приборов учета

Для учета выдаваемой в сеть поселка электроэнергии установлены два счетчика СЭТ-4ТМ.03М.09. Счетчики предназначены для измерения и учета активной и реактивной энергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Таблица 4.1 – Технические характеристики счетчика СЭТ-4ТМ.03М.09.

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: – активной энергии – реактивной энергии	0,2 S или 0,5 S 0,5 или 1
Номинальные напряжения, В	$3 \times (57,7-115) / (100-200)$ или

	$3 \times (120-230) / (208-400)$			
Номинальный (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10)			
Стартовый ток (чувствительность), мА	0,001 $I_{ном}$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В•А	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (В•А)	57,7 В	115 В	120 В	230 В

Продолжение таблицы 4.1

Постоянная счетчика в режиме испытательных выходов (А), режиме испытательных выходов (В), режиме испытательных выходов (С), имп./(кВт•ч), имп./(квар•ч) для счетчиков:	0,8 (1,0)	1,0 (1,5)	1,0 (1,5)	1,5 (2,5)
$3 \times (57,7-115) / (100-200) В, 1(2) А$	А=25000, В=800000, С=12800000			
$3 \times (57,7-115) / (100-200) В, 5(10) А$	А=5000, В=160000, С=2560000			
$3 \times (120-230) / (208-400) В, 1(2) А$	А=6250, В=200000, С=3200000			
$3 \times (120-230) / (208-400) В, 5(10) А$	А=1250, В=40000, С=640000			
Количество тарифов	8			

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ

Лист

32

Диапазон рабочих температур, °С	от - 40 до + 60
Межповерочный интервал, лет	12
Средняя наработка до отказа, ч	140000
Средний срок службы, лет	30
Масса, не более, кг	1,6
Габаритные размеры, мм	330x170x80,2

4.3. Выбор автоматических выключателей

Выбор коммутационного оборудования производится номинальным параметрам.

Условия выбора следующие:

$$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ} \quad (12)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{СЕТИ} \quad (13)$$

где $I_{НОМ}$, $U_{НОМ}$ – номинальные ток и напряжение оборудования $I_{СЕТИ}$, $U_{СЕТИ}$ – ток и напряжение сети.

Устройство инвертора позволяет ограничивать и прекращать выдачу мощности в сеть, так же инвертор на заводе-изготовителе снабжен всеми необходимыми защитами. Это дает нам возможность отказаться от установки автоматических выключателей в цепи постоянного тока.

В цепи переменного тока автоматические выключатели необходимы для защиты и коммутации отходящих к потребителям ЛЭП.

Дизельные генераторы Новосибирского завода генераторных установок АД80-Т400-2РМ2_ при производстве комплектуются автоматическими выключателями, производимыми по спец. заказу на Курском электроаппарат-

ном заводе. Эти выключатели предназначены для работы в составе конкретной установки, их уставки и коммутационная способность обеспечивают надежную защиту генератора при коротких замыканиях. По этой причине мы можем отказаться от установки дополнительных выключателей при присоединении генератора к токоведущей шине.

Выбор автоматических выключателей произведем по значениям тока, протекающего через них, и напряжения на клеммах в максимальном режиме работы электростанции.

Для выбора автоматических выключателей отходящих линий определим ток нагрузки

$$I_{НОМ}^{НГ} = \frac{P_{НОМ}^{НГ}}{3 \cdot U_{НОМ}^{НГ} \cdot \cos \varphi} \quad (14)$$

где $P_{НОМ}^{НГ}$ – номинальная мощность нагрузки, определенная в пункте 3.2, $U_{НОМ}^{НГ}$ – напряжение нагрузки, равное напряжению сети, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, принимаемый 0,95.

По формуле (14):

$$I_{НОМ}^{НГ} = \frac{15000}{3 \cdot 230 \cdot 0,95} = 228,93 \text{ А}$$

Так как от станции отходит две линии, нагрузка между ними будет распределена поровну, следовательно, ток через автоматические выключатели будет равен половине тока нагрузки $I_{SF1, SF2} = \frac{I_{НОМ}^{НГ}}{2} = \frac{228,83}{2} = 114,42 \text{ А}$

Используем автоматические выключатели серии OptiMat D250N-MR1-УЗ курского электроаппаратного завода. Данная серия включает в себя новые трёхполюсные автоматические выключатели, оснащённые микропроцессорными расцепителями [14].



Рисунок 14 – Выключатели OptiMat D

По условию (12):

$$U_{НОМ} = 440 В \geq U_{СЕТИ} = 230 В$$

Условие выполняется

Для выбора автоматических выключателей составим таблицу:

Таблица 4.2 – Выбор выключателей по номинальному току

Обозначение элемента	Ток протекающий через контакты $I_{СЕТИ}^{SF}, A$	Номинальный ток автоматического выключателя $I_{НОМ}^{SF}, A$	Условие выбора
SF1	114,42	250	$I_{НОМ}^{SF} \geq I_{СЕТИ}^{SF}$
SF2	114,42	250	

Как видно из таблицы, условие (13) выполняется во всех случаях.

4.4. Выбор рубильников

Предварительно рубильники следует выбирать исходя из условий (12) и (13)

Рубильники предназначены для проведения номинального тока и нечастых (до трех раз в сутки) в час неавтоматических коммутаций электрических цепей без нагрузки.

Для расчета параметров в цепи постоянного тока воспользуемся данными в таблице 3.1, где указано значение тока и напряжения в точке максимальной мощности солнечных панелей.

Ток через рубильник в цепи постоянного тока определим по закону Кирхгофа, как сумму токов параллельных ветвей, соединенных в одной точке

$$I_{СЕТИ}^{DC} = N_{ГРУПП} \cdot I_{СП}^{TMM} \quad (15)$$

где $N_{ГРУПП}$ – количество параллельно соединенных групп, пункт 3.2, $I_{СП}^{TMM}$ – ток в точке максимальной мощности солнечных панелей, таблица 3.1

По формуле (15):

$$I_{СЕТИ}^{DC} = 2 \cdot 8,21 = 16,42 \text{ A}$$

Напряжение на клеммах рубильника определим, как сумму напряжений в точке максимальной мощности солнечных панелей, соединенных последовательно

$$U_{СЕТИ}^{DC} = U_{СП}^{TMM} \cdot N_{СП} \quad (16)$$

где $N_{СП}$ – количество последовательно соединенных батарей, $U_{СП}^{TMM}$ – напряжение в точке максимальной мощности, таблица 3.1

По формуле (16):

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		36

$$U_{СЕТИ}^{DC} = 36,5 \cdot 20 = 730 \text{ В}$$

Определим мощность солнечных панелей, подключенных к инвертору

$$P_{СП}^{ОБЩ} = P_{СП} \cdot N_{СП} \quad (17)$$

где $P_{СП}$ – мощность одной солнечной панели, $N_{СП}$ – количество солнечных батарей подключенных к инвертору.

По формуле (17):

$$P_{СП}^{ОБЩ} = 300 \cdot 40 = 12 \text{ кВт}$$

Определим мощность на выходе инвертора с учетом коэффициента преобразования постоянного тока в переменный

$$P_{ИНВ}^{ВЫХ} = 0,91 \cdot P_{СП}^{ОБЩ} \quad (18)$$

где 0,91 – коэффициент преобразования в относительных единицах, таблица 3.2

По формуле (17):

$$P_{ИНВ}^{ВЫХ} = 0,91 \cdot 12 = 10,92 \text{ кВт}$$

Далее, имея необходимые данные, определим ток на выходе инвертора

$$I_{ИНВ}^{ВЫХ} = \frac{P_{ИНВ}^{ВЫХ}}{3 \cdot U_{ИНВ}^{ВЫХ} \cdot \cos \varphi} \quad (19)$$

где $U_{ИНВ}^{ВЫХ}$ – выходное напряжение инвертора, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности инвертора таблица 3.2

По формуле (19):

$$I_{ИНВ}^{ВЫХ} = \frac{10920}{3 \cdot 230 \cdot 0,99} = 15,99 \text{ А}$$

Рассчитанные ранее, при выборе автоматических выключателей, пункт 4.2, значения токов и напряжений справедливы и для рубильников, устанавливаемых последовательно с выключателями.

На стороне постоянного тока используем рубильники серии РЕ19 курского электроаппаратного завода [14].



Рисунок 15 – Рубильник РЕ19 производства КЭАЗ

По условию (12):

$$U_{НОМ} = 1кВ \geq U_{СЕТИ} = 0,73кВ$$

Для подключения ЛЭП, дизель-генераторов и инверторов к сети переменного тока используем выключатели-разъединители серии ВР32 КЭАЗ [11].

