

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

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ И.В. Коваленко  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

130302.05 – Электроэнергетические системы и сети

**ПРОЕКТ ЛЭП 10 КВ ПОС. АРАДАН ОТ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА  
НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Пояснительная записка

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.А. Иванова

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.В. Бобров

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.В. Коваленко

Красноярск 2016

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

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ И. В. Коваленко  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

Студентке Ивановой Алене Александровне.  
Группа ФЭ 12-04Б. Специальность 130302.05–«Электроэнергетические системы и сети».

Тема выпускной квалификационной работы «Проект ЛЭП 10 кВ пос. Арадан от генерирующего объекта на базе возобновляемых источников энергии».

Утверждена приказом по университету № 4724/с от 05.04.2016 г.

Руководитель ВКР – А.В. Бобров, доцент кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Исходные данные для ВКР. Схема электрической сети. Объем и потребление электроэнергии посёлком и турбазой.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР). Общая характеристика объекта исследования. Анализ электрических режимов электропередачи. Сопоставительный расчет и анализ схемы и режимов электропередачи. Проектирование подстанции 10/0,4. Расчет токов короткого замыкания. Расчет технико–экономических показателей.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей

Чертёж 1 – Принципиальная схема электрических соединений проектируемой сети

Чертёж 2 – Схема замещения сети с результатами расчётов УР проектируемой сети в максимальном режиме

Чертёж 3 – Принципиальная схема подстанции 10/0,4 кВ

Руководитель ВКР

А.В. Бобров

Задание принял к исполнению

А.А. Иванова

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г

Перв. примен.  
Справ. №

### ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант электроснабжения посёлка Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири» от генерирующего объекта на базе возобновляемых источников электроэнергии (далее ВИЭ), выбрано место его расположения.

В результате работы спроектирована повышающая подстанция на выходе с генерирующего объекта на базе ВИЭ, сформировано предложение по строительству двух учатков линии электропередач 10 кВ «ВИЭ-Арадан» протяжённостью 5 километров и «Арадан-Тур.база» протяжённостью 3 километра. Сформированы предложения по строительству подстанций. Произведены расчёты установившегося режима, токов короткого замыкания. Сформированы предложения по составу оборудования генерирующего объекта на базе ВИЭ, произведён укрупнённый анализ его стоимости. На основе технико-экономических расчётов капиталовложений в строительство электрической сети и электростанции, произведены технико-экономический анализ проекта и технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения.

Из	Лис	№ до-	Под-	Да

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

*Лис*  
*7*

Перв. примен.

Справ. №

# 1. Исходные данные для проектирования системы электроснабжения пос. Арадан

## 1.1 Историческая справка, географические и климатические характеристики

Посёлок Арадан расположен на территории Ермаковского района на юге Красноярского края.



Рисунок 1.1 – Карта красноярского края

Поселок Арадан расположен на правом берегу реки Ус вдоль Усинского тракта. Усинский тракт проходит через хребты Западного Саяна. Местность в основном горно-таежная, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф среднегорный, преобладающие абсолютные высоты 1 500–2 200 м. Территория сейсмична, возможны землетрясения силой до 7–8 баллов. [1]

Ермаковский район расположен в умеренном климатическом поясе, в глубине Евро-Азиатского материка, вдали от океанов. Западные ветры, дующие с Атлантического океана, после Саянских гор трансформируются и становятся континентальными.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
8

Климат резко-континентальный, характеризующийся высокими летними и низкими зимними температурами воздуха. По данным метеостанции Оленья Речка (высота 1407 м); средние температуры наиболее холодного месяца (января) – 17°С, наиболее теплого (июля) 12–23°С. [2]

Поселок Арадан был основан в 1910 г. (в некоторых источниках, в 1913 г.) как станция для рабочих, обслуживающих строительство Усинского тракта. В 1911–1917 гг. дорога строилась как тракт для гужевого транспорта, с 1932 г. – для автомобильного транспорта.

В 1932 г. в Арадане построили школу, в которой обучались дети рабочих с разных станций Усинского тракта. В современном Арадане расположены средняя школа и детский сад, фельдшерско-акушерский пункт, народный Дом культуры и библиотека, лесничество, магазин, небольшие предприятия по лесозаготовке и переработке леса, сейсмостанция, почтовое отделение, мараловодческое хозяйство. Жители поселка заняты в основном в бюджетной сфере, развивают личные подсобные хозяйства, занимаются лесозаготовками. Мощность потребляемая поселком Арадан составляет 0,10 МВт. [1]

По данным Красноярскстата на 1 января 2014 г., численность населения, постоянно проживающего в п. Арадан, составляет 283 человека. Расстояние от поселка Арадан до районного центра, села Ермаковского, составляет 153 км [1]



Рисунок 1.2 – Карта Ермаковского района

## 1.2 Существующая система электроснабжения

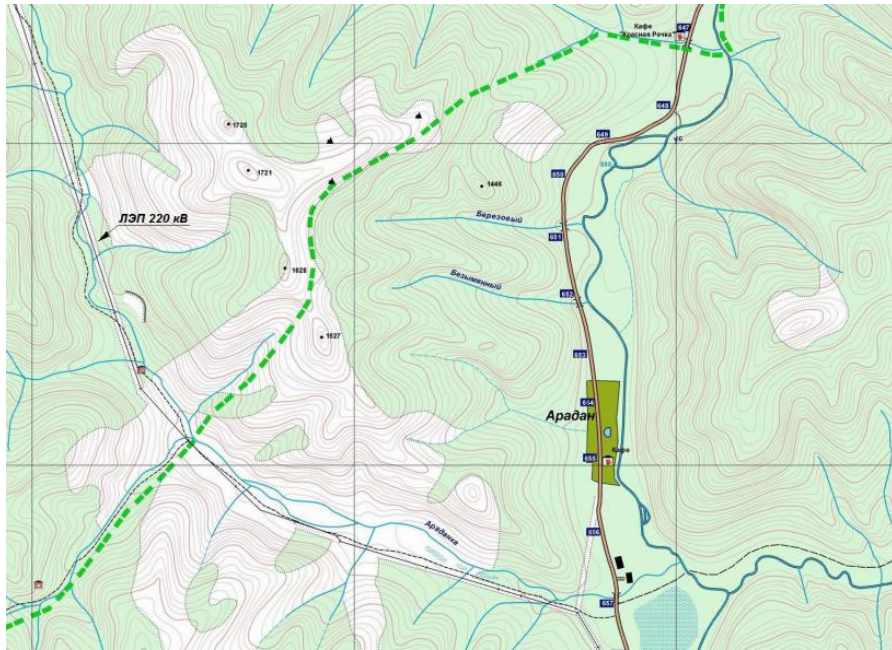


Рисунок 1.3 – Ермаковский район поселок Арадан

В поселке Арадан Ермаковского района нет централизованного электроснабжения, а электроэнергией посёлок обеспечивает дизельная электростанция, структурная схема которой представлена на рисунке 1.4, где 1 – основной дизельный генератор (100 кВт); 2 – резервный дизельный генератор (20кВт); 3 – школа; 4 – детский сад; 5 – фельдшерский пункт; 6 – прочие потребители.

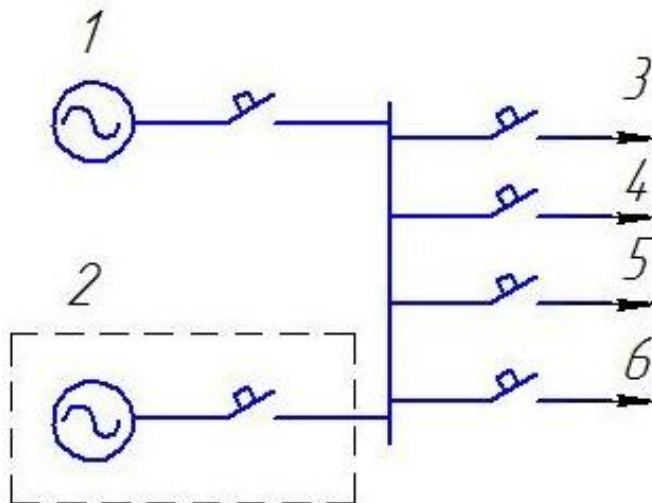


Рисунок 1.4 – Структурная схема дизельной электростанции



Основная дизель-генераторная установка находится в неработоспособном состоянии, а резервная – в неисправном, но находится в эксплуатации. Последняя в сутки потребляет порядка 400 литров горючего, но не обеспечивает качественный уровень электроэнергии. Резервная ДГУ функционирует в веерном режиме. Поселок электричеством обеспечивают частями. Поэтому свет у населения отсутствует по полдня, а то и более.

Электроэнергия в Арадан подается по часам, а после 12 ночи подача прекращается. Более того, закрывается детский сад в населенном пункте, поскольку детей не могут кормить – без электрического тока не работают электроплиты.

Районные и краевые власти планируют поставку аналогичного дизеля и ремонте сломанного агрегата за счет средств резервного фонда. Но это не решает проблемы бесперебойного электроснабжения потребителей качественной электроэнергией, а только откладывает её на некоторое время.

[3]

Также в двух километрах от поселка Арадан расположена туристическая база ООО «Дороги Сибири» (рис. 1.5), в которой полностью отсутствует электроснабжение. Расчётная потребляемая мощность базы составляет 20 кВт.



Рисунок 1.5 – Туристическая база ООО «Дороги Сибири»

Следовательно, имеется необходимость в новом источнике бесперебойного электроснабжения. Известно, что мощность основного дизельного генератора, соответствующая потребляемой мощности в пос. Арадан, составляет 100 кВт. Но так как на сегодня электричеством поселок обеспечивается только несколько часов, а при непрерывном электроснабжении электроэнергия будет

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
11



поступать постоянно, предполагаем, что потребляемая мощность возрастет в несколько раз. Ввиду этого примем за мощность необходимую для питания пос. Арадан 300 кВт. Тогда суммарная потребляемая мощность посёлком и туристической базой составит 320 кВт.

### 1.3 Разработка вариантов электроснабжения поселка Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири»

Возможны 2 варианта электроснабжения пос. Арадан Ермаковского района и туристической базы ООО «Дороги Сибири».

Первый вариант заключается в электроснабжении через отпайку от линии электропередач 220 кВ «Ергаки – Туран». Второй вариант – автономное электроснабжение от генерирующего источника на базе возобновляемых источников электроэнергии (далее ВИЭ).

#### 1.3.1 Вариант 1 – от ЛЭП 220 кВ «Ергаки-Туран»

В двух километрах от пос. Арадан проходит одноцепная линия электропередач 220 кВ «Ергаки – Туран», поэтому одним из вариантов является провести электроснабжение в посёлок через отпайку на данной линии электропередач на расстоянии 36 км от ПС 220 кВ «Ергаки», построить подстанцию 220/10, провести линию 10 кВ до пунктов потребления.

ЛЭП 220 кВ «Ергаки – Туран», протяженность которой составляет 108 км, соединяет Красноярскую энергосистему и энергосистему республики Тува.

Для зимних режимов максимально возможные перетоки по линии составляют 120 МВт, а в летние периоды нагрузка не превышает 50 МВт.

ПС 220 кВ «Ергаки» была запущена в 2012 году. Она подключена к линии 220 кВ «Шушенская опорная – Туран».

Ниже (табл. 1.1-1.3.) приведены некоторые характеристики ЛЭП и подстанций.

Таблица 1.1 – Параметры ЛЭП «Ергаки – Туран»

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$l$ , км	Марка провода	Удельное сопротивление линии, Ом/км	Удельная ёмкостная проводимость, мкСм/км	Эквивалентное сопротивление линии, Ом	Эквивалентная ёмкостная проводимость, мкСм
220	108,0	АС 240/32	0,121+j0,435	2,6	13,07 + j46,98	280,8

Таблица 1.2 – Параметры нагрузок максимального режима

Название подстанции	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар
Туран	220	5,9	1,3
Ергаки		25,0	15,0

Таблица 1.3 – Параметры нагрузок минимального режима

Название подстанции	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар
Туран	220	1,3	0,7
Ергаки		5,0	2,42

Наибольшая передаваемая мощность линии 220 кВ составляет 100-200 МВт [4, табл.1.1], тогда как зимний максимум достигает 120 МВт, соответственно, если увеличим передаваемую мощность на 320 кВт, то это не приведёт к перегрузке линии.

Однако, минимально возможная мощность трансформатора класса напряжения 220/10 составляет 5000 кВА, который впоследствии будет загружен приблизительно на 7%, что приведёт к неэффективному использованию электрооборудования, поэтому необходимо рассмотреть другой вариант электропитания.

### 1.3.2 Вариант 2 – от генерирующего объекта на базе ВИЭ

Когда централизованное электроснабжение труднодостижимо, то есть ЛЭП находится далеко от района электропотребления, и подключение к ней невозможно или экономически невыгодно, применяется автономное электроснабжение от генерирующего источника на базе ВИЭ [5].

Если в данной местности большую часть года светит яркое солнце, или дуют сильные ветры, то даже при существующих ценах электроснабжение объекта от возобновляемых источников энергии будет более экономически выгодным вариантом, чем подключение к отдалённой ЛЭП.

В общем случае гибридная ветросолнечная электростанция состоит из следующих компонентов:

1) Ветроэлектрические установки, включающие ветротурбину, мачту, блок контроля и управления зарядом аккумуляторной батареи, балластную нагрузку.

2) Фотоэлектрические модули.

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
1.3

Перв. примен.

Справ. №

3) Контроллер заряда для солнечных батарей.

4) Инвертор, который может быть как с синусоидальной формой напряжения на выходе, так и квазисинусоидальной.

5) Специальных гелевых или AGM аккумуляторных батарей, хорошо переносящих режимы глубокого циклирования напряжением 12 В или 2В.

6) Резервные жидко-топливные генераторы (бензиновые или дизельные).

7) Соединительных кабелей, другого электромонтажного оборудования.

Введением в систему резервного жидко-топливного генератора (далее ЖТГ) решаются несколько проблем: ЖТГ используется как резервный источник электроснабжения, а также с помощью ЖТГ можно осуществлять форсированный заряд аккумуляторных батарей, если они разрядились до опасного уровня. При этом ЖТГ будет работать с максимальной загрузкой, что обеспечивает минимальное удельное потребление топлива [5].

Таким образом, предлагаемая система имеет следующие преимущества:

1) Высокую эффективность работы при малой мощности нагрузки, что обеспечивает стоимость энергии на уровне стоимости электроэнергии от централизованной электросети.

2) Автоматическое включение жидкотопливного генератора с накоплением энергии в аккумуляторах

3) Бесперебойную подачу электроэнергии.

4) Возможно применение генераторов с питанием от сжиженного или природного газа.

5) Питание нагрузки, требовательной к форме напряжения, например асинхронных двигателей насосов (в т.ч. циркуляционных в системах отопления), холодильников, различной электроники, силовых трансформаторов и т.п. При этом инвертор обеспечивает пусковые токи электродвигателей, превышающие номинальную мощность инвертора в 2-3 раза (для различных моделей)

6) Высокое качество электроэнергии на выходе со стабильными напряжением и частотой.

7) Возможность кратковременно увеличить мощность за счет сложения мощностей генератора и инвертора [5].

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
14

Перв. примен.

Справ. №

### 1.4 Актуальность и потенциал применения ВИЭ для электроснабжения пос. Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири»

Гибридные энергосистемы для удаленных поселков являются экономически обоснованной альтернативой прокладке электрических сетей для электрификации удаленных объектов. В России насчитываются тысячи населенных пунктов, которые не имеют централизованного электроснабжения, и в настоящее время снабжаются энергией от дизельных и бензиновых электростанций. В таких населенных пунктах электроснабжение ненадежно, полностью зависит от завоза топлива, требует высоких эксплуатационных затрат как на топливо, так и на техническое обслуживание и ремонт. Электроэнергия подается в дома только по несколько часов в день, а остальное время дома не имеют электроснабжения. Такая ситуация способствует ухудшению комфортности проживания, оттоку жителей в города, опустению целых деревень, расположенных в удаленных районах России.

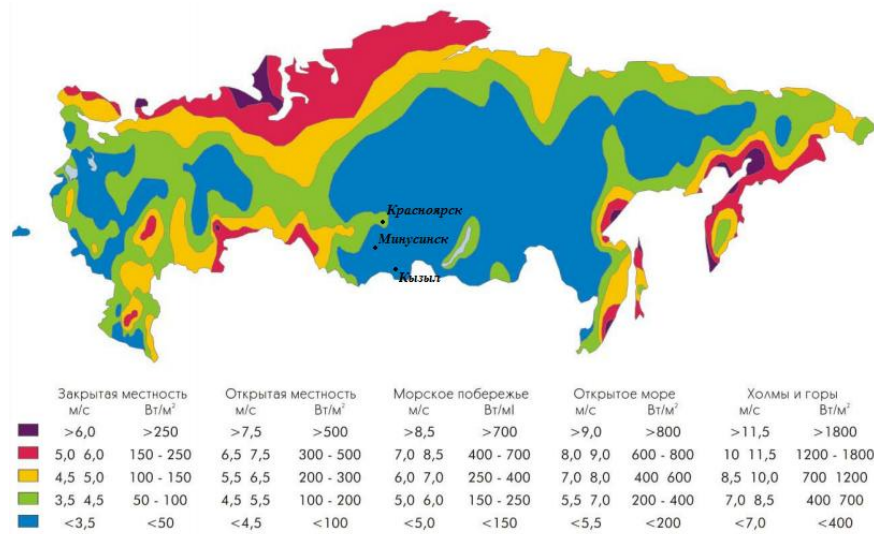
В гибридной системе электроснабжения применяются различные источники энергии (солнечные батареи, ветроустановки, дизель-генераторы, микроГЭС), которые снабжают энергией общую сеть электроснабжения населенного пункта. При этом солнечные батареи, ветроустановки и микроГЭС являются основным источником энергии, а дизель-генераторы используются как резервные источники энергии. Это принципиально отличает гибридные системы от традиционных, чисто дизельных систем электроснабжения. Резко снижается объем потребления топлива на таких объектах, расходы на техническое обслуживание и капитальный ремонт генераторов, улучшаются режимы подачи электроэнергии потребителям. Все это способствует улучшению условий жизни населения, стимулирует местную экономическую деятельность и увеличивает доходы населения и уровень жизни.

При традиционной системе электроснабжения высокие цены на приобретение и обслуживание оборудования накладывают ограничения на области использования и препятствуют широкому распространению локальной генерации энергии. Необходимы большие субсидии на обеспечение работы таких систем для того, чтобы сделать их доступными населению. На цели "северного завоза" топлива государство выделяет огромные средства. И даже с этими субсидиями стоимость 1 кВт\*ч генерируемой электроэнергии составляет от 20 до 100 и более рублей. Использование гибридных систем электроснабжения в удаленных поселках позволит значительно снизить стоимость электроэнергии, сохранить ископаемое топливо и улучшить надежность электроснабжения.

Концепция создания удаленных автономных микросетей электроснабжения с использованием новейших технологий генерации энергии (в том числе и когенерации), позволяет по-новому посмотреть на решение проблемы энергоснабжения огромных просторов России. Новая идеология энергоснабжения может помочь сформировать новую идеологию жизни, бережное отношение к окружающей среде и уменьшение потребления ископаемого топлива [5].

На большей части территории России среднегодовые скорости ветра небольшие, что не позволяет использовать максимально эффективно ветроустановки. Однако в ряде регионов преобразование энергии ветра может быть экономически эффективным - там, где в течение года скорость в средней составляет 4 и более м/с [5].

В Арадане нет своей метеостанции, поэтому воспользуемся усреднёнными данными из атласа ветров России (рис. 1.6) [6]. Так как в данной местности преобладают холмы и горы, среднегодовая скорость ветра составляет от 4 до 7 м/с. Следовательно, использование энергии ветра может быть перспективным.



Источник: А.Н. Старков, Л. Ландберг, П.П. Безруких, М.М. Борисенко (2000), *Атлас ветров России / Russian Wind Atlas*, Национальная лаборатория Riso и Российско-Датский институт энергоэффективности

Рисунок 1.6 – Ветровые ресурсы России [6]

Для оценки солнечного потенциала требуется рассчитать усреднённые по площадям районов значения валовых потенциалов солнечного излучения и представить их единым образом, удобным для сравнения. Такой расчёт был произведён, и его итоги представлены в таблице 1.4. Для сравнения в эту же таблицу внесены численность населения (по состоянию на 01.01.2011, [7]) и площади районов. Для наглядности, эти же данные по оценке валового потен-

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
16

Перв. примен.

Справ. №

циала солнечной энергии в разрезе муниципальных образований сведены на диаграмме рисунка 1.7 [8].

Таблица 1.4 – Валовой потенциал солнечной энергии для Красноярского края в разрезе муниципальных образований [8]

Муниципальный район	Валовой потенциал СИ, кВт·ч/кв.м за год	Население района, чел.	Площадь района, тыс. кв. км	Муниципальный район	Валовой потенциал СИ, кВт·ч/кв.м за год	Население района, чел.	Площадь района, тыс. кв. км
Абанский	1107	22486	9,512	Курагинский	1138	47509	24,073
Ачинский	1104	15908	2,534	Манский	1119	15985	5,976
Балахтинский	1121	20892	10,250	Минусинский	1155	25852	3,185
Березовский	1117	37744	4,244	Мотыгинский	1053	16156	18,983
Бирилюсский	1083	10863	11,779	Назаровский	1114	23481	4,230
Боготольский	1105	11198	2,924	Нижнеингашск.	1122	33209	6,143
Богучанский	1067	47839	53,985	Новосёловский	1126	14083	3,881
Большемуртинский	1087	18994	6,856	Партизанский	1125	10204	4,959
Большеулуйский	1100	7643	2,708	Пировский	1080	7519	6,241
Дзержинский	1105	14498	3,569	Рыбинский	1117	31846	3,506
Емельяновский	1107	51159	7,441	Саянский	1125	11937	8,031
Енисейский	1022	27011	106,143	Сев.-Енисейский	1011	11105	47,242
Ермаковский	1205	20809	17,652	Сухобузимский	1107	20471	5,612
Идринский	1130	12389	6,115	Таймырский	757	34352	879,900
Иланский	1125	25787	3,750	Тасеевский	1090	14785	9,923
Ирбейский	1127	16701	10,921	Туруханский	914	21217	211,189
Казачинский	1086	11355	5,755	Тюхтетский	1093	9686	9,339
Канский	1111	27253	4,321	Ужурский	1117	34743	4,226
Каратузский	1158	15940	10,236	Уярский	1115	22358	2,196
Кежемский	1077	21783	34,541	Шарыповский	1115	18232	3,751
Козульский	1107	18165	5,305	Шушенский	1198	36038	10,140
Краснотуранский	1139	15511	3,462	Эвенкийский	921	17118	767,600

Лис  
17

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Изд Лис № до- Под- Да

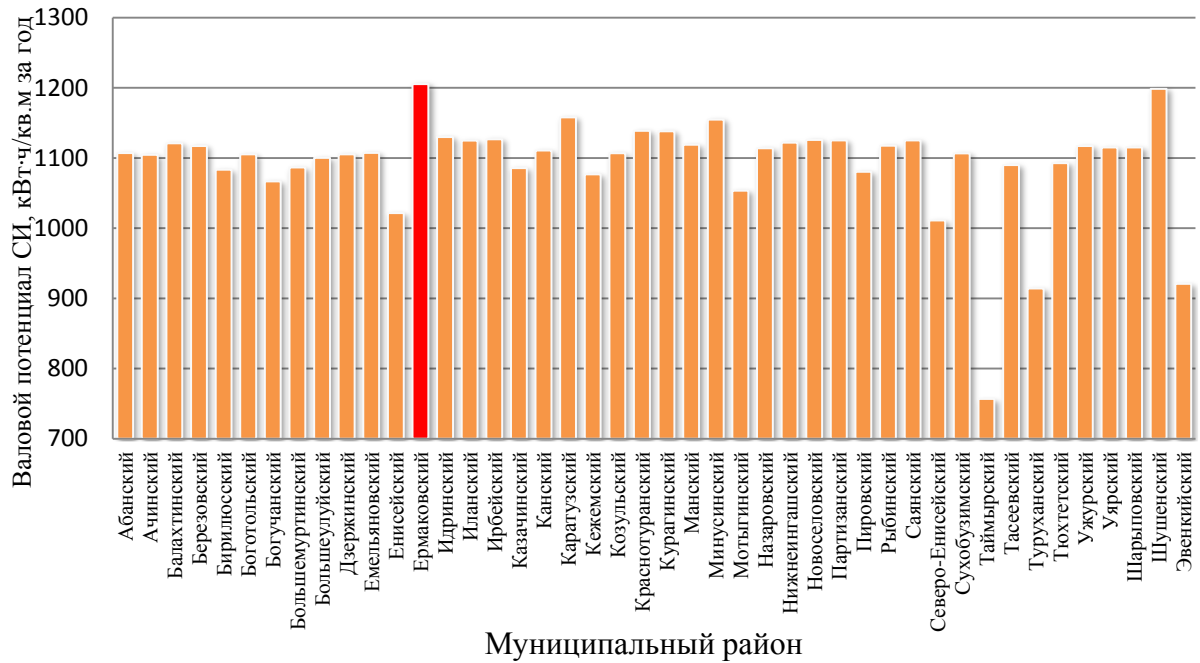


Рисунок 1.7 – Оценка валового потенциала солнечной энергии для Красноярского края в разрезе муниципальных образований [8]

По валовому потенциалу поступления солнечной радиации в пределах Красноярского края можно выделить следующие четыре зоны:

I – районы, расположенные в южной части края, со среднегодовой суммарной радиацией на горизонтальную поверхность, составляющей 1100–1200 кВт·ч/кв.м при средних значениях облачности, прозрачности атмосферы и открытости горизонта. Такие условия обеспечивают стабильную эксплуатацию гелиосистем.

Особенно выделяются на общем фоне Ермаковский и Шушенский районы с показателем потенциала около 1200 кВт·ч/кв.м за год, а также Каратузский и Минусинский районы с показателем потенциала до 1150 кВт·ч/кв.м за год. В связи с высоким количеством солнечной радиации в зимнее время здесь возможно почти круглогодичное использование гелиоустановок.

II – преимущественно центральная часть Красноярского края. Среднее значение валового потенциала за год составляет 1000–1100 кВт·ч/кв.м, что в основном удовлетворяет требованиям эксплуатации малых и средних гелиосистем.

III – северная часть Красноярского края. Потенциальные гелиоресурсы составляют менее 930 кВт·ч/кв.м за год. В этой зоне условия неблагоприятны для использования крупных и средних гелиосистем.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
18



Перв. примен.	<p>IV – Крайний Север – Таймырский район: около 760 кВт·ч/кв.м за год – неблагоприятные условия для использования гелиоэнергетики [8].</p> <p>Следовательно, применение солнечной энергии может быть перспективным.</p> <p><b>1.5 Месторасположение проектируемого генерирующего объекта на базе ВИЭ</b></p> <p>Скорость ветра возрастает с высотой. Поэтому ветровые электростанции строят на вершинах холмов или возвышенностей, а генераторы устанавливают на башнях высотой 30—60 метров.</p> <p>Воздушные потоки у поверхности земли являются турбулентными — нижележащие слои тормозят расположенные выше. Этот эффект заметен до высоты 1 км, но резко снижается уже на высотах больше 100 метров [9]. Высота расположения генератора выше этого приземного слоя одновременно позволяет увеличить диаметр лопастей и освобождает площади на земле для другой деятельности. Ветрогенератор начинает производить ток при ветре 2-3 м/с и отключается при ветре более 25 м/с. Максимальная мощность достигается при ветре 15 м/с. Выдаваемая ветрогенератором мощность пропорциональна третьей степени скорости ветра: при увеличении ветра вдвое, от 5 м/с до 10 м/с, мощность увеличивается в восемь раз [10].</p> <p>При строительстве ветровых электростанций учитывается влияние ветрогенераторов на окружающую среду. Законы, принятые в Великобритании, Германии, Нидерландах и Дании, ограничивают уровень шума от работающей ветровой энергетической установки до 45 дБ в дневное время и до 35 дБ ночью. Минимальное расстояние от установки до жилых домов — 300 м. [11]</p> <p>Солнечные электростанции широко применяются для энергообеспечения как малых, так и крупных объектов. Устанавливаться фотобатареи могут практически везде, начиная от кровли и фасада здания и заканчивая специально выделенными территориями.</p> <p>Одним из основных сдерживающих факторов развития солнечной энергетики является проблема выбора места для размещения солнечных электростанций.</p> <p>Мощность солнечного излучения на поверхности земли при безоблачном небе составляет около 1 кВт/м<sup>2</sup>. Для получения электроэнергии в промышленных масштабах необходимы мощности порядка миллиона киловатт. Это значит, что для промышленной солнечной электростанции с коэффициентом полезного действия порядка 10% и с учетом неравномерности мощности</p>			
	Справ. №			
				Лист
				19
				ВКР 13.03.02.05 ПЗ
Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

Перв. примен.