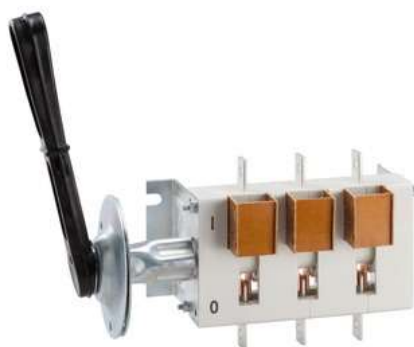


Рисунок 16 – Рубильник ВР32 производства КЭАЗ

По условию (12):

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		38

$$U_{НОМ} = 440 В \geq U_{СЕТИ} = 230 В$$

Условие выполняется

Сведем полученные данные в таблицу:

Таблица 4.3 – Выбор рубильников по номинальному току

Обозначение элемента на схеме	Тип рубильника	Ток протекающий через контакты $I_{СЕТИ}, А$	Номинальный ток рубильника $I_{НОМ}, А$	Условие выбора
QS1, QS2	ВР32-35	144	250	$I_{НОМ} \geq I_{СЕТИ}$
QS3 – QS6	ВР32-35	114,42	250	

Продолжение таблицы 4.4

Обозначение элемента на схеме	Тип рубильника	Ток протекающий через контакты $I_{СЕТИ}, А$	Номинальный ток рубильника $I_{НОМ}, А$	Условие выбора
QS7 – QS18	ВР32-31	15,99	100	$I_{НОМ} \geq I_{СЕТИ}$
QS19	ВР32-31	7,99	100	
QS20 – QS31	РЕ19-31	16,42	100	
QS32	РЕ19-31	8,21	100	

4.5. Выбор проводов, кабелей и шин

Как гласит ПУЭ, проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов. Так же сети сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки до 4000—5000 проверке по экономической плотности тока не подлежат [15]. Число часов использования максимума нагрузки на проектируемой станции составляет 4000, проверка по экономической плотности тока не производится. Предварительно выберем сечение кабельных линий по току в нормальном максимальном режиме работы станции, рассчитанному при выборе выключателей и рубильников – пункты 4.3 и 4.4.

Для соединения инверторов и дизельных генераторов с распределительным устройством, используются трехжильные медные кабели марки ВВГ, сечение которых определим по [15, Таблица 1.3.6]. Следует учитывать, что кабельные линии, соединяющие инверторы с РУ, прокладываются по воздуху. Линии питания потребителей, W3 и W4, выполняются самонесущим изолированным проводом марки СИП-2, сечение которого определим по [15, Таблица 1.3.5].

Таблица 4.4 – Выбор проводников по условию нагрева

Обозначение на схеме	Ток в нормальном максимальном режиме, А	Сечение токопроводящей жилы, S , мм ²	Длина, м	Активное погонное сопротивление $R_{\text{пог}}, \frac{\text{мОм}}{\text{м}}$	Реактивное погонное сопротивление $X_{\text{пог}}, \frac{\text{мОм}}{\text{м}}$	Максимально допустимый ток нагрузки, А
W1	144	70	5	0,254	0,078	170

W2	144	70	5	0,254	0,078	170
W3	114,42	50	1000	0,822	0,078	180
W4	114,42	50	1000	0,822	0,078	180
W5 – W7	15,99	2,5	17	7,120	0,107	38
W8 – W13	15,99	2,5	40	7,120	0,107	38
W14 – W16	15,99	2,5	17	7,120	0,107	38
W17	7,99	2,5	17	7,120	0,107	38

Сопротивления для кабелей определены по [16, П2.4], сопротивления проводов по данным АО «Электрокабель» Кольчугинский завод» [17].

Проверим W3 и W4 по допустимому уровню потерь, для этого нужно определить полное сопротивление линии

$$Z_w = \sqrt{(R_{\text{пог}} \cdot l)^2 + (X_{\text{пог}} \cdot l)^2} \quad (20)$$

где $R_{\text{пог}}$, $X_{\text{пог}}$ – активное и реактивное погонное сопротивление линии, l – длина линии

Потери напряжения

$$\Delta U = \frac{I_w \cdot Z_w}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \quad (21)$$

где I_w – ток протекающий по линии, Z_w – полное сопротивление линии, $U_{\text{НОМ}}$ – напряжение распределительной сети, равное 230 В

По формулам (20) и (21):

$$Z_w = \sqrt{(0,822 \cdot 1000)^2 + (0,078 \cdot 1000)^2} = 825,692 \text{ мОм} = 0,826 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = \frac{114,42 \cdot 0,826}{230} \cdot 100 = 42,96\%$$

Потери в 42,96% от номинального напряжения недопустимы, для их уменьшения увеличим сечение токоведущих жил линий W3 и W4, до 240 мм² с погонными сопротивлениями $R_{\text{пог}} = 0,162 \text{ мОм/м}$, $X_{\text{пог}} = 0,0692 \text{ мОм/м}$

Тогда по формулам (20) и (21):

$$Z_w = \sqrt{(0,162 \cdot 1000)^2 + (0,0692 \cdot 1000)^2} = 176,161 \text{ мОм} = 0,176 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = \frac{114,42 \cdot 0,176}{230} \cdot 100 = 9,16\%$$

Потери напряжения 9,16% считаются допустимыми, следовательно, далее в расчетах принимаем сечение проводников 240 мм².

Используем жесткие алюминиевые шины АД31.

Максимальный ток протекающий по шине А1 определяется током нагрузки, рассчитанным при выборе автоматических выключателей в пункте 4.2. По [15, таблица 1.3.31] выберем однополюсные шины прямоугольного сечения.

Таблица 4.5 – Технические параметры шин

Обозначение на схеме	Размер шины $a \times b$, мм	Сечение шины q , мм ²	Длительно допустимый ток $I_{\text{доп.ном}}$, А
А1	30×4	120	365

Произведем проверку по длительному току

					СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

$$I_{MAX} \leq I_{ДОП} \quad (22)$$

Определим длительный ток при температуре воздуха, отличной от нормированной ($\vartheta_{O.НОМ} = 25^{\circ}C$)

$$I_{ДОП} = I_{ДОП.НОМ} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{ДОП} - \vartheta_O}{\vartheta_{ДОП} - \vartheta_{O.НОМ}}} \quad (23)$$

где $I_{ДОП.НОМ}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха $\vartheta_{O.НОМ} = 25^{\circ}C$, ϑ_O – действительная температура воздуха, $\vartheta_{ДОП} = 70^{\circ}C$ – допустимый нагрев.

По формуле (23):

$$I_{ДОП} = 365 \cdot \sqrt{\frac{70-32}{70-25}} = 335,4 \text{ A}$$

Тогда по условию (22):

$$I_{MAX} = I_{НГ} = 271,74 \text{ A} \leq I_{ДОП} = 335,41 \text{ A}$$

Условие (22) выполняется

Активное сопротивление шины: $R_{ПОГ} = 0,0243 \text{ мОм/ м}$; реактивное:

$$X_{ПОГ} = 0,117 \text{ мОм/ м}$$

5. Расчет токов короткого замыкания

В расчетах токов короткого замыкания (КЗ) существуют некоторые особенности и допущения, а именно:

- 1) Используются упрощенные методы расчета
- 2) Учитываются автономные источники, питающие место короткого замыкания (КЗ)

- 3) Принимаются следующие ступени напряжения: 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ
- 4) Учитываются активные сопротивления элементов и сопротивления контактов
- 5) Учитывается сопротивление дуги
- 6) Учитываются все источники, примыкающие к точке КЗ
- 7) Все активные и индуктивные сопротивления выражаются в МОм
- 8) Расчеты ведутся в именованных единицах

При определении токов КЗ в данном проекте разделим расчет для цепи переменного и постоянного тока так как на современных инверторах стоит защита, которая срабатывает на увеличение тока в системе. Почувствовав КЗ, защита мгновенно срабатывает и подает сигнал на управляемые тиристоры, которые за счет своего безынерционного действия практически мгновенно отключают солнечные панели от сети.

5.1. Короткое замыкание цепи постоянного тока

Так как в цепи постоянного тока все сборки «инвертор + панель» одинаковы, и токи в них так же будут одинаковы, рассчитаем ток короткого замыкания только для одной сборки.

Ток короткого замыкания солнечных панелей указан в таблице 3.1. $I_{СП}^{КЗ} = 8,74 \text{ А}$, ток двух параллельно соединенных рядов панелей определим по первому закону Кирхгофа, как сумму токов ветвей сходящихся в одном узле

$$I_{КЗ}^{DC} = N_{ГРУПП} \cdot I_{СП}^{КЗ} \quad (24)$$

По формуле (24):

$$I_{КЗ}^{DC} = 2 \cdot 8,74 = 17,48 \text{ А}$$

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		44

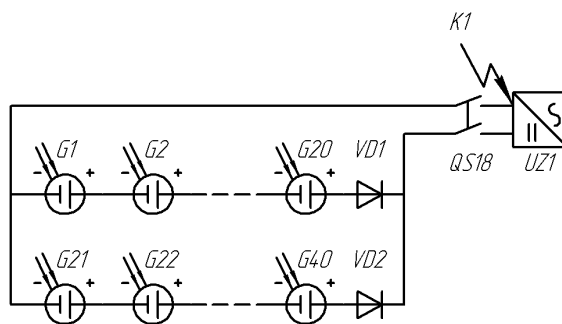


Рисунок 17 – Точки КЗ в цепи постоянного тока

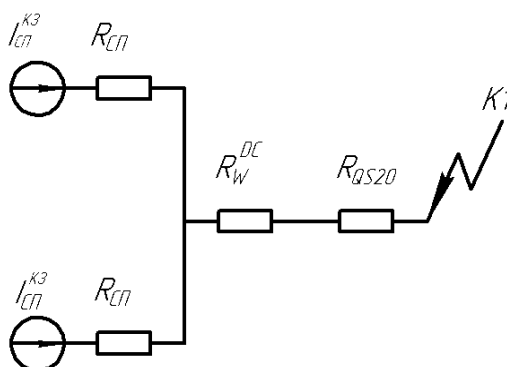


Рисунок 18 – Эквивалентная схема замещения цепи постоянного тока

5.2. Короткие замыкания в цепи переменного тока

Произведем расчет для трехфазных коротких замыканий в точках К1, К2, К3, указанных на рисунке 21

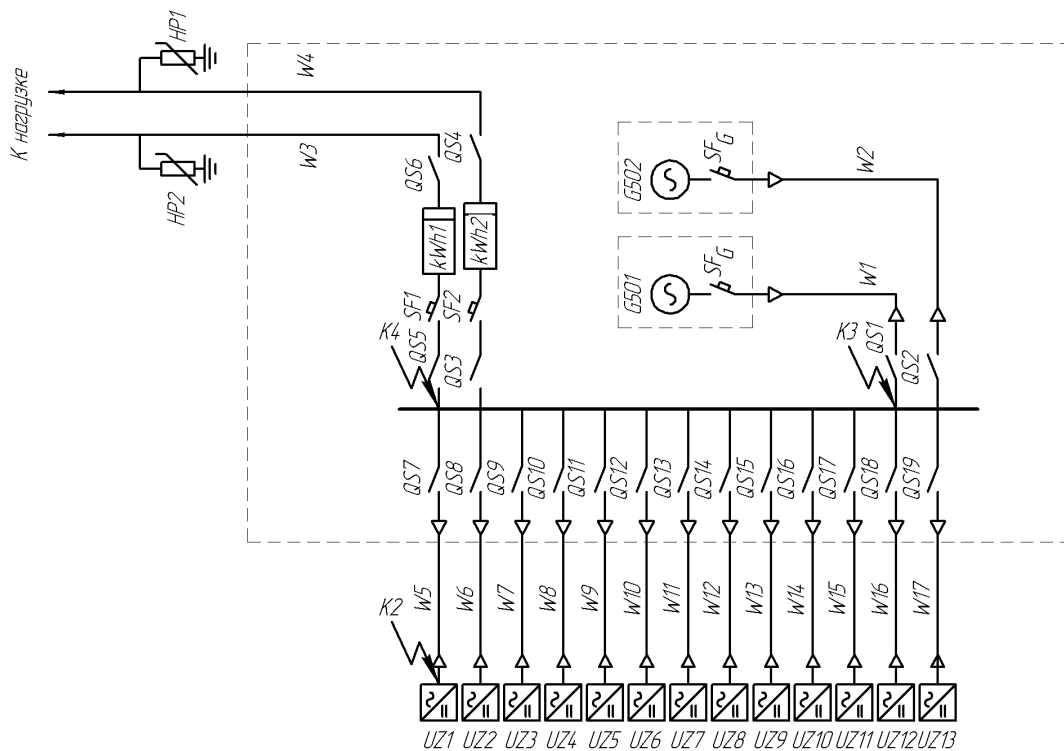


Рисунок 19 – Точки КЗ в цепи переменного тока

Составим схему замещения с элементами, принимаемыми в расчет, при определении токов короткого замыкания:

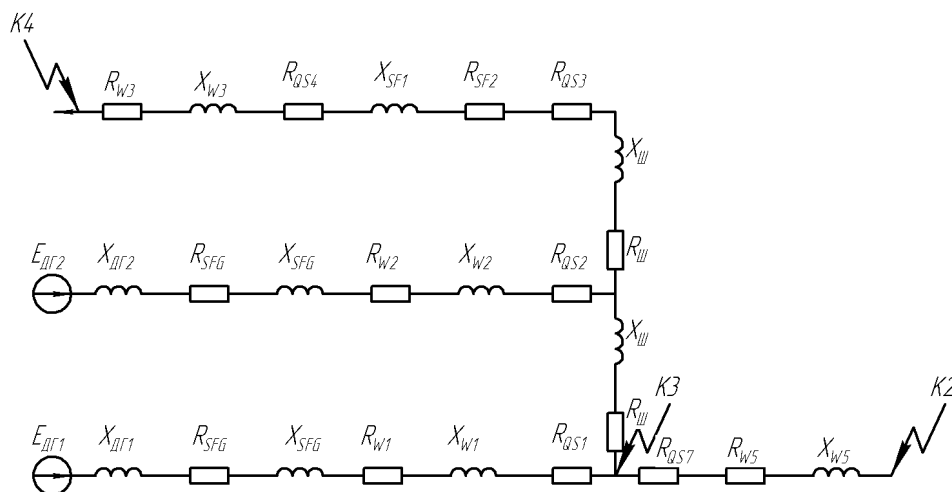


Рисунок 20 – Эквивалентная схема замещения цепи переменного тока

Активные и индуктивные сопротивления катушек расцепителей и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей: $r_{SF} = 1,1 \text{ мОм}$, $x_{SF} = 0,5 \text{ мОм}$ для выключателей с номинальным током 250

А и $r_{SF} = 0,65 \text{ мОм}$, $x_{SF} = 0,17 \text{ мОм}$ для выключателей, установленных на генераторе, с номинальным током 400 А. [18. П.6]. Активные сопротивления контактов рубильников $r_K = 1,0 \text{ мОм}$. [18. п.2.6.]. Сверхпереходное сопротивление генератора $X_d'' = 0,15 \text{ о.е.}$ [18. п.2.9.].

Рассчитаем индуктивное сопротивления генераторов в именованных единицах по следующей формуле:

$$X_{дг} = X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{P_H} \cdot \cos \varphi \quad (25)$$

где U_H – это номинальное напряжение генератора, P_H – это активная номинальная мощность генератора, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора.

По формуле (25):

$$X_{дг1} = X_{дг2} = 0,15 \cdot \frac{400^2 \cdot 10^3}{80} \cdot 0,8 = 0,24 \text{ Ом} = 240,0 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивления кабелей и шин рассчитаем по формуле:

$$X = X_{пог} \cdot l \quad (26)$$

где $X_{пог}$ – погонное реактивное сопротивление прямой последовательности, мОм; l – длина участка шины или кабеля, м.

Активное сопротивление шин и кабелей рассчитаем по формуле:

$$R = R_{пог} \cdot l \quad (27)$$

где $R_{пог}$ – погонное активное сопротивление прямой последовательности, мОм, l – длина участка шины, м.

Примем среднее расстояние между двумя контактными соединениями на шине составляет примерно 1 метр. Тогда с учетом этого расчетное индук-

тивные и активные сопротивления шин по формулам (26) и (27) соответственно:

$$X_{ш} = 0,117 \cdot 1 = 0,117 \text{ мОм}$$

$$R_{ш} = 0,0243 \cdot 1 = 0,0243 \text{ мОм}$$

Сверхпереходная ЭДС генератора в относительных единицах: $E_d'' = 1,08$
 [19. Таблица 2.1]

В именованных единицах:

$$E_d'' = 1,08 \cdot 230 = 248,4 \text{ В}$$

По причине малого количества двигателей и их малой мощности в составе нагрузки, ее влиянием можно пренебречь. Так же пренебрегаем влиянием сопротивления неподвижных контактных соединений.

Сведем данные всех элементов, принимаемых в расчет токов короткого замыкания, в таблицу

Таблица 5.1 – Сопротивления короткозамкнутой цепи

Обозначение на электрической схеме	Обозначение на схеме замещения	Сопротивление		Длина, м
		Удельное, мОм/м	Элемента, мОм	
G501, G502	$X_{дг1}, X_{дг2}$		240	–
W1, W2	X_{w1}, X_{w2}	0,078	0,39	5
	R_{w1}, R_{w2}	0,254	1,27	

Продолжение таблицы 5.1

Обозначение на электрической схеме	Обозначение на схеме замещения	Сопротивление		Длина, м
		Удельное, мОм/м	Элемента, мОм	
A1	X_{III}	0,117	0,117	1
	R_{III}	0,0243	0,0243	
SF1, SF2	X_{SF1}, X_{SF2}		0,5	–
	R_{SF1}, R_{SF2}		1,1	
QS1 – QS7	$R_{QS1} - R_{QS7}$		1,0	–
W5	X_{W5}	0,107	1,819	17
	R_{W5}	7,120	121,04	
SF _G	X_{SFG}		0,17	–
	R_{SFG}		0,65	
W3, W4	X_{W3}, X_{W4}	0,0692	69,2	1000
	R_{W3}, R_{W4}	0,162	162	

Рассчитаем ток короткого замыкания в точке К2. Для этого упростим схему сети с помощью последовательного и параллельного сложения сопротивлений, сведя ее к эквивалентному (суммарному) сопротивлению с приложенной эквивалентной ЭДС.

$$X_{\Sigma}(R_{\Sigma}) = X_1(R_1) + X_2(R_2) + \dots + X_n(R_n) \quad (28)$$

$$X_{\Sigma}(R_{\Sigma}) = \frac{X_1(R_1) \cdot X_2(R_2)}{X_1(R_1) + X_2(R_2)} \quad (29)$$