Справ. №

солнечного излучения в течение суток необходима площадь в десятки квадратных километров.

Площадка для размещения солнечных электростанций должна быть пригодной для обслуживания и ремонта оборудования, свободной от хозяйственной деятельности человека [12].

Следовательно, с целью обеспечения наибольшего ветрового и солнечного потенциала при проектировании данной электростанции на базе возобновляемых источников электрической энергии, выбираем для её размещения ближайшую наивысшую точку с высотой 1527 м над уровнем моря, которая находится незаселённой местности в 5 километрах от пос. Арадан и 8 километрах от туристической базы ООО «Дороги Сибири».

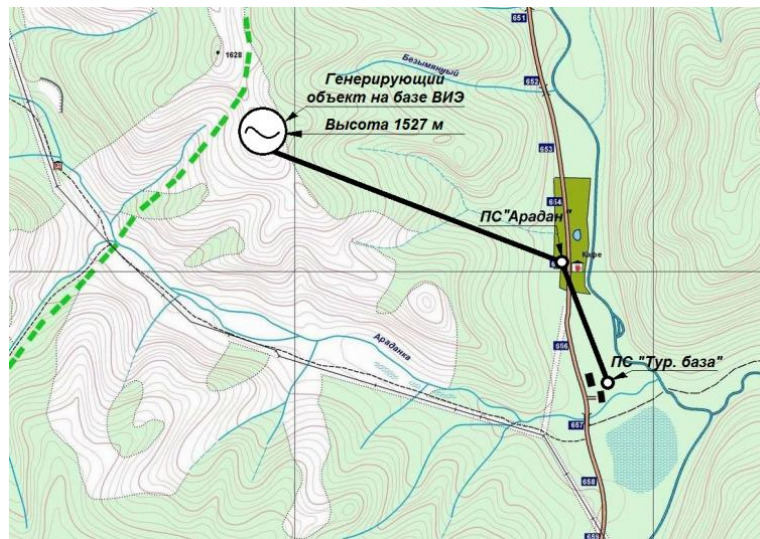


Рисунок 1.8 – Месторасположение проектируемого генерирующего объекта на базе ВИЭ

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
20

Перв. примен.	<h2>2 Электрическая часть проектирования распределительной электрической сети</h2>				
	Справ. №	<h3>2.1 Составление баланса активной и реактивной мощности</h3>			
		<p>Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита или избытка мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.</p> <p>В данном проекте баланс мощностей составляется только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущения, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей ЭС происходит одновременно.</p> <p>Источники питания должны покрывать суммарную нагрузку энергосистемы <math>P_{Н\Sigma}</math>, включающую активные нагрузки всех потребителей <math>P_{П\Sigma}</math>, потери активной мощности в линиях <math>\Delta P_{Л\Sigma}</math> и трансформаторах <math>\Delta P_{Т\Sigma}</math>, необходимый резерв мощности <math>P_{рез}</math> [13, с. 14].</p>			
		$P_{ист} \geq P_{П\Sigma} + \Delta P_{Л\Sigma} + \Delta P_{Т\Sigma} + P_{рез} = P_{Н\Sigma},$		(2.1)	
		$P_{П\Sigma} = P_1 + P_2 = 300 + 20 = 320 \text{ кВт},$		(2.2)	
		$\Delta P_{Л\Sigma} + \Delta P_{Т\Sigma} = 0,07 \cdot P_{П\Sigma} = 0,07 \cdot 320 = 22,4 \text{ кВт},$		(2.3)	
		$P_{рез} = 0,1 \cdot P_{П\Sigma} = 0,1 \cdot 320 = 32 \text{ кВт},$		(2.4)	
		$P_{Н\Sigma} = 320 + 22,4 + 32 = 374,4 \text{ кВт}.$		(2.5)	
		<p>Всю мощность нагрузки покрывает балансирующая станция, то есть</p>			
		$P_{ист} = P_{БУ}.$		(2.6)	
		<p>Для реактивной мощности [13, с. 15]</p>			
		$Q_{БУ} + Q_{КУ} + Q_c = Q_{П\Sigma} + \Delta Q_{Л\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma} + Q_{рез} = Q_{Н\Sigma}$		(2.7)	
				<i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i>	
		Изд	Лист	№ до- Под- Да	
				Лист 21	

Перв. примен.	<p>Полагаем, что все линии работают в режиме натуральной мощности. Тогда при составлении баланса реактивной мощности можно принять условие</p> $Q_c \approx \Delta Q_{л\Sigma} \tag{2.8}$ <p>Тогда</p>				
	Справ. №	$Q_{БУ} + Q_{КУ} = Q_{П\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma} + Q_{рез} = Q_{Н\Sigma} \tag{2.9}$ <p>Определим реактивные мощности подстанций по формуле (2.10)</p> $Q_i = P_i \cdot tg\varphi_i, \tag{2.10}$ $Q_1 = 300 \cdot tg(\arccos 0,95) = 98,7 \text{ квар},$ $Q_2 = 20 \cdot tg(\arccos 0,95) = 6,6 \text{ квар}.$ <p>Тогда суммарная реактивная мощность подстанций</p> $Q_{П\Sigma} = Q_1 + Q_2 = 98,7 + 6,6 = 105,3 \text{ квар}. \tag{2.11}$ <p>Необходимый резерв реактивной мощности приблизительно примем равным 10 % от суммарной реактивной мощности подстанций</p> $Q_{рез} = 0,1 \cdot Q_{П\Sigma} = 0,1 \cdot 105,3 = 10,5 \text{ квар}. \tag{2.12}$ <p>Потери реактивной мощности в трансформаторах равны приблизительно 10 % от полной мощности нагрузок</p> $\Delta Q_{Т\Sigma} = 0,1 \cdot S_{П\Sigma}, \tag{2.13}$ <p>где <math>S_{П\Sigma}</math> – максимальная полная мощность нагрузок.</p> $S_{П\Sigma} = \sqrt{P_{П\Sigma}^2 + Q_{П\Sigma}^2} = \sqrt{320^2 + 105,3^2} = 336,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \tag{2.14}$ <p>Тогда по формуле (2.13)</p>			
<p><i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i></p>					
Изд		Лист	№ до-	Под-	Да

Перв. примен.

Справ. №

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot 336,9 = 33,7 \text{ квар.}$$

Суммарная реактивная нагрузка по формуле (2.9)

$$Q_{H\Sigma} = 105,3 + 33,7 + 10,5 = 149,5 \text{ квар.}$$

## 2.2 Расчёт приближённого потокораспределения

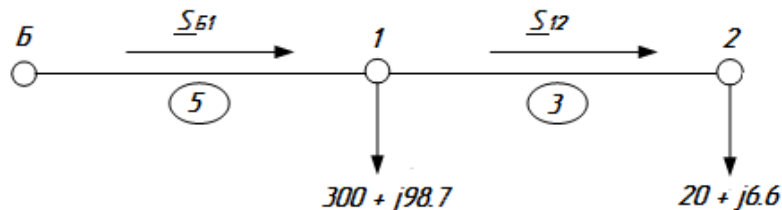


Рисунок 2.1 – Приближенное потокораспределение в электрической сети

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 = 20 + j6,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (2.15)$$

$$\underline{S}_{B1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = 300 + j98,7 + 20 + j6,6 = 320 + j105,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (2.16)$$

## 2.3 Определение суммарных потерь напряжения

Принимаем номинальное напряжение линий электропередач 10 кВ.

Среднее значение погонного сопротивления для ВЛ 10 кВ [4, табл. 2.2]

$$\underline{Z}_0^{10} = 0,91 + j0,37 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Суммарные потери напряжения в нормальном максимальном режиме по пути от балансирующего узла до подстанции 2

$$\Delta U_{\Sigma}^{\text{H.M.}} = \Delta U_{B1}^{\text{H.M.}} + \Delta U_{12}^{\text{H.M.}}. \quad (2.17)$$

Определим эквивалентные сопротивления участков Б-1 и 1-2:

$$\underline{Z}_{B1}^{\text{э}} = \frac{\underline{Z}_0^{10} \cdot l_{B1}}{n_{B1}} = \frac{(0,91 + j0,37) \cdot 5}{1} = 4,55 + j1,85 \text{ Ом}, \quad (2.18)$$

Изм	Лист	№ док-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
23

$$\underline{Z}_{12}^{\text{э}} = \frac{Z_0^{10} \cdot l_{12}}{n_{12}} = \frac{(0,91 + j0,37) \cdot 3}{1} = 2,73 + j1,11 \text{ Ом.} \quad (2.19)$$

Потери напряжения на этих участках определим по формуле

$$\Delta U_{ij}^{\text{Н.М.}} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij}^{\text{э}} + Q_{ij} \cdot X_{ij}^{\text{э}}}{U_{ij}^{\text{НОМ}}}, \quad (2.20)$$

$$\Delta U_{\text{Б1}}^{\text{Н.М.}} = \frac{(320 \cdot 4,55 + 105,3 \cdot 1,85) \cdot 10^{-3}}{10} = 0,165 \text{ кВ,}$$

$$\Delta U_{12}^{\text{Н.М.}} = \frac{(20 \cdot 2,73 + 6,6 \cdot 1,11) \cdot 10^{-3}}{10} = 0,006 \text{ кВ.}$$

Тогда суммарные потери напряжения определим как

$$\Delta U_{\Sigma}^{\text{Н.М.}} = 0,165 + 0,006 = 0,171 \text{ кВ} \quad (2.21)$$

В процентах от номинального

$$\Delta U_{\Sigma\%}^{\text{Н.М.}} = \frac{0,171}{10} \cdot 100 \% = 1,71 \%. \quad (2.22)$$

Полученное значение является допустимым, так как составляет 1,71 % от номинального напряжения сети.

#### 2.4 Составление схемы электрических соединений

Выбираем типы распределительных устройств на стороне ВН для каждой подстанции рассматриваемой ЭС в зависимости от числа присоединений [14].

Подстанция 1 (III категория):  $n_{\text{пр}}^1 = 3$  (2 цепи ВЛ + 1 трансформатор) – выбираем схему мостик;

Подстанция 2 (III категория):  $n_{\text{пр}}^2 = 2$  (1 цепь ВЛ + 1 трансформатор) – выбираем схему «блок линия – трансформатор»;

Подстанция Б (II категория):  $n_{\text{пр}}^3 = 2$  (1 цепь ВЛ + 1 трансформатор) – выбираем схему «блок линия – трансформатор».

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
24

Перв. примен.	Общая длина трасс сети
	$l_{тр} = l_{Б1} + l_{12} = 5 + 3 = 8 \text{ км.}$ (2.23)
Справ. №	Общая длина воздушных линий:
	$l_{ВЛ} = l_{Б1} + l_{12} = 5 + 3 = 8 \text{ км.}$
	Число выключателей на ВН:
	$n_Q^{ВН} = 4 \text{ шт.}$
	Принципиальная схема электрических соединений приведена в приложении В.

## 2.5 Выбор основного оборудования

### 2.5.1 Выбор сечения проводников

Экономическая плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов при продолжительности использования максимума нагрузки  $T_{\text{макс.}} = 3200 \text{ ч}$ , равна  $J_{\text{ЭК}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  [15, табл. 1.3.36].

Выберем сечение на участке Б-1. Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$F_{\text{ЭК.Б1}} = \frac{I_{\text{раб.макс.Б1}}}{J_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (2.24)$$

где  $I_{\text{раб.макс.Б1}}$  – рабочий максимальный ток на участке Б-1.

$$I_{\text{раб.макс.Б1}} = \frac{S_{\text{макс.Б1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{320^2 + 105,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 19,45 \text{ А}, \quad (2.25)$$

Тогда по формуле (2.24)

$$F_{\text{ЭК.Б2}} = \frac{19,45}{1,1} = 17,7 \text{ мм}^2.$$

					ВКР 13.03.02.05 ПЗ	Лис 25
Изд	Лис	№ до-	Под-	Да		



Перв. примен.

Справ. №

Принимаем ближайшее стандартное сечение  $F_{\text{станд.Б1}} = 16 \text{ мм}^2$  и провод АС16/2,7.

Необходимо выполнить проверку выбранного провода по нагреву.

Допустимый длительный ток для выбранного провода составляет  $I_{\text{доп}}^{\text{АС16/2,7}} = 111 \text{ А}$  [16, табл. 7.35].

Проверка по нагреву, А:

$$I_{\text{раб.макс.Б1}} \leq I_{\text{доп}}^{\text{АС16/2,7}} \quad (2.26)$$

$$19,45 < 111.$$

Результаты выбора для остальных участков представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Выбор сечений проводников

Участок ЛЭП	$S, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$n_{\text{ц}}, \text{шт}$	$I_{\text{раб.макс.}}, \text{А}$	$F_{\text{эк.}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{станд.}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп.}}, \text{А}$
Б-1	336,88	1	19,45	19,45	16/2,7	111
1-2	21,06	1	1,22	1,11	10/1,8	605

Погонные параметры схемы замещения для выбранных проводников выбираем по справочнику [16, табл. 7.35].