Сложим сопротивления, соединенные последовательно по (28):

$$X_1 = X_{дГ} + X_{SFG} + X_{W1} = 240 + 0,17 + 0,39 = 240,56 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{дГ2} + X_{SFG} + X_{W2} + X_{ш} = 240 + 0,17 + 0,39 + 0,117 = 240,67 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_{W5} = 1,819 \text{ Ом}$$

$$R_1 = R_{SFG} + R_{W1} + R_{QS1} = 0,65 + 1,27 + 1,0 = 2,92 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_{SFG} + R_{W2} + R_{QS2} + R_{ш} = 0,65 + 1,27 + 1,0 + 0,0243 = 2,944 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_{QS7} + R_{W5} = 1,0 + 121,04 = 122,04 \text{ мОм}$$

В результате преобразования мы имеем следующую схему для точки К2:

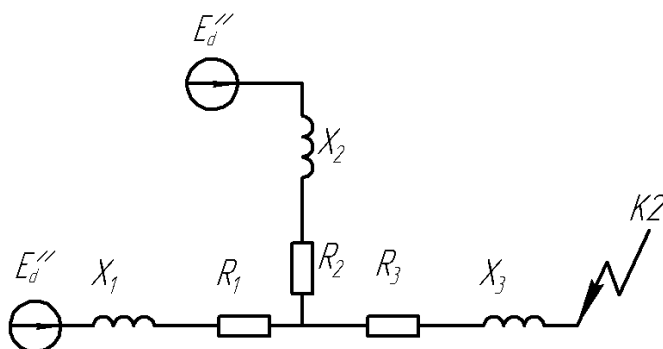


Рисунок 21 – Промежуточная эквивалентная схема для точки К2

Продолжим преобразования по (29):

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_w = \frac{240,56 \cdot 240,67}{240,56 + 240,67} + 1,819 = 122,13 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2} + R_3 = \frac{2,92 \cdot 2,944}{2,92 + 2,944} + 122,04 = 123,51 \text{ мОм}$$

По итогу всех преобразований мы получаем схему:

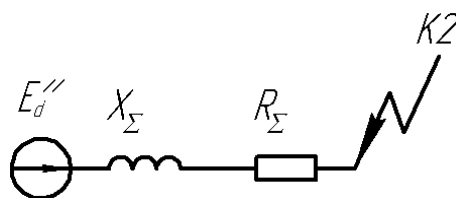


Рисунок 22 – Итоговая эквивалентная схема для точки К2

Определим периодическую составляющую тока КЗ в начальный момент времени рассчитывается по следующей формуле [14, п. 17.2]:

$$I_{п0} = \frac{E_d''}{\sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}} \quad (30)$$

где E_d'' – это сверхпереходная фазная ЭДС генератора; R_Σ – суммарное активное сопротивление цепи; X_Σ – суммарное реактивное сопротивление цепи

По формуле (30):

$$I_{п0} = \frac{248,4}{\sqrt{123,51^2 + 122,13^2}} = 1,43 \text{ кА}$$

Для расчета сопротивления дуги воспользуемся формулой [17, П.9]

$$R_d = 16 \frac{\sqrt{l}}{I_{п0}^{0,85}} \quad (31)$$

где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени, кА, l – длина дуги короткого замыкания, принимаемая 1,6 см, в зависимости от расстояния между фазами, по [18, П.9].

По формуле (31):

$$R_d = 16 \frac{\sqrt{1,6}}{1,43^{0,85}} = 14,93 \text{ мОм}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени с учетом дуги [16, п. 17.3]:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_d''}{\sqrt{(R_{\Sigma} + R_{\Sigma})^2 + X_{\Sigma}^2}} \quad (32)$$

По формуле (32):

$$I_{\text{по}} = \frac{248,4}{\sqrt{(123,51+14,93)^2 + 122,13^2}} = 1,346 \text{ кА}$$

Для расчета ударного тока КЗ необходимо знать постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, определим ее по формуле [16, п. 17.3]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{2\pi f R_{\Sigma}} \quad (33)$$

где R_{Σ} , X_{Σ} – суммарные индуктивное и активное сопротивления цепи короткого замыкания, мОм; f — частота сети, Гц.

По формуле (31):

$$T_a = \frac{109,34}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 123,51} = 0,0031 \text{ с}$$

Ударный коэффициент определим по формуле [16, п. 17.3]:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (34)$$

По формуле (34):

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0031}} = 1,042$$

Ударный ток КЗ рассчитаем по следующей формуле [16, п. 17.3]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_{\text{уд}} \quad (35)$$

По формуле (35):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,346 \cdot 1,042 = 1,983 \text{ кА}$$

Расчеты токов КЗ для точек К3 и К4 аналогичны, сведем их результаты в таблицу

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		52

Таблица 5.2 – Токи коротких замыканий

Точка КЗ	$I_{по}, кА$	$i_{уд}, кА$
К2	1,346	1,983
К3	6,149	16,444
К4	1,162	1,658

6. Проверка оборудования на токи КЗ

6.1. Проверка автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей произведем по параметрам, указанным в [20, с. 216]:

- 1) По отключаемому току:

$$I_{откл.ном} \geq I_{по} \quad (36)$$

- 2) По включаемому току:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (37)$$

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определим, как время отключения автоматического выключателя $\tau = t_{откл} = 0,015 \text{ с}$

- 3) По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (38)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости

B_K – тепловой импульс, определяемый по выражению

$$B_K = I_{П0} \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (39)$$

где $t_{откл}$ – время отключения автоматического выключателя, равное 0,015

- 4) По постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{a.ном} \geq T_a \quad (40)$$

где $T_{a.ном}$ – значение по каталогу (0,005–0,015 с), T_a – определяется при расчете токов КЗ

Произведем проверку выключателей SF1 и SF2, данные представим в таблице 6.1 – проверка автоматических выключателей.

- 1) По отключаемому току:

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА} > I_{П0} = 1,162 \text{ кА}$$

- 2) По включаемому току:

$$i_{вкл} = 84 \text{ кА} > i_{уд} = 1,658 \text{ кА}$$

- 3) По термической стойкости:

По формуле (39):

$$B_K = 1,164 \cdot (0,015 + 0,002) = 0,02$$

По условию (38):

$$B_K = 0,02 < I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 0,1 = 1600$$

- 5) По постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{a.ном} = 0,005 > T_a = 0,002$$

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		54

Таблица 6.1 – Проверка автоматических выключателей

Условия выбора	Данные завода-изготовителя	Параметры цепи
$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 1,162 \text{ кА}$
$i_{ВКЛ} \geq i_{уд}$	$i_{ВКЛ} = 84 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1,658 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 1600$	$B_K = 0,02$
$T_{а.ном} \geq T_a$	$T_{а.ном} = 0,005$	$T_a = 0,002$

Исходя из таблицы 6.1, автоматические выключатели удовлетворяют параметрам проектируемого объекта.

6.2. Проверка рубильников на действие токов КЗ

Проверка ранее выбранных рубильников постоянного тока на действие короткого замыкания не выполняется. Рубильники переменного тока проверяются по параметрам, указанным в [20, с. 204].

1) По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.СКВ} \quad (41)$$

где $i_{пр.СКВ}$ – номинальный условный ток короткого замыкания, кА

2) По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \quad (42)$$

где $I_{ТЕР}$ – условный тепловой ток аппарата, кА

Проверим рубильник типа ВР32-35 на действие токов КЗ.

1) По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 16,444 \text{ кА} > i_{ПР.СКВ} = 14 \text{ кА}$$

2) По термической стойкости:

$$B_K = 3,781 < I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 14^2 \cdot 1 = 196$$

Условие (42) не выполняется.

Выберем рубильник типа ВР32-37 с номинальным током 400 А, проверим его по условию (42):

$$i_{уд} = 16,444 \text{ кА} < i_{ПР.СКВ} = 22 \text{ кА}$$

Проведем аналогичные расчеты для рубильников типа ВР32-31 и сведем данные в таблицу.

Таблица 6.2 – Проверка рубильников

Паспортные данные		Расчетные параметры	Условия проверки
ВР32-31	$i_{ПР.СКВ} = 8 \text{ кА}$	1,662 кА	$i_{уд} \leq i_{ПР.СКВ}$
	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 16$	0,023 кА ² ·с	$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$
ВР32-37	$i_{ПР.СКВ} = 22 \text{ кА}$	16,444 кА	$i_{уд} \leq i_{ПР.СКВ}$
	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 196$	3,781 кА ² ·с	$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$

Рубильники типа ВР32-31 и ВР32-37 удовлетворяют всем условиям проверки.

6.3. Выбор и проверка токоведущих частей

Соединительные провода для солнечных панелей поставляются в комплекте с выбранным оборудованием и соответствуют всем его параметрам.

Сечение кабельных линий, соединяющих солнечные панели с инверторами определим по условию предельно допустимого нагрева. Для расчета используем длительный ток нормального максимального режима. По [15, Таблица 1.3.6] выберем двухжильный медный кабель, учтем, что кабель будет проложен в воздухе. Приведем данные в таблице.