Параметры эквивалентной схемы замещения для участка Б-1 рассчитаем по следующим формулам:

$$R_{\text{Б1}}^{\text{э}} = \frac{R_0 \cdot l_{\text{Б1}}}{n_{\text{цБ1}}} = \frac{1,80 \cdot 5}{1} = 9,0 \text{ Ом}, \quad (2.27)$$

$$X_{\text{Б1}}^{\text{э}} = \frac{X_0 \cdot l_{\text{Б1}}}{n_{\text{цБ1}}} = \frac{0,37 \cdot 5}{1} = 1,85 \text{ Ом}, \quad (2.28)$$

Необходимость учёта ёмкости и зарядной мощности линии зависит от соизмеряемости зарядной и нагрузочной мощностей. В местных сетях небольшой протяжённости при номинальных напряжениях до 35 кВ зарядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных, поэтому в ВЛ ёмкостной проводимостью можно пренебречь [4, с. 72].

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
26

Перв. примен.

Справ. №

Параметры эквивалентной схемы замещения для остальных участков представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры эквивалентной схемы замещения

Уч-к ЛЭП	$F_{\text{станд.}}$ , мм <sup>2</sup>	$n_{\text{ц}}$ , шт	Погонные параметры		Эквивалентные параметры	
			$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$R^э$ , Ом	$X^э$ , Ом
Б-1	16/2,7	1	1,80	0,37	9,0	1,85
1-2	10/1,8	1	2,77	0,37	8,31	1,11

### 2.5.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

Выберем силовые трансформаторы на подстанции 1, которая является потребителем третьей категории.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей III категории [17, с. 326]

Требуемая номинальная мощность трансформатора однотрансформаторной подстанции, кВ·А, определится по выражению

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{max}}, \quad (2.29)$$

где  $S_{\text{max}}$  – наибольшая нагрузка подстанции на расчётный период.

$$S_{\text{max}} = S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \quad (2.30)$$

где  $P_H, Q_H$  – активная и реактивная мощности нагрузки, соответственно.

$$S_{\text{max}} = \sqrt{300^2 + 98,7^2} = 315,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с каталогом [7], выбираем трансформатор ТМГ– 400/10.

Структура условного обозначения ТМГ-400/10:

Т – трехфазный;

М – масляный, с естественной циркуляцией масла и воздуха;

Г – герметичное исполнение с радиаторным баком;

400 – номинальная мощность, кВ·А;

10 – напряжение на стороне ВН, кВ.

Лис  
27

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Изм Лис № до- Под- Да

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора

$$k_3 = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{ном}} \cdot 100\% = \frac{315,8}{1 \cdot 400} \cdot 100\% = 79,0\% \quad (2.31)$$

Результаты выбора силовых трансформаторов для всех подстанций приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор силовых трансформаторов

№ ПС	$S_{ПС}^{расч}$ , кВ · А	$S_{ном}^T$ , кВ · А	Тип трансформатора	$n_T$ , шт	$k_3^{н.м.}$ , %
1	315,8	400	ТМГ-400/10	1	79,0
2	21,1	25	ТМГ-25/10	1	84,4

Таблица 2.4 – Паспортные данные трансформаторов [8]

№ ПС	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Группа соединения обмоток	Напряжение кз, $u_k$ , %	Потери кз, $\Delta P_k$ , кВт	Потери хх, $\Delta P_{xx}$ , кВт	Ток хх, $I_{xx}$ , %
		$U_{ном}^{ВН}$	$U_{ном}^{НН}$					
1	400	10,5	0,40	$\Delta/Y_H-11$	4,5	6,1	0,80	0,50
2	25	10,5	0,40	$\Delta/Y_H-11$	4,5	0,69	0,60	0,50

Проведём расчёт параметров силовых трансформаторов. Для трансформаторов на подстанции 1:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^3 = \frac{6,1 \cdot 10,5^2}{400^2} \cdot 10^3 = 4,20 \text{ Ом}, \quad (2.32)$$

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{400} \cdot 10^3 = 12,4 \text{ Ом}, \quad (2.33)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{(12,4)^2 - (4,20)^2} = 11,67 \text{ Ом}, \quad (2.34)$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,5}{100} \cdot 400 = 2,0 \text{ квар}, \quad (2.35)$$

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
28

При расчётах режимов местных (распределительных сетей 6-35 кВ влиянием проводимостей трансформаторов пренебрегают и используют простейшую схему замещения, состоящую только из последовательно соединённых активного и индуктивного сопротивлений [4, с.119].

Полученные параметры для всех подстанций представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Эквивалентные параметры силовых трансформаторов

№ ПС	$S_{ном}^T$ , кВ · А	$n_m$ , шт	Продольное эквивалентное сопротивление		Потери холостого хода		Тип переключателя напряжения/пределы регулирования
			$R_T^э, Ом$	$X_T^э, Ом$	$\Delta P_{xx}^э$ , кВт	$\Delta Q_{xx}^э$ , квар	
1	400	1	4,20	11,67	0,80	2,0	ПБВ $\pm 2 \times 2,5$ %
2	25	1	121,7	156,8	0,60	0,125	ПБВ $\pm 2 \times 2,5$ %

## 2.6 Составление эквивалентной схемы замещения

Расчётную схему замещения сети получим в результате объединения схем замещения отдельных элементов в соответствии со схемой электрических соединений [13, с.42] (Приложение В). Эквивалентные параметры отдельных элементов были рассчитаны выше. Эквивалентная схема замещения приведена в приложении Г.

## 2.7 Расчёт режимов на ЭВМ

Расчёт нормального максимального режима выполним с помощью программы «Режим». Файл исходных данных, таблица результатов и эквивалентная схема замещения с нанесёнными результатами расчётов приведены в приложениях А, Б, Г, соответственно.

## 2.8 Определение действительного уровня напряжения на шинах НН подстанций

Определим отвлечение ПБВ трансформаторов, установленных на подстанции 1. Данные трансформаторы имеют ступени регулирования ПБВ  $\pm 2 \times 2,5$  % (табл. 2.5).

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
29

Желаемый уровень напряжения у потребителя:

$$U_{100}^{\text{жел}} = 1,05 \cdot U_{\text{ЭП}} = 1,05 \cdot 0,38 = 0,40 \text{ кВ.} \quad (2.36)$$

Напряжение одного ответвления ПБВ:

$$V_{\text{отв}} = \frac{\Delta k_{\text{T}}}{100} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{В}} = \frac{2,5}{100} \cdot 11,0 = 0,275 \text{ кВ.} \quad (2.37)$$

Расчётное напряжение ответвления:

$$U_{\text{отв}}^{\text{расч}} = \frac{V_{10}^{(3)} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{Н}}}{U_{100}^{\text{жел}}} = \frac{10,5 \cdot 0,40}{0,40} = 10,5 \text{ кВ.} \quad (2.38)$$

Определим расчётное число ответвлений РПН:

$$n_{\text{отв}}^{\text{расч}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{В}} - U_{\text{отв}}^{\text{расч}}}{V_{\text{отв}}} = \frac{11,0 - 10,5}{0,275} = 1,82 \text{ отв.} \quad (2.39)$$

Ближайшее стандартное число ответвлений

$$n_{\text{отв}}^{\text{СТ}} = 2 \text{ отв.}$$

Стандартное напряжение ответвления:

$$U_{\text{отв}}^{\text{станд}} = U_{\text{НОМ}}^{\text{В}} - n_{\text{отв}}^{\text{СТ}} \cdot V_{\text{отв}} = 11,0 - 2 \cdot 0,275 = 10,45 \text{ кВ.} \quad (2.40)$$

Действительный коэффициент трансформации:

$$k_{\text{T}}^{\text{действ}} = \frac{U_{\text{отв}}^{\text{станд}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{Н}}} = \frac{10,45}{0,40} = 26,12. \quad (2.41)$$

Действительный уровень напряжения у электропотребителя:

$$U_{100}^{\text{действ}} = \frac{V_{10}^{(3)}}{k_{\text{T}}^{\text{действ}}} = \frac{10,5}{26,12} = 0,402 \text{ кВ.} \quad (2.42)$$

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
30

Проверим правильность расчётов по формуле (2.43)

$$\delta U = \left| \frac{U_{100}^{\text{жел}} - U_{100}^{\text{действ}}}{U_{100}^{\text{жел}}} \right| \cdot 100\% \leq \frac{V_{\text{отв}\%}}{2}, \quad (2.43)$$

$$\delta U = \left| \frac{0,400 - 0,402}{0,400} \right| \cdot 100\% = 0,50\% \leq \frac{2,5\%}{2} = 1,25\%.$$

Для остальных подстанций расчёт проводим аналогично. Результаты расчёта для нормального максимального режима представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчёт ответвлений ПБВ

№ ПС	$V_{i0}^{(3)}$ , кВ	$U_{\text{ном}}^{\text{в}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}^{\text{н}}$ , кВ	Тип переключателя	$n_{\text{отв}}^{\text{ст}}$	$k_{\text{т}}^{\text{действ}}$	$U_i^{\text{жел}}$ , кВ	$U_i^{\text{действ}}$ , кВ
1	10,5	11,0	0,40	ПБВ ±2х2,5 %	+2	26,12	0,40	0,402
2	10,4	11,0	0,40	ПБВ ±2х2,5 %	+2	26,12	0,40	0,398

### 3 Расчёт токов короткого замыкания

#### 3.1 Выбор базисных условий

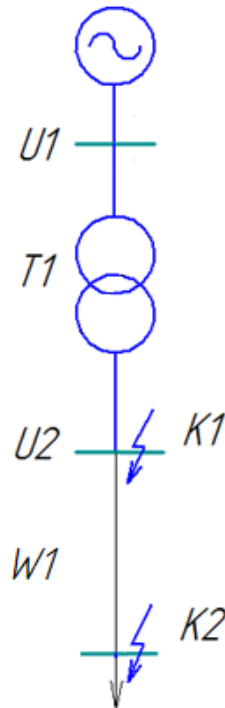


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема электрической сети

В качестве базисной мощности принимаем простое круглое число:

$$S_6 = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Значение базисных напряжений примем из соответствующих средних номинальных напряжений:

$$U_{6I} = U_{\text{ср.н}} = 0,40 \text{ кВ};$$

$$U_{6II} = U_{\text{ср.н}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Зная базисные напряжения и мощность можно найти базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,40} = 144,3 \text{ А,} \quad (2.44)$$



Перв. примен.

Справ. №

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,50 \text{ A.} \quad (2.45)$$

### 3.2 Составление схемы замещения сети

Составим схему замещения электроэнергетической системы с учётом следующих допущений:

- пренебрегаем активными сопротивлениями элементов электрической сети;
- пренебрегаем емкостными проводимостями воздушных линий.
- будем приближенно учитывать нагрузку, некоторым постоянным сопротивлением;
- будем считать, что отсутствует насыщение магнитных систем генераторов и трансформаторов;
- будем пренебрегать токами намагничивания трансформаторов, и автотрансформаторов;
- расчет проводится на одну фазу;
- ЭДС вводятся без сдвига по фазе.
- 

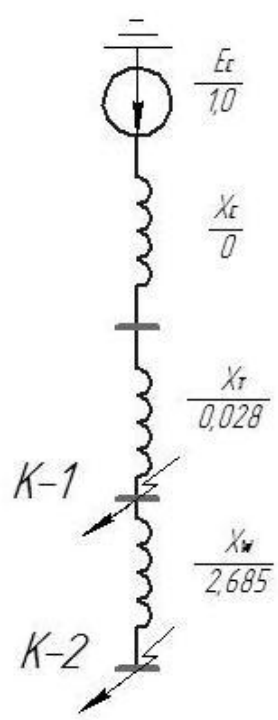


Рисунок 3.2 – Схема замещения ЭЭС

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
33

Перв. примен.	<b>3.3 Определение всех сопротивлений и ЭДС источников питания</b>			
	Индуктивное сопротивление системы			
Справ. №	$x_C = \frac{S_6}{S_{K3}} = \frac{100}{\infty} = 0, \tag{3.1}$			
	где $S_{K3}$ – мощность короткого замыкания системы бесконечной мощности.			
Индуктивное сопротивление трансформатора				
$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{160} = 0,028; \tag{3.2}$				
где $u_K$ – напряжение КЗ трансформатора, %;				
$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.				
Индуктивное сопротивление линии W				
$x_W = x_{W1} \cdot l_{W1} \cdot \frac{S_6}{U_{6II}^2} = 0,37 \cdot 5 \cdot \frac{100}{10^2} = 1,85 ; \tag{3.3}$				
где $x_{W1}$ и $l_{W1}$ – удельное индуктивное сопротивление и длина линии W1 соответственно,				
$U_{6II}$ – базисное напряжение второй ступени.				
Значение ЭДС системы:				
$E_S = 1,0.$				
<b>3.4 Преобразование схемы замещения к простейшему виду</b>				
Для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ необходимо привести схему замещения к простейшему виду.				
Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
<i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i>				Лист 34

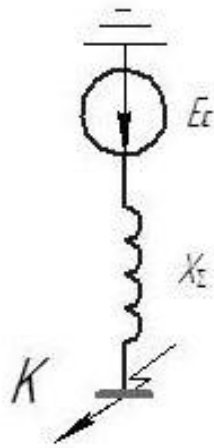


Рисунок 3.3 – Схема замещения простейшего вида

Суммарное сопротивление по пути от системы до точки К-1:

$$x_{\Sigma}^{K-1} = x_C + x_T = 0 + 0,028 = 0,028, \quad (3.4)$$

Суммарное сопротивление по пути от системы до точки К-2:

$$x_{\Sigma}^{K-2} = x_C + x_T + x_W = 0 + 0,028 + 1,85 = 1,878 \quad (3.5)$$

### 3.5 Определение периодической составляющей тока короткого замыкания

Искомый ток определяется по следующим выражениям, в о.е.:

Для точки К-1:

$$I_{\text{по}(*)}^{K-1} = \frac{E_S}{x_{\Sigma}^{K-1}} = \frac{1,0}{0,028} = 35,7, \quad (3.6)$$

Для точки К-2:

$$I_{\text{по}(*)}^{K-2} = \frac{E_S}{x_{\Sigma}^{K-2}} = \frac{1,0}{1,878} = 0,532. \quad (3.7)$$

Эти же токи найдём в именованных единицах.

Для точки К-1:

$$I_{\text{по}}^{K-1} = I_{\text{по}(\ast)}^{K-1} \cdot I_{62} = 35,7 \cdot 5,50 = 196,35 \text{ А}, \quad (3.8)$$

Для точки К-2:

$$I_{\text{по}}^{K-2} = I_{\text{по}(\ast)}^{K-2} \cdot I_{62} = 0,532 \cdot 5,50 = 2,93 \text{ А}, \quad (3.9)$$

где  $I_{62}$  – ток базисный второй степени.

Для сети с системой бесконечной мощности периодическая составляющая тока короткого замыкания будет постоянна и равна начальному значению

$$I_{\text{пт}}^{K-1} = I_{\text{по}}^{K-1} = 196,35 \text{ А}, \quad (3.10)$$

$$I_{\text{пт}}^{K-2} = I_{\text{по}}^{K-2} = 2,93 \text{ А}. \quad (3.11)$$

### 3.6 Определение ударного тока короткого замыкания

Величина ударного тока определяется по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} k_y \cdot I_{\text{по}}, \quad (3.12)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, который показывает, во сколько раз ударный ток КЗ превышает максимальное действующее значение тока КЗ [17, табл. 3.6]

Для точки К-1:

$$i_y^{K-1} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 196,35 = 380,14 \text{ А}, \quad (3.13)$$

Для точки К-2:

$$i_y^{K-2} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 2,93 = 5,67 \text{ А}. \quad (3.14)$$

Перв. примен.

Справ. №

### 3.7 Определение аperiodической составляющей тока короткого замыкания

Величина аperiodической составляющей тока определяется по следующей формуле

$$i_a = \sqrt{2}I_{П0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (3.15)$$

где  $\tau$  – время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания [17, табл. 3.6].

$$\tau = t_{рз} + t_{св.О} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}, \quad (3.16)$$

где  $t_{рз}$  – время срабатывания релейной защиты,

$t_{св.О}$  – собственное время отключения выключателя.

Для точки К-1:

$$i_a^{K-1} = \sqrt{2} \cdot 196,35 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,01}} = 0,688 \text{ А}, \quad (3.17)$$

Для точки К-2:

$$i_a^{K-2} = \sqrt{2} \cdot 2,93 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,01}} = 0,010 \text{ А}. \quad (3.18)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
37

Перв. примен.  
Справ. №

## 4 Проектирование подстанции от генерирующих объектов ВИЭ

### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей III категории [13, с. 326]

Требуемая номинальная мощность трансформатора однотрансформаторной подстанции, кВ·А, определится по выражению:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{max}}, \quad (4.1)$$

где  $S_{\text{max}}$  – наибольшая нагрузка подстанции на расчётный период по формуле (2.30).

$$S_{\text{max}} = \sqrt{320^2 + 105,18^2} = 336,84 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с каталогом [19], устанавливаем блочную комплектную трансформаторную подстанцию (КТПБ), для которой выбираем трансформатор ТМГ– 400/10 [18]

Структура условного обозначения ТМГ-400/10:

Т – трехфазный;

М – масляный, с естественной циркуляцией масла и воздуха;

Г – герметичное исполнение с радиаторным баком;

400 – номинальная мощность, кВ·А;

10 – напряжение на стороне ВН, кВ

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТМГ – 400/10

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Группа соединения обмоток	Напряжение короткого замыкания, $u_{\text{кв-н}}$ , %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН			
400	10,5	0,4	$\Delta/Y_{\text{н}}-11$	4,5	1,60

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора

$$k_z = \frac{S_{\text{п/ст}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{336,84}{1 \cdot 400} \cdot 100\% = 84,2\% \quad (4.2)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

*Лис  
38*

Перв. примен.

Справ. №

## 4.2 Расчет токов нормального и максимального режимов в цепях трансформаторов и в линиях

Так как подстанция однотрансформаторная, расчетные токи нормального и форсированного режимов будут равны.

Определим эти токи на сторонах ВН и НН по выражениям [17, с.171]

На стороне ВН, А:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}^T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11} = 20,99, \quad (4.3)$$

где  $I_{\text{норм}}$  – ток нормального режима;

$I_{\text{max}}$  – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режимов;

$U_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

На стороне НН, А:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}^T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}^{\text{НН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,40} = 577,35; \quad (4.4)$$

где  $U_{\text{ном}}^{\text{НН}}$  – номинальное напряжение обмоток НН трансформатора.

Ток в линии, А

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{336,84}{\sqrt{3} \cdot 10} = 19,45; \quad (4.5)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ЛЭП.

## 4.3 Выбор выключателей

Однотрансформаторная КТПБ серии «ЭКТА» обычно состоит из одного блока, в котором находятся распределительные устройства высокого(РУВН) и низкого напряжений(РУНН) и силовой трансформатор.

В общих сведениях о выключателях рассматриваются те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ 687-78Е. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
39

изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например,

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{отк,ном}}, \quad (4.6)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк,ном}}, \quad (4.7)$$

допустимо производить выбор выключателей только по важнейшим параметрам [17, с. 268]:

1) напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}. \quad (4.8)$$

2) длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}. \quad (4.10)$$

После выбора выключателя его проверяют по ряду условий:

1) по отключающей способности:

1.1) на симметричный ток отключения

$$I_{\text{откл,ном}} \geq I_{\text{пт}}. \quad (4.11)$$

1.2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл,ном}}/100, \quad (4.12)$$

где  $i_{a,\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.



Перв. примен.

Справ. №

$i_{a,\tau}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ .

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \tag{4.13}$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, выбирается по [17, табл. 3.6],

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с

$$\tau = t_{PЗ,min} + t_{с.в.}, \tag{4.14}$$

где  $t_{PЗ,min} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты [17, с. 268];

$t_{с.в.}$  – собственное время отключения выключателя по каталогу.

2) по электродинамической стойкости:

$$I_{п0}^{(3)} \leq I_{дин}, \tag{4.15}$$

$$i_y \leq i_{дин}, \tag{4.16}$$

где  $I_{дин}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ,

$i_y$  – ударный ток КЗ цепи выключателя.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot k_y, \tag{4.17}$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, определенный по [17, табл. 3.6];

$I_{п0}^{(3)}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

3) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \tag{4.18}$$

где  $I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости, кА;

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
41

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с;  
 $B_k$  – тепловой импульс, определяется по выражению

$$B_k = I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.19)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с, выбирается по [17, с. 155] в зависимости от зоны размещения оборудования.

### 4.3.1 Выбор выключателей на стороне высшего напряжения

РУВН может состоять из камер сборных одностороннего обслуживания (КСО) серий 393, 204М и их комбинаций. Выберем для установки камеру КСО-204М с вакуумными выключателями ВВ/TEL, которые являются аналогом КСО-298, но при этом имеют значительно меньшие габариты и массу, что позволяет применять их в КТПБ [19]

Таблица 4.2 – Технические параметры КСО-204М [20]

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей, А	Номинальный ток отключения, кА	Ток термической стойкости, кА	Ток электродинамической, кА	Время протекания тока термической стойкости, с
10	630	12,5	20	52	3

Осуществим проверку ячейки КСО-204М:

По номинальному напряжению, кВ

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (4.20)$$

$$10 = 10.$$

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}^{\text{ВН}}; \quad (4.21)$$

$$630 > 20,99.$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
42

Перв. примен.

По току электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \tag{4.22}$$

$$52 > 0,380.$$

По току термической стойкости

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \tag{4.23}$$

где  $B_k$  определяем по формуле (4.19)

$$B_k = I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,196 \cdot (1,4 + 0,01) = 0,276,$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, по [17, с. 155], с

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200. \tag{4.24}$$

Тогда по формуле (4.23)

$$0,276 < 1200.$$

Камера КСО-204М удовлетворяет всем условиям проверки.

Выбираем для установки в КСО-204М вакуумный выключатель ВВ/TEL–10–12,5/630 [21]

Структура условного обозначения ВВ/TEL–10–12,5/630:

ВВ – выключатель вакуумный;

TEL – «Таврида Электрик»;

10 – номинальное напряжение;

12,5 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток, А.

Характеристики данного выключателя приведены в таблице 4.3.

Справ. №

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
4.3

Таблица 4.3 – Характеристики выключателя ВВ/TEL–10–12,5/630[21]

Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ , кВ	Номинальный длительный ток, $I_{\text{ном}}$ , А	Номинальный ток отключения, $I_{\text{откл.ном}}$ , кА	Собственное время отключения, $t_{\text{с.в}}$ , с	Ток электродинамической стойкости, $i_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стойкости, $I_{\text{тер}}$ , кА	Время протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}}$ , с
10	630	12,5	0,015	32	20	3

Условия выбора выключателя:

1) напряжению установки

$$10 = 10.$$

2) длительному току

$$630 > 20,99;$$

Проверим выбранный выключатель по вышперечисленным условиям.

Проверку будем вести по току трехфазного короткого замыкания в точке

К-1.

1) Проверка по условию отключающей способности:

1.1) на симметричный ток отключения

$$12,5 > 0,196.$$

1.2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ,  $i_{a,\tau}$ , кА

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с

$$\tau = t_{\text{рз,мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,015 = 0,025.$$

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ, кА

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}\%}}{100} \cdot I_{\text{откл,ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{60}{100} \cdot 12,5 = 10,606,$$

Перв. примен.

где  $\beta_{\text{норм}\%} = 60\%$  по [17, с. 238] для момента расхождения контактов  $\tau = 0,025$  с.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени  $\tau$ , кА

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,196 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,01}} = 0,023$$

где  $T_a = 0,01$  по [17, табл. 3.6] для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ.

Тогда имеем

$$10,606 > 0,023.$$

2) проверка по электродинамической стойкости

Ударный ток КЗ на шинах 10 кВ, кА

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,196 \cdot 1,369 = 0,380,$$

где  $k_y = 1,369$  по [17, табл. 3.6] для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ.

После сравнения величин получим

$$0,380 < 32.$$

3) проверка по термической стойкости

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_k = I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,196 \cdot (1,4 + 0,01) = 0,276 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, по [17, с. 155]

Справ. №

с

с

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
4.5

Сравним результаты

$$0,276 < 1200.$$

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

### 4.3.2 Выбор выключателя на стороне низшего напряжения

РУНН комплектуются распределительными щитами типа ЩО-70 или выполняются в виде низковольтного комплектного устройства (НКУ). Вводные и отходящие линии в ЩО и НКУ присоединяются к сборным шинам при помощи рубильников и автоматических выключателей или рубильников и предохранителей [19].

Выбираем в качестве РУНН распределительный щит ЩО-70-1-09 с автоматическим выключателем и рубильником [22].

Таблица 4.4 – Технические параметры ЩО-70-1-09[22]

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток отходящих линий, А	Номинальный ток вводных панелей, А	Ток термической стойкости (время протекания 3 с), кА	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА
0,4	600	600	20	30

Условия выбора

По номинальному напряжению, кВ

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (4.25)$$

$$0,40 = 0,40.$$

По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}^{\text{нн}}; \quad (4.26)$$

$$600 > 577,35.$$

По току электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (4.27)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
46

$$30 > 0,951.$$

По току термической стойкости

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.28)$$

$$B_k = I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,196 \cdot (0,3 + 0,01) = 0,061, \quad (4.29)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \quad (4.30)$$

Тогда

$$0,061 < 1200.$$

Распределительный щит ЩО-70-1-09 удовлетворяет всем условиям проверки.

Выбираем для установки в панели распределительных щитов автоматические выключатели Compact NS630b N [23].

Таблица 4.5 – Характеристики выключателя Compact NS630b N [23]

Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Номинальный длительный ток, $I_{\text{ном}}, \text{А}$	Номинальный ток отключения, $I_{\text{откл, ном}}, \text{кА}$	Собственное время отключения, $t_{\text{с.в}}, \text{с}$	Ток электродинамической стойкости, $i_{\text{дин}}, \text{кА}$	Ток термической стойкости, $I_{\text{тер}}, \text{кА}$	Время протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}}, \text{с}$
0,4	630	37	0,005	50	37	1

Условия выбора выключателя:

1) По напряжению установки, кВ

$$0,4 = 0,4.$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
47

Перв. примен.	2) По длительному току, А				
	$577,35 < 630.$				(4.31)
Справ. №	Проверка по условиям:				
	1) По отключающей способности:				
	1.1) на симметричный ток отключения, кА				
	$0,380 < 37.$				
	1.2) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА				
	Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с				
	$\tau = t_{P3,min} + t_{c.B.} = 0,01 + 0,005 = 0,015.$				(4.32)
	Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ, кА				
	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном\%}}{100} \cdot I_{откл,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{72}{100} \cdot 37 = 37,68.$				(4.33)
	Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени $\tau$ , кА				
	$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{K-1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 0,196 \cdot e^{-\frac{0,015}{0,01}} = 0,062$				(4.34)
	Тогда имеем				
	$0,062 < 37,68.$				(4.35)
	2) По электродинамической стойкости				
	$0,380 < 50.$				
	Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
<i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i>					Лист 48



Перв. примен.	<p>3) По термической стойкости</p> $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 19,2^2 \cdot 1 = 368,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (4.36)$ <p>Тепловой импульс <math>B_k = 0,061 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}</math> рассчитан в пункте 4.3.2.</p> <p>Сравним результаты</p> $0,061 < 368,6.$ <p>Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.</p>						
	Справ. №	<p><b>4.4 Выбор разъединителей и рубильников</b></p> <p>Выбор разъединителей производится в соответствии со следующими условиями, [1, с. 233]:</p> <p>1) номинальное напряжение разъединителя</p> $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}} \quad (4.37)$ <p>2) номинальный ток разъединителя</p> $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}} \quad (4.38)$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} \quad (4.39)$ <p>3) по электродинамической стойкости</p> $i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (4.40)$ <p>где <math>i_{\text{пр.скв}}</math> – амплитуда предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;</p> <p>4) по термической стойкости</p> $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.41)$					
		Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат	<p><i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i></p>

где  $B_k$  – тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{тер}}$  – предельный ток термической стойкости,  $\text{kA}$ ;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости,

с.

#### 4.4.1 Выбор разъединителей на стороне высшего напряжения

Выберем трёхполюсный разъединитель внутренней установки серии РВЗ-10/630 ИУЗ [16, табл. 5.5].

Структура условного обозначения РВЗ-10/630 ИУЗ:

Р — разъединитель;

В — внутренней установки;

З — с заземляющими ножами;

10 — класс напряжения, кВ;

630 — номинальный ток, А;

ИУЗ — климатическое исполнение.