Таблица 6.3 – выбор проводников постоянного тока

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А	Наибольший рабочий ток в цепи, А	Ток в цепи при КЗ, А
2,5	27	16,42	17,48

В каждую инверторную, кроме И4, входит по два кабеля длиной 4 метра, и по одному длиной 8 метров, в инверторную И4 – два кабеля по 4 метра и два по 8 метров.

Выполним проверку шины на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Проверка на термическую стойкость производится по условию:

$$q_{\min} \leq q \quad (43)$$

где q – выбранное сечение, q_{\min} – это минимальное сечение по термической стойкости, определяемое по выражению:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (44)$$

где B_K – это тепловой импульс определенный в пункте 6.1, $\kappa A^2 \cdot c$; C_T – функция, значение которой выбираются по [20, табл. 3.16], $\kappa A \cdot c^{0.5} / мм$ для алюминиевых шин.

По формуле (44):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3,781 \cdot 10^3}}{90} = 21,61 \text{ мм}^2$$

По условию (43):

$$q_{\min} = 21,61 \text{ мм}^2 < q = 120 \text{ мм}^2$$

Для проверки на электродинамическую стойкость рассчитаем момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия по [20, Таблица 4.1], см³

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (45)$$

где b – это ширина шины, см; h – высота шины, см.

Рассчитаем механическое напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (46)$$

где l – это длина пролета между изоляторами, примем равной 0,8м; a – расстояние между соседними фазами, для шин, расположенных плашмя, равно 0,30 м; i_{y0} – ударный ток КЗ, А

Проверка производится по условию:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (47)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – это допустимое механическое напряжение в материале шин, равное 82,3 МПа [21, табл. 7.3]

По формулам () и ():

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{16351^2 \cdot 0,8^2}{0,6 \cdot 0,3} = 16,468 \text{ МПа}$$

По условию (47):

$$\sigma_{\max} 16,468 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ МПа}$$

Условия термической и электродинамической стойкости для шин выполняются.

7. Расчет заземляющего устройства РУ

Согласно ПУЭ [15] заземляющие устройства электроустановок напряжением 0,4 кВ сети с глухозаземленной нейтралью выполняют с учётом сопротивления $R_{з, \text{доп}} < 4 \text{ Ом}$.

Защитное заземление выполняется с целью повышения безопасности эксплуатации, уменьшения вероятности поражения персонала, людей и животных электрическим током в процессе эксплуатации электроустановок, [19].

Так как максимальное время отключения аварийного тока меньше чем 0,1с, допустимое напряжение прикосновения примем $U_{\text{пр. доп}} = 500 \text{ В}$.

Коэффициент определяемый удельным сопротивлением верхнего слоя земли

$$\beta = \frac{R_{\text{чел}}}{R_{\text{чел}} + R_{\text{ступ}}}$$
 (48)

где $R_{\text{чел}}$ – сопротивление человека, Ом; $R_{\text{ступ}}$ – сопротивление под ступнями человека, Ом;

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,57$$

$$R_{\text{ступ}} = 1,5 \cdot \rho_1$$
 (49)

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		59

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, $\rho_1 = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

$$R_{\text{СТУП}} = 1,5 \cdot 500 = 750 \text{ Ом}$$

Определим коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (50)$$

где, M – функция отношения ρ_1 / ρ_2 ; ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, $\rho_2 = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; l_B – длина вертикального заземлителя, принимаем 5 м; a – расстояние между двумя заземлителями, $a = 8 \text{ м}$; L_T – общая длина горизонтальных заземлителей, $L_T = 690,8 \text{ м}$; S – площадь заземляющего устройства, $S = 3814 \text{ м}^2$.

$$k_{\Pi} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 690,8}{8 \cdot \sqrt{3814}} \right)^{0,45}} = 0,1915$$

Потенциал заземлителя, В:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}} \quad (51)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,1915} = 2611$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (52)$$

Для определения тока стекающего с заземлителя рассчитаем ток однофазного КЗ по формуле

$$I_{\text{н0}}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_d''}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (53)$$

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		60

где $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ – сопротивления прямой последовательности с учетом активного сопротивления дуги; $R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ – сопротивления нулевой последовательности.

По аналогии с пунктом 5.2 найдем значения $R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$, при КЗ в точке КЗ учитывая при этом изменившиеся значения следующих сопротивлений:

$$R_{W1}^0 = 5,085 \text{ мОм} \quad X_{W1}^0 = 1,555 \text{ мОм}$$

$$R_{W2}^0 = 5,085 \text{ мОм} \quad X_{W2}^0 = 1,555 \text{ мОм}$$

$$\text{Таким образом: } R_{0\Sigma} = 3,599 \text{ мОм} \quad X_{0\Sigma} = 40,73 \text{ мОм}$$

По формуле (53)

$$I_{IIO}^{(1)} = \frac{3 \cdot 248,4}{\sqrt{(2 \cdot 5,994 + 3,599)^2 + (2 \cdot 40,15 + 40,73)^2}} = 9,047 \text{ кА}$$

Аварийный ток, проходящий через заземляющее устройство в землю, кА

$$I_3 = (0,4 - 0,6) I_{IIO}^{(1)} \tag{54}$$

$$I_3 = 0,4 \cdot 9,047 = 3,619$$

Определим допустимое сопротивление по формуле (52)

$$R_{3.доп} = \frac{2611}{3619} = 0,721$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной квадрата \sqrt{S}

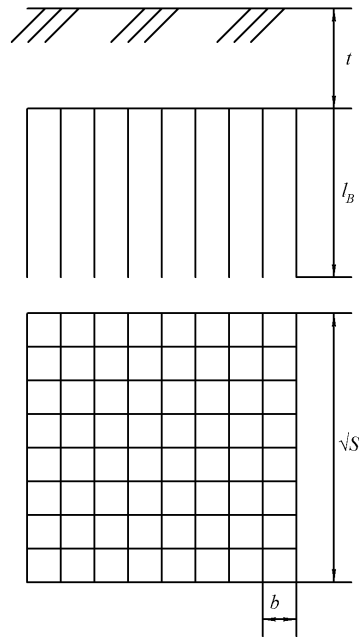


Рисунок 23 – Расчетная модель заземляющего устройства

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (55)$$

$$m = \frac{690,8}{2 \cdot \sqrt{3814,4}} - 1 = 4,59$$

Округлим значение до целого $m=5$

Расчетная длина горизонтальных заземлителей, м:

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (56)$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{3814} (5+1) = 741$$

Длина сторон ячейки, м

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (57)$$

$$b = \frac{\sqrt{3814}}{5} = 12,35$$

Количество вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_{\text{верт.эл}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (58)$$

$$n_{\text{верт.эл}} = \frac{4 \cdot \sqrt{3814}}{8} = 30,88$$

Округлим значение до целого $n=31$

Суммарная длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = l_B \cdot n_{\text{верт.эл}} \quad (59)$$

$$L_B = 5 \cdot 31 = 155$$

Общее сопротивление заземлителя, при $t=0,7$:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \frac{\rho_3}{L_T + L_B} \quad (60)$$

Определим значение коэффициента A по формуле:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (61)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{3814}} = 0,366$$

Значение ρ_3 по формуле:

$$\rho_3 = 1,7 \cdot \rho_2 \quad (62)$$

$$\rho_3 = 1,7 \cdot 10 = 17$$

По формуле (60):

$$R_3 = 0,366 \frac{17}{\sqrt{3814}} + 0,366 \frac{17}{741 + 155} = 0,108 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого:

$$R_3 = 0,108 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 0,721 \text{ Ом}$$

Найдем напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot R_3 \cdot I_3 \quad (63)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,1915 \cdot 0,108 \cdot 3619 = 74,7$$

Напряжение прикосновения должно быть меньше допустимого:

$$U_{\text{пр}} = 74,7 \text{ В} < U_{\text{пр.доп}} = 500 \text{ В}$$

8. Грозозащита станции

Одним из важных условий бесперебойной работы электрических станций является обеспечение надежной грозозащиты электрооборудования. Необходимо, чтобы все оборудование находилось в зоне защиты, размеры которой определяются количеством и взаимным расположением стержневых молниеотводов.

Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Зоной защиты молниеотвода называют пространство вокруг него, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

Габариты зоны защиты нескольких молниеотводов определяются тремя параметрами: высотой конуса h_0 , радиусом конуса на уровне земли r_0 и расстоянием между стержневыми молниеотводами, эти параметры находятся по эмпирическим формулам для $P_3 = 0,99$ из [22, табл. 12.1, 12.2].

Для обеспечения грозозащиты в данном проекте воспользуемся телескопическими молниеприемными мачтами компании DEHN [23]. Тип мачты ТВМ 22.35М FP565 STTZN, её высота $h = 22,35 \text{ м}$.

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте защищаемого объекта:

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		64

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (65)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, для данного проекта примем 4,5 м; r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, h_0 – высота зоны защиты одиночного молниеотвода.