Таблица 4.6 – Основные характеристики разъединителя РВЗ-10/630 ИУЗ

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{пр.свб}}$ , кА	Предельный ток термической стойкости/допустимое время, кА/с	
			главных ножей	заземляющих ножей
10	630	52	20/4	20/1

Проверим выбранный разъединитель по условиям выше:

1) номинальному напряжению установки

$$10 = 10.$$

2) номинальному току разъединителя

$$630 > 0,021;$$

3) по электродинамической стойкости,

ударный ток на стороне ВН  $i_y = 0,380$  кА рассчитан в пункте 4.3.1.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
50

Перв. примен.

Справ. №

$$52 > 0,380.$$

4) по термической стойкости,

тепловой импульс  $B_k = 0,276 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитан в пункте 4.3.1.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.42)$$

Тогда имеем

$$0,276 < 1600.$$

Выбранный разъединитель РВЗ-10/630 IУЗ удовлетворяет условиям проверки.

#### 4.4.2 Выбор рубильников на стороне низшего напряжения

Выберем трёхполюсный разъединитель-выключатель (рубильник) внутренней установки серии РЕ19-39-3-630А-УХЛЗ-КЭАЗ [24].

Структура условного обозначения РЕ19-39-3-630А-УХЛЗ-КЭАЗ:

РЕ19 — серия рубильника;

39 — обозначение условного теплового тока - 630 А;

3 — число полюсов;

630А — номинальный ток;

УХЛЗ — климатическое исполнение;

КЭАЗ — торговая марка.

Таблица 4.7 – Основные характеристики РЕ19-39-3-630А-УХЛЗ-КЭАЗ

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$i_{\text{пр.скв}}$ , кА	Предельный ток термической стойкости/допустимое время, кА/с
0,4	630	32	17/3

Условия выбора рубильника:

1) по номинальному напряжению установки

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
51

$$0,4 = 0,4.$$

2) по номинальному току рубильника

$$577,35 < 630;$$

3) по электродинамической стойкости,

ударный ток на стороне ВН  $i_y = 0,380$  кА рассчитан в пункте 4.3.1.

$$0,380 < 32.$$

4) по термической стойкости,

тепловой импульс  $B_k = 0,061$  кА<sup>2</sup> · с рассчитан в пункте 4.3.3.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 17^2 \cdot 3 = 867 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (4.43)$$

Тогда имеем

$$0,061 < 867.$$

Выбранный рубильник РЕ19-39-3-630А-УХЛЗ-КЭАЗ удовлетворяет условиям проверки.

#### 4.5 Выбор токоведущих частей

##### 4.5.1 Выбор токоведущих частей на стороне высшего напряжения

В распределительных устройствах 6 - 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [17, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, рассчитанного ранее пункте 2. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [16, табл. 7.3]

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
52

Таблица 4.8 – Характеристики алюминиевых шин

Размеры шины $a \times b$ , мм	Сечение одной шины, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
15×3	45	165

Проверка жестких шин проводится по следующим условиям:

1) длительно допустимому току

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (4.45)$$

2) термической стойкости

$$q \geq q_{min} \quad (4.46)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение по термической стойкости, мм<sup>2</sup>;

$q$  – выбранное сечение шины.

3) механической прочности

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (4.47)$$

где  $\sigma_{доп}$  – допустимое напряжение в материале шины [17, с.179], МПа.

Проверим шины 10 кВ по следующим условиям:

1) по длительно допустимому току

$$20,99 < 165.$$

2) по термической стойкости

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм<sup>2</sup>

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (4.48)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
53

где  $C_T$  – функция, значение которой определяется согласно [17, табл. 3.18],  
 $A \cdot c^{0.5} / \text{мм}^2$  для алюминиевых шин;

$B_k$  – тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитанный  
 в пункте 4.3.1.

После подстановки

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,276}}{76 \cdot 10^{-3}} = 6,91,$$

Проверка условия

$$45 > 6,91.$$

3) по механической прочности

Расчётное напряжение в материале

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (4.49)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ, А;

$l = 0,75$  – длина пролёта между изоляторами, равная ширине ячейки  
 КСО, м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной  
 действию усилия,  $\text{см}^3$ ;

$a = 0,30$  м – расстояние, между соседними фазами [20]. Шины распо-  
 лагаем плашмя.

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [17, табл. 4.1],  
 $\text{см}^3$ ,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,3 \cdot 1,5^2}{6} = 0,112. \quad (4.50)$$

Тогда

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(380)^2 \cdot 0,75^2}{0,112 \cdot 0,3} = 0,042.$$

По [17, табл. 4.2] принимаем  $\sigma_{\text{доп}} = 82$  МПа, тогда имеем

$$0,042 < 82.$$

Выбранные алюминиевые шины подходят по условиям проверки.

#### 4.5.2 Выбор токоведущих частей на стороне низшего напряжения

Ошиновку и сборные шины выполним жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [17, с. 175].

Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, рассчитанного в пункте 2. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [16, табл. 7.3]

Таблица 4.9 – Характеристики алюминиевых шин

Размеры шины $a \times b$ , мм	Сечение одной шины, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
50×5	250	670

Проверим шины 0,4 кВ по аналогичным условиям п. 4.5.1:

1) по длительно допустимому току:

$$577,35 < 670.$$

2) по термической стойкости:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм<sup>2</sup>

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (4.51)$$

где  $C_T$  – функция, значение которой определяется согласно [17, табл. 3.18],  $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$  для алюминиевых шин;

$B_k$  – тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , рассчитанный в пункте 3.2.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
55

После подстановки

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0,061}}{76 \cdot 10^{-3}} = 3,25,$$

Проверка условия

$$3,25 < 250.$$

3) по механической прочности

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (4.52)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ, А;

$l = 0,80$  – длина пролёта между изоляторами, равная ширине щита ЩО-70-1-09, м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $см^3$ ;

$a = 0,30$  м – расстояние, между соседними фазами [22]. Шины располагаем плашмя.

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [17, табл. 4.1],  $см^3$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,083. \quad (4.53)$$

Тогда

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(380)^2 \cdot 0,80^2}{2,083 \cdot 0,3} = 0,0026.$$

По [17, табл. 4.2] принимаем  $\sigma_{доп} = 82$  МПа, тогда имеем

$$0,003 < 82.$$

Выбранные алюминиевые шины подходят по условиям проверки.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
56



## 4.6 Выбор измерительных трансформаторов

### 4.6.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для преобразования первичных величин в величины удобные для измерения и обеспечивают электрическую разводку первичных и вторичных цепей.

Выбор трансформаторов тока производится в соответствии со следующими условиями, [17, с. 299]:

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки;
- по току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно измерительных приборов).

#### 4.6.1.1 Выбор встроенных трансформаторов тока на стороне ВН

В выбранную ячейку КСО-204М устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ и ТПОЛ [19], выберем для установки ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5 [16, табл. 5.9].

Структура условного обозначения ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5:

Т — трансформатор;

О — опорный;

Л — с литой изоляцией;

10 — класс напряжения ввода выключателя;

0,5/10Р — исполнение вторичных обмоток;

100 — номинальный первичный ток, А;

5 — номинальный вторичный ток, А;

У2 — климатическое исполнение.

Таблица 4.10 — Технические характеристики ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5 У2

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время, с	
ТОЛ-10-0,5/10Р-100/5	10	100	9,7	1	52

Перв. примен.

Справ. №

Выполним проверку по условиям выше:

1) по номинальному напряжению установки

$$10 = 10.$$

2) по номинальному току трансформатора тока

$$100 > 20,99.$$

3) по электродинамической стойкости

$$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} \geq i_y, \quad (4.54)$$

где  $i_y = 0,380$  кА – рассчитан в пункте 3.1;

$K_{эд} = 10$  – номинальная предельная кратность электродинамической стойкости по каталогу.

$$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 10 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,10 = 1,414, \quad (4.55)$$

$$1,414 > 0,380;$$

4) термической стойкости:

Тепловой импульс  $B_k = 0,276$  кА<sup>2</sup> · с рассчитан в пункте 4.3.1.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4,9^2 \cdot 1 = 24,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим на соответствие

$$24,01 > 0,276.$$

Встроенный трансформатор тока на стороне ВН подходит по всем параметрам.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
58

Перв. примен.

Справ. №

### 4.6.1.2 Выбор трансформаторов тока, встроенных в распределительные щиты на стороне НН

В соответствии с каталогом [19], выберем для установки встроенные в ЩО-70 трансформаторы тока ТШЛ-0,66-600 [25].

Структура условного обозначения ТШЛ-0,66-600:

Т — трансформатор тока;

Ш — шинный;

Л — с литой изоляцией;

0,66 — номинальное напряжение, кВ;

600 — номинальный первичный ток, А;

Таблица 4.11 — Технические характеристики ТШЛ-0,66-600

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Номинальная предельная кратность
		Ток, кА	Время, с	
0,66	600	60	1	7

Выполним проверку по условиям:

1) номинальному напряжению установки

$$0,66 > 0,40.$$

2) номинальному току трансформатора тока

$$600 > 577,35,$$

3) электродинамической стойкости

$$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 7 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,60 = 5,940,$$

$$5,940 > 0,380.$$

4) термической стойкости:

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат
-----	------	-------	------	-----

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
59

Тепловой импульс  $B_k = 0,061 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитан в пункте 4.3.2

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 60^2 \cdot 1 = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тогда имеем

$$3600 > 0,061.$$

Встроенный в ЩО-70 трансформатор тока подходит по всем параметрам.

#### 4.6.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

##### 4.6.2.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям [17, с. 301]:

1) по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}} \tag{4.56}$$

2) по классу точности;

3) по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно-измерительных приборов)

$$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}} \tag{4.57}$$

4) по конструкции и схеме соединений обмоток.

Принимаем к установке группу однофазных трансформаторов напряжения ЗНОЛ.06-10У3 [16, табл.5.13].

Структура условного обозначения ЗНОЛ.06-10У3:

З – заземляемый;

Н – трансформатор напряжения;

О – однофазный;

Л – с литой изоляцией;

06 – шифр разработки;

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
60

Перв. примен.

Справ. №

10 – номинальное напряжение, кВ;  
У3 – климатическое исполнение.

Таблица 4.12 – Характеристики ЗНОЛ.06-10У3

Номинальное первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение основных обмоток, В	Вторичное напряжение дополнительных обмоток, В	Предельная мощность трансформатора, $S_{2ном}$ , В·А	Класс точности/вторичная нагрузка, В·А (по первичной обмотке)
$10/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	630	0,2/50 0,5/75 1/150 3/300

Осуществим проверку трансформатора напряжения:

1) по напряжению, кВ

$$10 = 10.$$

2) по классу точности

Класс точности выбирают в соответствии с классом точности подключаемых приборов.

3) по вторичной нагрузке [17, с. 301]

$$S_{2нагр} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (4.58)$$

Так как вторичная нагрузка заранее не известна, то численную проверку не проводим.

#### 4.6.2.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

В установке трансформатора напряжения на стороне низшего напряжения (0,4 кВ) нет необходимости, так как устанавливаемый на ней автоматический выключатель Comract NS 630 N выполняет функции счётчика и релейной защиты.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
61

Перв. примен.	<h3>4.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения подстанции и места их установки</h3>			
	Справ. №	<p>Основным аппаратом для защиты электрооборудования ПС от атмосферных и коммутационных перенапряжений является ОПН. Для эффективной защиты от перенапряжений и надёжной работы ОПН решающее значение имеет правильный выбор его параметров с учётом его назначения, места установки и условий работы [26].</p> <p>Выбор ОПН производится по важнейшим параметрам: номинальному напряжению, наибольшему длительному допустимому рабочему напряжению, номинальному разрядному току, остаточному напряжению, длине пути утечки, месту установки и условиям и категории размещения.</p> <p>Полная задача выбора ОПН решается уже в ходе эксплуатации ПС или же в проектировании с помощью моделирования на специальных компьютерных программах. Поэтому произведём упрощенный выбор ОПН [27].</p> <p>Условия проверки ОПН:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>По номинальному напряжению, кВ,</li> </ol>		
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}} \tag{4.59}$				
С	<ol style="list-style-type: none"> <li>По месту установки и условиям размещения.</li> </ol>			
	<p>На стороне 10 кВ в выбранной ранее КТПБ серии «ЭКТА» установлена камера КСО-204М, в которой для защиты силового трансформатора и других присоединений от возможных перенапряжений могут устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений серии РТ/ТЕЛ.</p> <p>Согласно требованиям выбираем для установки в РУ 10 кВ ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-РТ/ТЕЛ-10/11.5-УХЛ2 [28]. Параметры ОПН приведены в таблице 4.13.</p>			
С	<p>Структура условного обозначения ОПН-РТ/ТЕЛ-10/11.5-УХЛ2:</p> <p>ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;</p> <p>РТ – наименование серии ОПН;</p> <p>ТЕЛ – фирменная марка компании «ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК»;</p> <p>10 – класс напряжения сети, кВ;</p> <p>11.5 – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ;</p> <p>УХЛ2 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.</p>			
	<p><i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i></p>			
Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат
				Лист 62

Перв. примен.

Справ. №

Таблица 4.13 – Характеристики ОПН-РТ/TEL-10/11.5-УХЛ2

Наименование параметра	ОПН-РТ/TEL-10/11,5-УХЛ2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	11,5
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	760

Проверим ОПН

1) По номинальному напряжению, кВ,

$$10 = 10.$$

2) По месту установки и условиям размещения.

Для защиты изоляции обмотки ВН силового трансформатора 0,4/10 кВ устанавливаем ОПН в цепи трансформатора со стороны ВН в вводной ячейке камеры КСО-204М, который также защищает изоляцию электрооборудования этой ячейки.

Таким образом, ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-РТ/TEL-10/11.5-УХЛ2 удовлетворяют всем условиям проверки.

#### 4.8 Выбор схем распределительных устройств

К схемам распределительных устройств предъявляются следующие требования:

- 1) надёжность;
- 2) экономичность;
- 3) удобство в эксплуатации;
- 4) безопасность обслуживания распределительного устройства.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
6.3

Для выбора схемы распределительного устройства определим число присоединений для каждого РУ:

$$n^{\text{ВН}} = n_{\text{тр}} + n_{\text{л}} = 1 + 1 = 2, \quad (4.60)$$

$$n^{\text{НН}} = n_{\text{тр}} + n_{\text{л}} = 1 + 1 = 2. \quad (4.61)$$

#### 4.8.1 Выбор схемы РУ 10 кВ

В сетях 10 (6) кВ однострановые ТП с двухобмоточными трансформаторами имеют одиночную несекционированную систему сборных шин распределительного устройства ВН [30].

На проектируемой ПС установлена КСО (камера сборная односторонне-го обслуживания), а для них, как правило, применяются те же схемы, что и для ОРУ. На РУ применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин [30, п.1.11.1]. На данной подстанции устанавливается один трансформатор и одна питаемая линия. Данная схема распределительного устройства позволяет осуществить схему блока "трансформатор-магистраль"[30], которой мы и воспользуемся в рамках данного дипломного проектирования.

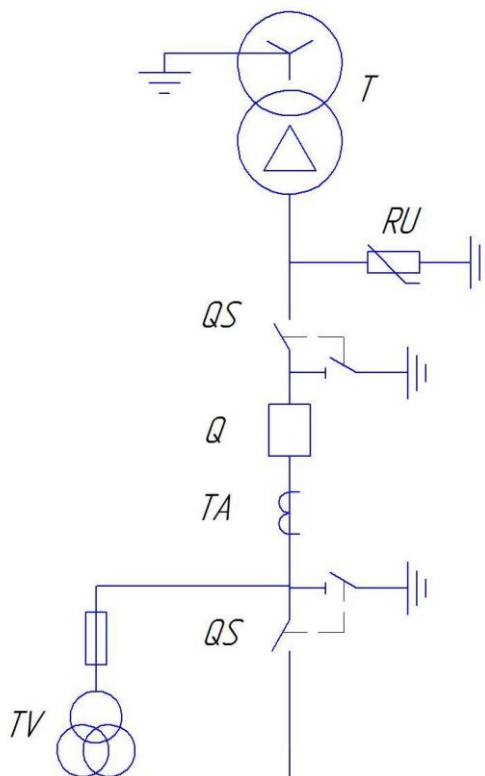


Рисунок 4.2 – Схема РУ 10 кВ – блок «трансформатор-магистраль»



Перв. примен.	
Справ. №	

### 4.8.2 Выбор схемы РУ 0,4 кВ

Однотрансформаторные ТП с двухобмоточными трансформаторами имеют следующую схему распределительного устройства низкого напряжения - одиночная несекционированная система сборных шин, подключенная к выводу трансформатора через автоматический выключатель, рассчитанный на выдачу полной мощности трансформатора [30].

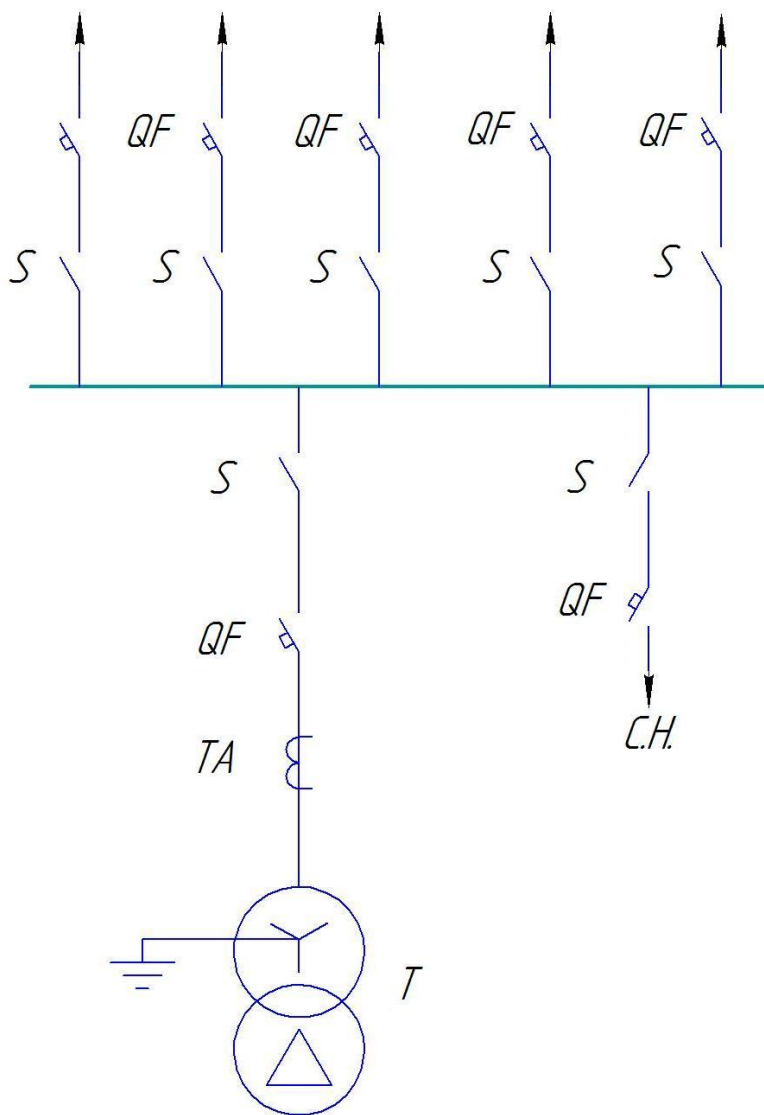


Рисунок 4.3 — Схема РУ 0,4 кВ – одиночная несекционированная система сборных шин

					ВКР 13.03.02.05 ПЗ	Лис 6.5
Изм	Лис	№ до-	Под-	Да		

Перв. примен.

Справ. №

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов

### 5.1 Расчет технико-экономических показателей в строительство электрической сети

Капиталовложения в ЛЭП для определенного участка оцениваются по следующей формуле:

$$K_{Wij} = K_0^W \cdot l_{трij}, \quad (5.1)$$

где  $K_0^W$  – стоимость сооружения воздушной линии с выбранными площадью сечения провода, исполнением и типом опор, районом по гололёду, тыс. руб/км [32, табл. 2];

$l_{тр}$  – длина трассы ЛЭП данного участка, км

$$K_{WB1} = 202,2 \cdot 5 = 1011 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в ЛЭП для остальных участков представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Капиталовложения в воздушные линии электропередач

Участок	$l_{тр}$ , км	$n_{ц}$ , шт	$F_{станд.}$ , мм <sup>2</sup>	$K_0^W$ , тыс. руб/км	$K_W$ , тыс. руб
Б-1	5	1	16/2,7	202,2	1011
1-2	3	1	10/1,8	202,2	606,6

Суммарные капиталовложения в ЛЭП:

$$K_{W\Sigma} = K_{WB1} + K_{W12} = 1011 + 606,6 = 1617,6 \text{ тыс. руб.} \quad (5.2)$$

С учётом того, что строительство ведётся в горных условиях, согласно [32], суммарные капиталовложения увеличиваются на 4,3 %

$$K'_{W\Sigma} = 1617,6 \cdot 1,043 = 1687,2 \text{ тыс. руб.} \quad (5.3)$$

Лис  
66

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Изд Лис № до- Под- Да

Перв. примен.	Капиталовложения в подстанцию рассчитаем по следующей формуле:				
	$K_{\text{ПС}} = K_{\text{T}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{пост}}, \quad (5.4)$				
Справ. №	<p>где <math>K_{\text{T}}</math> – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб;  <math>K_{\text{РУ}}</math> – капиталовложения в сооружение РУ, тыс. руб;  <math>K_{\text{пост}}</math> – постоянная часть затрат на сооружение подстанции, тыс. руб.</p>				
	<p>Определим капиталовложения для подстанции 1.  Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы:</p>				
$K_{\text{T1}} = K_0^{\text{T}} \cdot n_{\text{T1}}, \quad (5.5)$					
<p>где <math>K_0^{\text{T}}</math> – стоимость одного двухобмоточного трансформатора 10 кВ с ПБВ, мощностью 400 кВ·А, тыс. руб [18, табл. 9.21];  <math>n_{\text{T1}}</math> – число трансформаторов на подстанции 1, шт.;</p>					
$K_{\text{T1}} = 215,9 \cdot 1 = 215,9 \text{ тыс. руб.}$					
<p>Рассчитаем капиталовложения в сооружение РУ.  Подстанция 1 на стороне ВН имеет мостиковую схему с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов. Число выключателей на стороне ВН <math>n_Q^{\text{ВН}} = 2</math>. Стоимость ячейки ВН принимаем для воздушных выключателей [32, табл. 18].</p>					
$K_{\text{РУ1}}^{\text{ВН}} = K_{\text{яч}}^{\text{ВН}} \cdot n_Q^{\text{ВН}} = 313 \cdot 2 = 626 \text{ тыс. руб.} \quad (5.6)$					
<p>На стороне НН ПС 1 имеет одиночную несекционированную систему шин с автоматическими выключателями на присоединениях. Число выключателей на стороне НН <math>n_Q^{\text{НН}} = 5</math>. Стоимость ячейки НН для автоматических выключателей принимаем в зависимости от их номинального тока [33].</p>					
$K_{\text{РУ1}}^{\text{НН}} = \sum K_{\text{яч}}^{\text{НН}} \cdot n_Q^{\text{НН}} = 40,5 \cdot 1 + 21,0 \cdot 4 = 124,5 \text{ тыс. руб.} \quad (5.7)$					
<p>Капиталовложения в сооружение РУ подстанции 1</p>					
$K_{\text{РУ1}} = K_{\text{РУ1}}^{\text{ВН}} + K_{\text{РУ1}}^{\text{НН}} = 626 + 124,5 = 750,5 \text{ тыс. руб.} \quad (5.8)$					
<p><i>ВКР 13.03.02.05 ПЗ</i></p>					
<p>Изд. Лист № до- Под- Да</p>				<p>Лист 67</p>	

Определим постоянную часть затрат.

Для подстанции 10/0,4 кВ со схемой мостик на стороне ВН постоянная часть затрат составляет 22% от суммарных капиталовложений в оборудование подстанции [32, прил. 5] по формуле (5.9)

$$K_{\text{пост}} = 0,22(K_T + K_{\text{ру}}), \quad (5.9)$$

$$K_{\text{пост}} = 0,22 \cdot 22(215,9 + 750,5) = 212,6 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в подстанцию по формуле (5.4) будут равны

$$K_{\text{ПС1}} = 215,9 + 750,5 + 212,6 = 1239,0 \text{ тыс. руб.}$$

Для остальных подстанций расчёт проводим аналогично расчёту для подстанции 1. Результаты представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Капиталовложения в подстанции

№ ПС	$n_T$ , шт.	Капиталовложения, тыс. руб.			
		$K_T$	$K_{\text{ру}}$	$K_{\text{пост}}$	$K_{\text{ПС}}$
1	1	215,9	750,5	212,6	1239,0
2	1	75,5	334	90,1	499,6
Б	1	215,9	548,6	168,2	932,7

Суммарные капиталовложения в подстанции:

$$K_{\text{ПС}\Sigma} = 1239 + 499,6 + 932,7 = 2671,3 \text{ тыс. руб.} \quad (5.10)$$

С учётом того, что строительство ведётся в горных условиях, согласно [МРСК] суммарные капиталовложения увеличиваются на 4,3 %

$$K'_{\text{ПС}\Sigma} = 2671,3 \cdot 1,043 = 2786,2 \text{ тыс. руб.} \quad (5.11)$$

Капиталовложения в строительство сети:

$$K_{\text{ЭС}} = K'_{\text{WS}} + K'_{\text{ПС}\Sigma} = 1687,2 + 2786,2 = 4473,4 \text{ тыс. руб.} \quad (5.12)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
68

Перв. примен.

Определим ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети. Нормы амортизационных отчислений и затраты на обслуживание принимаем по справочнику [17, табл. 8.2].

Для линий электропередач:

$$I_W = 2,8\% \cdot K_{W\Sigma} = \frac{2,8}{100} \cdot 1687,2 = 47,2 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.13)$$

Для подстанций

$$I_{\text{ПС}} = 9,4\% \cdot K_{\text{ПС}\Sigma} = \frac{9,4}{100} \cdot 2786,2 = 261,9 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.14)$$

Ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta A} = \beta' \cdot \Delta A_{\text{хх}} + \beta'' \cdot \Delta A_{\text{нагр}}. \quad (5.15)$$

В соответствии с принятыми допущениями в п. 2.5.1 и п. 2.5.2 ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии примут следующий вид

$$I_{\Delta A} = \beta'' \cdot \Delta A_{\text{нагр}}, \quad (5.16)$$

где  $\Delta A_{\text{нагр}}$  – агрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах (приложение Б).

Потери электроэнергии рассчитаем по методу наибольших потерь. Определим время наибольших потерь  $\tau$ :

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{год}}. \quad (5.17)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1726,9 \text{ ч}$$

Потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta A_{\text{нагр}W} = \Delta P_{\text{нагр}}^W \cdot \tau = 9,35 \cdot 1726,9 = 16146,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (5.18)$$

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
69

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_{\text{нагр}T} = \Delta P_{\text{нагр}}^T \cdot \tau = 4,32 \cdot 1726,9 = 7460,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (5.19)$$

Тогда суммарные нагрузочные потери электроэнергии будут равны

$$\Delta A_{\text{нагр}} = \Delta A_{\text{нагр}W} + \Delta A_{\text{нагр}T}, \quad (5.20)$$

$$\Delta A_{\text{нагр}} = 16146,5 + 7460,2 = 23606,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta A} = 2,93 \cdot 10^{-3} \cdot 23606,7 = 69,2 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}},$$

где  $\beta''$  – стоимость 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии [34]

Суммарные издержки будут равны

$$I_{\text{ЭС}} = I_W + I_{\text{ПС}} + I_{\Delta A} = 47,2 + 261,9 + 69,2 = 378,3 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.21)$$

Определим приведенные затраты на сооружение сети:

$$Z_{\text{пр}}^{\text{ЭС}} = E_n \cdot K_{\text{ЭС}} + I_{\text{ЭС}}, \quad (5.22)$$

где  $E_n$  – коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ( $E_n = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$ ) [13, с. 312],

$K_{\text{ЭС}}, I_{\text{ЭС}}$  – суммарные капиталовложения в строительство и суммарные издержки на амортизацию и обслуживание электрической сети, соответственно, тыс.руб.

$$Z_{\text{пр}}^{\text{ЭС}} = 0,12 \cdot 4473,4 + 378,3 = 915,1 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}.$$

Таблица 5.3 – Техничко-экономические показатели проектируемой РЭС

К, тыс. руб			И, тыс. руб				$Z_{пр}^{ЭС}$ тыс. руб год
$K_W$	$K_{ПС}$	$K_{ЭС}$	$I_W$	$I_{ПС}$	$I_{ДА}$	$I_{ЭС}$	
1687,2	2786,2	4473,4	47,2	261,9	69,2	378,3	915,1

## 5.2 Техничко-экономический расчёт капиталовложений в строительство генерирующего объекта на базе ВИЭ

Для более полного технико-экономического расчёта и последующего технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения необходимо определить капиталовложения в оборудование проектируемого генерирующего объекта на базе возобновляемых источников электрической энергии, для которого требуется знать состав и стоимость оборудования.