Определим параметры зоны защиты:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 22,35 = 17,88 \text{ м}$$

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 22,35 = 17,88 \text{ м}$$

Тогда по формуле (65):

$$r_x = \frac{17,88(17,88 - 4,5)}{17,88} = 13,38 \text{ м}$$

Несколько молниеотводов можно расположить так, чтобы они создавали общую зону защиты больших размеров, чем у одиночных. Максимальное расстояние между молниеотводами рассчитывается как:

$$L_{MAX} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 22,35 = 106,2 \text{ м}$$

При больших расстояниях между мачтами образуется провес границы зоны защиты, высота которого определяется следующим образом:

$$h_c = \frac{L_{MAX} - L}{L_{MAX} - L_c} \cdot h_0 \quad (66)$$

Провеса не образуется, если молниеотводы расположены на расстоянии не большем чем

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 22,35 = 50,288 \text{ м}$$

Используя полученные данные разместим молниеотводы на территории станции так, как показано на рисунке 24. Мачты расположенные вблизи периметра территории не создают помех эксплуатации. Заметим, что мачты,

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		65

установленные в южной части станции (нижняя часть рисунка), отбрасывают тень на солнечные панели. При выбранном расположении, в каждый момент времени на панели тень падает лишь от одной мачты, что сводит к минимуму их влияние на выработку элеткроэнергии. Расстояния между молниеотводами: $L_1 = 53,6 м$; $L_2 = 69,54 м$; $L_3 = 44,3 м$

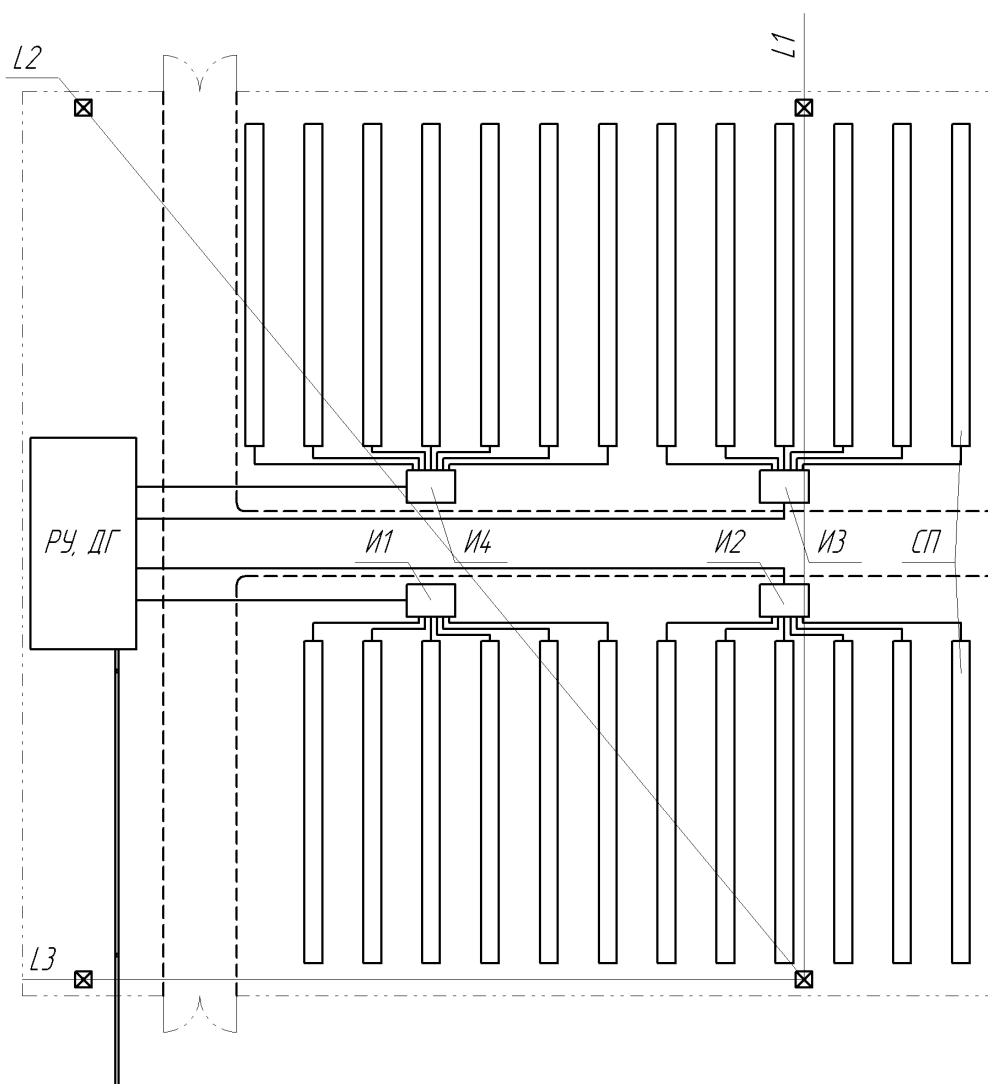


Рисунок 24 – Расположение молниеотводов

Определим высоту провиса на расстояниях L_1 и L_2 по формуле (66):

$$h_{c1} = \frac{106,2 - 53,6}{106,2 - 50,288} \cdot 17,88 = 16,82 \text{ м}$$

$$h_{c2} = \frac{106,2 - 69,54}{106,2 - 50,288} \cdot 17,88 = 11,72 \text{ м}$$

Половина ширины горизонтального сечения в центре расстояния между молниеотводами на высоте $h_x \leq h_c$ определяется по формуле

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} \quad (67)$$

Для h_{c1} и h_{c2} по формуле (67):

$$r_{cx2} = \frac{17,88(16,82 - 4,5)}{16,82} = 13,1 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = \frac{17,88(11,72 - 4,5)}{11,72} = 11,01 \text{ м}$$

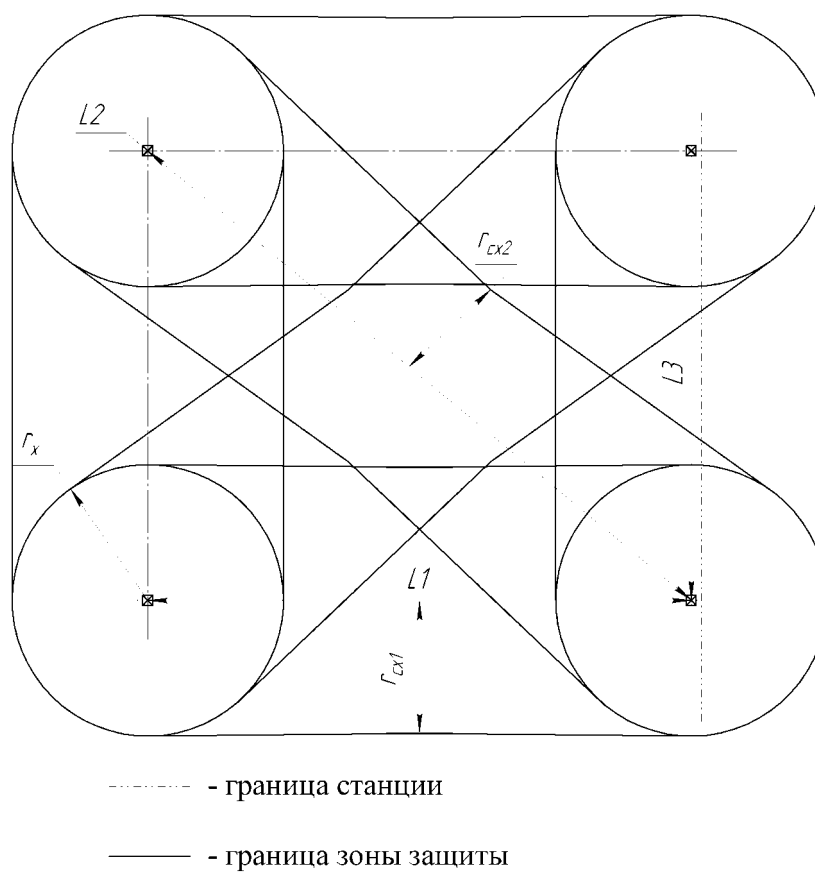


Рисунок 25 – Панорама зон защиты стержневых молниеотводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ

Лист

67

9. Выбор ОПН

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты оборудования от атмосферных перенапряжений, возникающих при попадании молнии в ЛЭП. ОПН устанавливаются у вводов воздушных линий в РУ.

Произведем выбор ОПН по следующим условиям:

- 1) Выбор ОПН по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению.

$$U_{HPO} > (1,02 - 1,05)U_{HC}$$

где U_{HC} – наибольшее рабочее напряжение сети; U_{HPO} – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя.

- 2) Выбор ОПН по номинальному разрядному току:

Номинальный разрядный ток должен быть не менее 5 кА.

- 3) Выбор ОПН по категории климатического исполнения.

С учетом приведенных выше условий произведем выбор ОПН в табличной форме таблица 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор ОПН 0,4 кВ

Условие выбора	Параметры сети	Параметры ОПН
$U_{HPO} > (1,02 - 1,05)U_{HC}$	420 В	450 В
$I_{НОМ} > I_{РАЗР}$	5 кА	10 кА
Категория климатического исполнения	УХЛ1	УХЛ1

Используем ОПНп-0,4/300/0,45 УХЛ1

10. Выбор опорных изоляторов

В соответствии с ПУЭ [15, п. 2.4.21, 2.4.22] ВЛИ выполняются без применения изоляторов.

Выбор опорных изоляторов для крепления шин производится по следующим условиям:

- 1) По напряжению установки

$$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ} \quad (68)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение изолятора, $U_{СЕТИ}$ – номинальное напряжение сети.

- 2) По допустимой нагрузке

$$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ} \quad (69)$$

где $F_{РАСЧ}$ – сила, действующая на изолятор, $F_{ДОП}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F_{РАЗР} \quad (70)$$

где $F_{РАЗР}$ – разрушающая нагрузка на изгиб

Расчетная сила, действующая на изолятор, рассчитывается по следующей формуле:

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{УД}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (71)$$

где k_h – это поправочный коэффициент на высоту шины

$$k_h = \frac{H}{H_{ИЗ}} \quad (72)$$

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		69

где $H_{из}$ – это высота изолятора

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} \quad (73)$$

где b – ширина шины; h – высота шины

Были выбраны опорные изоляторы типа «ИО 1-2,5 УЗ».

Проверка по условию (68):

$$U_{НОМ} = 1 \text{ кВ} > U_{СЕТИ} = 0,4 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

Для шины А1 рассчитаем высоту конструкции по формуле (73):

$$H = 60 + 4 + \frac{30}{2} = 79 \text{ мм}$$

Поправочный коэффициент на высоту шины по (72):

$$k_h = \frac{79}{60} = 1,3$$

Сила, действующая на изолятор по (71):

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{16444^2}{0,3} \cdot 0,8 \cdot 1,3 \cdot 10^{-7} = 164,5 \text{ Н}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора по (70)

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 2500 = 1500 \text{ Н}$$

Произведем проверку по условию (69):

$$F_{ДОП} = 1500 \text{ Н} > F_{РАСЧ} = 164,5 \text{ Н}$$

Условие выполняется.

Выбранный тип изоляторов отвечает всем заданным условиям.

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		70

11. Техничко-экономические показатели

11.1. Составление сметы затрат

Для расчета технико-экономических показателей необходимо рассчитать суммарную стоимость оборудования, с этой целью составим смету затрат.

Таблица 11.1 – Смета затрат

Тип оборудования	Марка	Цена за единицу тыс. руб.	Количество (шт., м)	Стоимость, тыс. руб.
Солнечные панели	HSE300-72M	21700	500 шт.	10850
Крепления солнечных панелей	RealSolar	6783	250 шт.	1695,75
Инверторы	SILA PRO 10 кВт	230000	13 шт.	2990
Дизельные генераторы	АД80-Т400-2РМ2	897000	2 шт.	1794
Приборы учета	СЭТ-4ТМ.03М.09	28	2	56
Автоматические выключатели	OptiMat D250N-MR1-У3	16456	2 шт.	32,912
Рубильники	ВР32-35	1450	6 шт.	8,7
	ВР32-31	1044	13 шт.	13,572
	РЕ19-31	5157	13 шт.	67,041

Продолжение таблицы 11.1

Тип оборудования	Марка	Цена за единицу тыс. руб.	Количество (шт., м)	Стоимость, тыс. руб.
Кабели	ВБВнг(А)-FRLS 3x70	1797	10 м	17,97
	ВБВнг(А)-LS 3x2,5	100	163 м	16,3
Шины	АД31	160	12 м	1,92
Изоляторы опорные	ИО1-2,5	211	18	3,798
Провода	СИП2 3*50+1*70	160	2000 м	320
Молниеотводы	ТВМ 22.35М FP565 STTZN	150000	4 шт.	600
Участок земли	Промышленного назначения	500	5364 м ²	2682
ОПН	ОПНп- 0,4/300/0,45 УХЛ1	6	450	2,7
Заземляющее устройство	Вертикальные заземлители	645	155 м	99,975
	Полосы	100	239,6 м	23,96
ИТОГО: 21276,6 тыс. руб.				

Стоимость доставки оборудования и монтажа примем равно 10% от стоимости оборудования.

$$C_{стр} = C_{дост} = 0,1 \cdot K_0 \quad (74)$$

где $C_{СТР}$ – затраты на строительные-монтажные работы, $C_{ДОСТ}$ – затраты на доставку оборудования, K_0 – стоимость оборудования $K_0 = 21276,6$ тыс.руб.

По формуле (74):

$$C_{СТР} = 0,1 \cdot 21276,6 = 2127,66 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{ДОСТ} = 0,1 \cdot 21276,6 = 2127,66 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем капитальные вложения в строительство станции, как сумму затрат на оборудование, его доставку и строительные-монтажные работы.

$$K_{СТ} = K_0 + C_{ДОСТ} + C_{СТР} \quad (75)$$

$$K_{СТ} = 21276,6 + 2127,66 + 2127,66 = 25531,92 \text{ тыс.руб.}$$

11.2. Определение выработки станции

Зная параметры солнечных панелей и их количество, опираясь на данные о солнечной радиации составим таблицу выработки солнечных панелей.

Таблица 11.2 – Выработка солнечных панелей

Месяц	Солнечная радиация в месяц, кВт·ч/м ²	Площадь панели, м ²	КПД СП, о.е.	Выработка одной панели, кВт·ч /мес	Выработка всех панелей, кВт·ч /год
Январь	18,91	1,9305	0,1554	5,672994	2836,497
Февраль	43,4			13,01999	6509,993
Март	88,8			26,63997	13319,99
Апрель	129			38,69996	19349,98
Май	165,54			49,66195	24830,98

Продолжение таблицы 11.2

Месяц	Солнечная радиация в месяц, кВт·ч/м ²	Площадь панели, м ²	КПД СП, о.е.	Выработка одной панели, кВт·ч /мес	Выработка всех панелей, кВт·ч /год
Июнь	174,3	1,9305	0,1554	52,28995	26144,97
Июль	178,25			53,47495	26737,47
Август	141,98			42,59396	21296,98
Сентябрь	77,1			23,12998	11564,99
Октябрь	47,12			14,13599	7067,993
Ноябрь	23,1			6,929993	3464,997
Декабрь	12,71			3,812996	1906,498
Год	1100,21	–	–	–	165031,3

Для определения текущего годового потребления электроэнергии используем данные о мощности установленных генераторов и количестве часов использования максимальной мощности.

$$W_{ГОД} = P_{УСТ} \cdot T_{МАХ} \quad (76)$$

где $P_{УСТ}$ – мощность генераторов, кВт, $T_{МАХ}$ – количество часов использования максимальной мощности, ч.

По формуле (76):

$$W_{ГОД} = 100 \cdot 4000 = 400000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим выработку дизельных генераторов на спроектированной станции:

$$W_{дг} = W_{год} - W_{сп} \quad (77)$$

где $W_{сп}$ – выработка солнечных панелей, таблица 11.1

По формуле (77)

$$W_{дг} = 400000 - 165031,3 = 234968,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$



Рисунок 26 – Сравнение объемов выработки солнечных панелей и ДЭС

Сравним выработку спроектированной солнечно-дизельной электростанции (СДЭС) и существующей дизельной (ДЭС). Диаграмма представлена на рисунке 27.

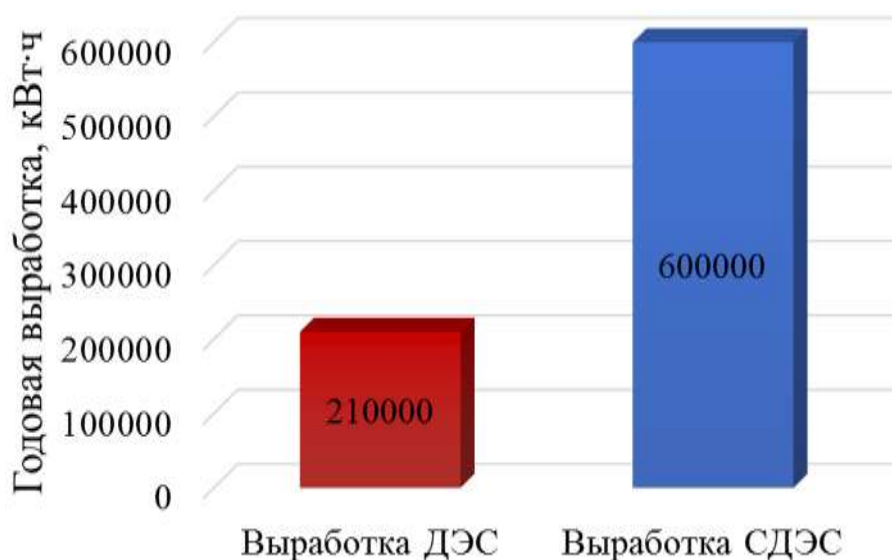


Рисунок 27 – Сравнение вариантов по выработке

Как видим из диаграммы, при сохранении прежней производительности дизельных генераторов, использование солнечных панелей дает значительный прирост электроэнергии вырабатываемой на нужды поселения.

Определим массу дизельного топлива для дизельных генераторов

$$m_{дг} = W_{дг} \cdot 0,196 \quad (78)$$

где $W_{дг}$ – годовая выработка дизельных генераторов, кВт·ч; 0,196 – средний расход топлива кг/кВт·ч (табл. 3.3)

$$m_{дг} = 434968,7 \cdot 0,196 = 85253,865 \text{ кг} = 85,25 \text{ т}$$

11.3. Расчет издержек

К издержкам относятся затраты на топливо, фонд заработной платы рабочих, затраты на поддержание исправного состояния оборудования, его обслуживание и амортизационные отчисления.

Рассчитаем суммарные издержки, как:

$$I_{\Sigma} = \Phi_{зп} + I_{сод} + I_{дг} + A_{об} \quad (79)$$

где $\Phi_{зп}$ – фонд заработной платы; $I_{сод}$ – расходы на содержание и обслуживание оборудования; $I_{дг}$ – расходы на закупку дизельного топлива; $A_{об}$ – отчисления на амортизацию оборудования станции.

Предположим, что на станции будет работать 3 человека с средней заработной платой 20 тыс. руб., тогда, с учетом социальных отчислений в 30% определим фонд заработной платы как:

$$\Phi_{зп} = 20 \cdot 3 \cdot 12 \cdot 1,3 = 936 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на содержание и обслуживание оборудования примем, как 1–5% от капитальных вложений

$$I_{сод} = (0,01 - 0,05) \cdot K_{ст} \quad (80)$$

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		76

$$I_{\text{сод}} = 0,02 \cdot 25531,92 = 510,6 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые расходы на закупку дизельного топлива рассчитаем следующим образом:

$$I_{\text{дт}} = m_{\text{дт}} \cdot C_{\text{топл}} \quad (81)$$

где $m_{\text{дт}}$ – масса топлива, необходимая для обеспечения годовой выработки, кВт·ч; $C_{\text{топл}}$ – стоимость дизельного топлива, равная 43 тыс.руб./т

$$I_{\text{дт}} = 85,25 \cdot 43 = 3665,92 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем отчисления на амортизацию оборудования станции

$$A_{\text{об}} = H_{\text{амо}} \cdot K_{\text{ст}} \quad (82)$$

где $H_{\text{амо}}$ – это норма амортизации оборудования станции, примем равной 0,04 о.е.

$$A_{\text{об}} = 0,04 \cdot 25531,92 = 1021,28 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки по (79)

$$I_{\Sigma} = 510,6 + 3665,92 + 1021,28 + 936 = 6133,79 \text{ тыс.руб.}$$

11.4. Расчет себестоимости электрической энергии. Сравнение себестоимости

Расчет себестоимости электрической энергии произведем на основе ранее рассчитанных суммарных издержек (п.11.3) и выработки (п.11.2)

В общем виде себестоимость электроэнергии можно рассчитать по формуле:

$$u = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{сп}} + W_{\text{дт}}} \quad (83)$$

где I_{Σ} – суммарные издержки, руб.; $W_{СП}$, $W_{ДГ}$ – выработка солнечных панелей и дизельных генераторов без учета потерь (табл. 11.1), кВт·ч

$$u = \frac{6133793}{165031,3 + 434968,7} = 10,22 \text{ руб} / \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

За неимением других данных, для определения срока окупаемости, примем в расчет тариф на электроэнергию отпускаемую ООО «Промбытжилсервис». Одноставочный тариф для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, равен 24,05 руб/кВт·ч [24].

Рассчитаем срок окупаемости, как отношение капитальных вложений к производству выработки на сэкономленные средства:

$$T_{OK} = \frac{K_{CT}}{(W_{СП} + W_{ДГ}) \cdot (\text{тариф} - u)} \quad (84)$$

$$T_{OK} = \frac{25531920}{(165031,3 + 434968,7) \cdot (24,05 - 10,22)} = 3 \text{ года}$$

Рассчитанный срок окупаемости значительно меньше гарантированного производителем срока службы солнечных панелей в 25 лет, и не превышает срок эксплуатации дизельных генераторов до вывода в капитальный ремонт, равный 40000 моточасов или 4,5 годам.

Из приведенного расчета видно, что установка солнечных панелей и замена генераторных установок на более современные и более производительные позволяет значительно снизить себестоимость электроэнергии и увеличить ее выработку.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Спроектирована гибридная, солнечно-дизельная электростанция в поселке Чигашет. Для чего было произведено исследование потенциала данного района для использования объектов на базе ВИЭ. Сформирована структура станции. Выбрано современное генерирующее и коммутационное оборудование, соответствующей надежности и экономичности, выдерживающее воздействие рассчитанных токов короткого замыкания.

С целью повышения безопасности эксплуатации станции были рассчитаны: грозозащита с установкой стержневых молниеотводов и ОПН; заземляющее устройство.

Произведен технико-экономический расчет с вычислением капиталовложений в оборудование станции $K_{об} = 21,277$ млн.руб. и капиталовложений в целом $K_{ст} = 25,532$ млн.руб.

Для оценки перспективности проекта был приведен расчет себестоимости электрической энергии $u = 10,22$ руб / кВт·ч. Себестоимость электрической энергии от спроектированной станции значительно ниже тарифа на существующей станции. Рассчитан срок окупаемости $T_{ок} = 3$ года. По результатам расчетов техническое перевооружение генерирующего объекта с использованием возобновляемых источников энергии в поселке Чигашет Абанского района признается экономически целесообразным. Так же, увеличение количества случаев использования в качестве источников энергии вторичных энергетических ресурсов или возобновляемых источников энергии предусмотрено Федеральным законом об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации [25. Ст. 14].

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		79

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. - Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
2. Официальный сайт единой информационной системы в сфере закупок [сайт] – федеральное казначейство, 2018 – Режим доступа: <http://zakupki.gov.ru>
3. Решетень В. В гости к староверам приангарья / В Решетень // Красноярский рабочий. – 2017. – 2 августа.
4. Расписание погоды [сайт]. – ООО «Расписание Погоды», 2018. – Режим доступа: <https://rp5.ru/>
5. Возобновляемые источники энергии: учеб.-метод. пособие [Электронный ре- сурс] / А.В. Бобров, В.А. Тремясов. – Электрон. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – Систем. требования: РС не ниже класса Pentium I; 128 Mb RAM; Windows 98/XP/7; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана.
6. АльтЭнерго – альтернативные источники энергии в Белгородской области [сайт]. – Белгород, 2018. - Режим доступа: <http://www.altenergo.su/>
7. Energywind [сайт]. – Москва, 2018. - Режим доступа: <http://energywind.ru/>
8. ПАО «РусГидро» [сайт]. – Москва, 2018. - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/activity/vie/>
9. Atmospheric Science Data Center [сайт]. – Вашингтон, 2018. - Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
10. Ваш солнечный дом [сайт]. – Москва, 2018. - Режим доступа: <http://www.solarhome.ru/>
11. Инверторы/ООО «ТехноЛайн» — [сайт]. – Москва, 2018. – Режим доступа: <https://e-solarpower.ru/>

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>80</i>

12. Новосибирский завод генераторных установок [сайт]. – Новосибирск, 2018. – Режим доступа: <http://www.nzgu.ru/>
13. Крепления для солнечных панелей/ компания RealSolar — [сайт]. – Санкт-Петербург, 2018. – Режим доступа: <http://realsolar.ru/>
14. Курский электроаппаратный завод [сайт]. – Курск, 2018. – Режим доступа: <https://keaz.ru/>
15. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2015. – 464 с., ил. И.П.
16. И.П. Крючков, Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.: ил.
17. Кабель и провод Электрокабель Кольчугинский завод [сайт]. – АО «ЭКЗ», 2018. – Режим доступа: <http://www.elcable.ru/index.html>
18. ГОСТ 28249-93 Межгосударственный стандарт/ Методы расчета коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ/ Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации – Минск, 1993. – 84с.
19. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : электрон. учеб. пособие / А. Э. Бобров, А. М. Дяков, В. Б. Зорин и др. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – (Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : УМКД № 1515/1138–2008 / рук. творч. коллектива А. Э. Бобров).
20. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К.

- Кирнеева, Т. В. Чиркова. — 2-е изд., стер. — М.: Издательский центр «Академия», 2005. — 448 с.
21. Гук Ю. Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов/ Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова.
— Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. — 312 с.
22. Тремясов В. А. Проектирование электрических станций: учеб. пособие / В. А. Тремясов. — Красноярск : ИПК СФУ, 2009. — 286 с.
23. ООО DEHN RUS [сайт]. — Москва, 2018. — Режим доступа: <http://www.dehn-ru.com/ru>
24. Об установлении тарифов на электрическую энергию, отпускаемую обществом с ограниченной ответственность. «Промбытжилсервис» (Абанский район, п. Абан, ИНН 2401002496) [Текст]: ПРИКАЗ от 11.12.2014 № 246-п / Региональная энергетическая комиссия Красноярского края (РЭК) — г. Красноярск, 2014г. — 3с.
25. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации [Электронный ресурс] Федеральный закон от 23 ноября 2009 №261-ФЗ, редакция от 23.04.2018 — Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=296539&fld=134&dst=100008,0&rnd=0.49315483692217854#023345807330084578> (25.05.2018)

					<i>СФУ ПИ ВКР-13.03.02.04-071403356 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		82