Состав оборудования был определён методом экспертных оценок путём заполнения опросных листов независимыми экспертами, среди которых были учёные СФУ и аспиранты. Экспертами были сформированы предложения по следующим пунктам:

- 1) Рекомендуемая установленная мощность ВЭУ, кВт;
- 2) Рекомендуемая установленная мощность солнечных элементов, кВт;
- 3) Рекомендуемая установленная мощность основного дизельного генератора, кВт;
- 4) Рекомендуемая установленная мощность резервного дизельного генератора, кВт;

Результаты выбора состава оборудования сведём в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Состав оборудования генерирующего объекта на базе ВИЭ

Наименование показателя	Единицы измерения	Количество
Рекомендуемая установленная мощность ВЭУ	кВт	240
Рекомендуемая установленная мощность солнечных элементов	кВт	150
Рекомендуемая установленная мощность основного дизельного генератора	кВт	320
Рекомендуемая установленная мощность резервного дизельного генератора	кВт	150

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дал
-----	------	-------	------	-----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Укрупнённый технико-экономический расчёт капиталовложений в данную электростанцию произведём исходя из стоимости вышеперечисленного оборудования с учётом транспортировки и монтажа [35], результаты сведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Укрупнённые показатели стоимости оборудования генерирующего объекта на базе ВИЭ

Наименование оборудования	Установленная мощность, кВт	Стоимость, млн.руб
ВЭУ: NW-24-120	240	19,0
СЭУ: Солнечные модули ФСМ	150	5,25
ДЭС: КАМА-Энергетика	320	2,50
ДЭС: КАМА-Энергетика	150	1,04

Суммарные капиталовложения в оборудование электростанции определим по формуле (5.23)

$$K_{СТ} = K_{ВЭУ} + K_{СЭУ} + K_{ДЭС}^{ОСН} + K_{ДЭС}^{РЕЗ}, \quad (5.23)$$

$$K_{СТ} = (19,0 + 5,25 + 2,50 + 1,04) \cdot 10^3 = 27,8 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем суммарные издержки на амортизацию и обслуживание оборудования электростанции. Нормы амортизационных отчислений и затраты на обслуживание принимаем по справочнику [17, табл. 8.2].

$$И_{СТ} = 8,8\% \cdot K_{СТ} = \frac{8,8}{100} \cdot 27,8 \cdot 10^3 = 2,45 \cdot 10^3 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.24)$$

Определим приведенные затраты на сооружение электростанции по формуле (5.25)

$$З_{пр}^{СТ} = E_n \cdot K_{СТ} + И_{СТ}, \quad (5.25)$$

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----



где  $E_H$  – коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ( $E_H = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$ ) [17, с. 312],

$K_{СТ}$ ,  $I_{СТ}$  – суммарные капиталовложения в строительство и издержки на амортизацию и обслуживание электростанции, соответственно, тыс.руб

$$Z_{пр}^{СТ} = 0,12 \cdot 27,8 \cdot 10^3 + 2,45 \cdot 10^3 = 5,79 \cdot 10^3 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.26)$$

Таблица 5.6 – Техничко-экономические показатели электростанции

K, млн. руб					И <sub>СТ</sub> , млн. руб	$Z_{пр}^{СТ}$ , млн. руб год
K <sub>ВЭУ</sub>	K <sub>СЭУ</sub>	K <sub>ДЭС</sub> <sup>ОСН</sup>	K <sub>ДЭС</sub> <sup>РЕЗ</sup>	K <sub>СТ</sub>		
19,0	5,25	2,5	1,04	27,8	2,45	5,79

### 5.3 Техничко-экономический расчёт проекта

Суммарные капиталовложения в проект составят

$$K_{\Sigma} = K_{ЭС} + K_{СТ} = 4,47 \cdot 10^3 + 27,8 \cdot 10^3 = 32,27 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб}, \quad (5.27)$$

где  $K_{ЭС}$  – суммарные капиталовложения в строительство электрической сети, тыс.руб (табл. 4.15),

$K_{СТ}$  – суммарные капиталовложения в строительство электростанции, тыс.руб (табл. 5.3).

Суммарные издержки составят

$$I_{\Sigma} = I_{ЭС} + I_{СТ} = 0,38 \cdot 10^3 + 2,45 \cdot 10^3 = 2,83 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб}, \quad (5.28)$$

где  $I_{ЭС}$  – суммарные издержки на амортизацию и обслуживание электрической сети, тыс.руб (табл. 4.15),

$I_{СТ}$  – суммарные издержки на амортизацию и обслуживание электростанции, тыс.руб (табл. 5.3).

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

Перв. примен.

Приведенные затраты на сооружение всего проекта:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (5.29)$$

где  $E_{\text{н}}$  – коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ( $E_{\text{н}} = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$ ) [17, с. 312].

Справ. №

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 32,27 \cdot 10^3 + 2,83 \cdot 10^3 = 6,70 \cdot 10^3 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}. \quad (5.30)$$

Таблица 5.7 – Техничко-экономические показатели проекта

K, млн. руб			I, млн. руб			Z <sub>пр</sub> , млн. руб год
K <sub>ЭС</sub>	K <sub>СТ</sub>	K <sub>Σ</sub>	I <sub>ЭС</sub>	I <sub>СТ</sub>	I <sub>Σ</sub>	
4,47	27,8	32,27	0,38	2,45	2,83	6,70

## 5.4 Характеристика рассмотренных вариантов

### 5.4.1 Вариант 1 (от ЛЭП 220 кВ)

Для электроснабжения поселка Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири» за основу берётся линия 220 кВ, которая проходит в непосредственной близости от питаемых центров и соединяет две подстанции ПС «Ергаки» и ПС «Туран».

На данной линии делается отпайка и располагается ПС «Араданка» 220/10, которая представляет собой однострансформаторную КТПБ-220/10-5000 с мощностью трансформатора 5000 кВ·А. ОРУ ВН 220 кВ включает в себя один выключатель, три разъединителя, один трансформатор напряжения, одну группу трансформаторов тока на стороне ВН и одну группу трансформаторов тока, встроенных в вводы ВН силового трансформатора, два нелинейных ограничителя перенапряжений. КРУ НН 10 кВ включает в себя два выключателя, три разъединителя, один трансформатор напряжения, три группы трансформаторов тока, один трансформатор собственных нужд и два нелинейных ограничителя перенапряжений. Капитальные затраты на сооружение данной подстанции составляют 32412,9 тыс. рублей.

Лис  
74

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Изд Лис № до- Под- Да

Далее до туристической базы прокладывается линия 10 кВ «Араданка-Тур.база» длиной 2 км, капитальные затраты на сооружение которой составляют 651,0 тыс. рублей.

На тур.базе располагается ПС 10/0,4 «Тур.база», на которой устанавливаем один трансформатор ТМГ-25/10 мощностью 25 кВ·А, 2 выключателя на РУ ВН и один автомат на РУ НН. Капитальные вложения в данную подстанцию составляют 949,4 тыс. рублей.

От ПС «Тур.база» прокладываем линию 10 кВ «Тур.база-Арадан» длиной 3 км капитальные вложения на строительство которой составляют 976,5 тыс. рублей.

В поселке необходима ПС 10/0,4 «Арадан», которая представляет собой однострансформаторную КТПБ-10/0,4-400 с мощностью трансформатора 400 кВ·А. РУ 10 кВ включает один выключатель, два разъединителя, один трансформатор тока и один трансформатор напряжения. РУ 0,4 кВ включает пять автоматических выключателей, пять рубильников, один трансформатор напряжения и 2 группы трансформаторов тока. Капиталовложения в подстанцию равны 858,7 тыс. рублей.

Итого капитальные затраты на строительство сети составляют 35848,5 тыс. рублей.

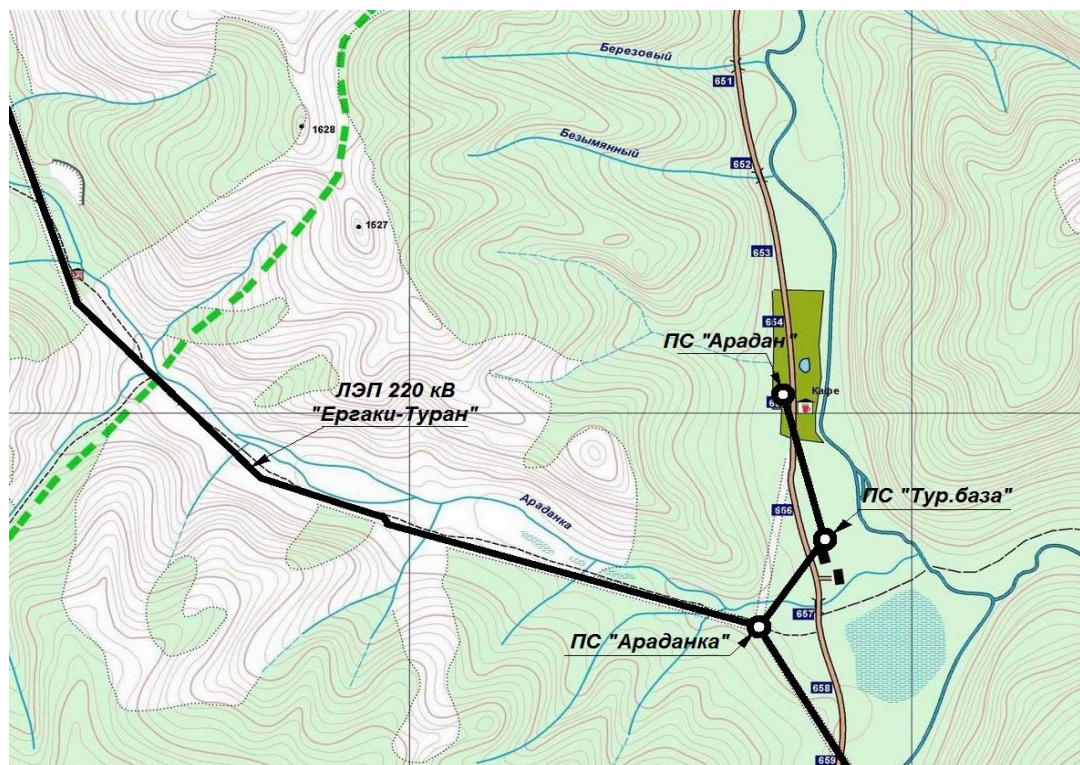


Рисунок 5.1 – Схематичное расположение ПС 220/10 «Араданка», линии электропередач 10 кВ, ПС «Арадан» и ПС «Тур.база»

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
75

Перв. примен.

Справ. №

### 5.4.2 Вариант 2 (от ВИЭ)

Для электроснабжения поселка Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири» за основу берётся генерирующий объект на базе возобновляемых источников энергии, который располагается в непосредственной близости от питаемых центров.

В ближайшей наивысшей точке с отметкой 1527 м над уровнем моря строим автономную гибридную электростанцию, которая представляет собой совокупность ветровых и солнечных электроустановок, резервируемых основной и резервной дизель-генераторными установками. Капиталовложения на сооружение данной электростанции составляют 27800 тыс.рублей.

На выходе с электростанции располагаем повышающую ПС 0,4/10 «ВИЭ», представляющую собой однострансформаторную КТПБ-0,4/10-400 с мощностью трансформатора 400 кВ·А. РУ 0,4 кВ включает в себя семь автоматических выключателей, семь рубильников, одну группу трансформаторов тока. РУ 10 кВ включает в себя один выключатель, два разъединителя, один трансформатор напряжения, одну группу трансформаторов тока и один нелинейный ограничитель перенапряжений. Капитальные затраты на строительство подстанции с учётом того, что строительство ведётся в горных условиях, составляют 972,8 тыс.рублей.

От ПС «ВИЭ» до пос. Арадан прокладываем линию 10 кВ «ВИЭ-Арадан» длиной 5 км, капитальные затраты на сооружение которой составляют 1054,5 тыс.рублей.

В пос. Арадан устанавливаем ПС 10 кВ «Арадан», представляющую собой однострансформаторную КТПБ-10-400 с мощностью трансформатора 400 кВ·А. РУ 10 кВ включает два выключателя, четыре разъединителя, один трансформатор напряжения, одну группу трансформаторов тока и один нелинейный ограничитель перенапряжений. РУ 0,4 кВ включает в себя пять автоматических выключателей, пять рубильников, одну группу трансформаторов тока. Капитальные затраты на сооружение данной подстанции составляют 1292,3 тыс. рублей.

От ПС «Арадан» до туристической базы ООО «Дороги Сибири» прокладывается линия 10 кВ «Арадан-Турбаза» длиной 3 км, капитальные затраты на сооружение которой составляют 632,7 тыс. рублей.

На тур.базе располагается ПС 10/0,4 «Тур.база», на которой устанавливаем один трансформатор ТМГ-25/10 мощностью 25 кВ·А, один выключатель и 2 разъединителя на ВН 10 кВ, один автоматический выключатель и рубиль-

Изм	Лист	№ до-	Под-	Дат

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
76



ник на НН 0,4 кВ. Капитальные вложения в данную подстанцию составляют 521,1 тыс. рублей.

Итого капитальные затраты на строительство сети составляют 32273,4 тыс. рублей.

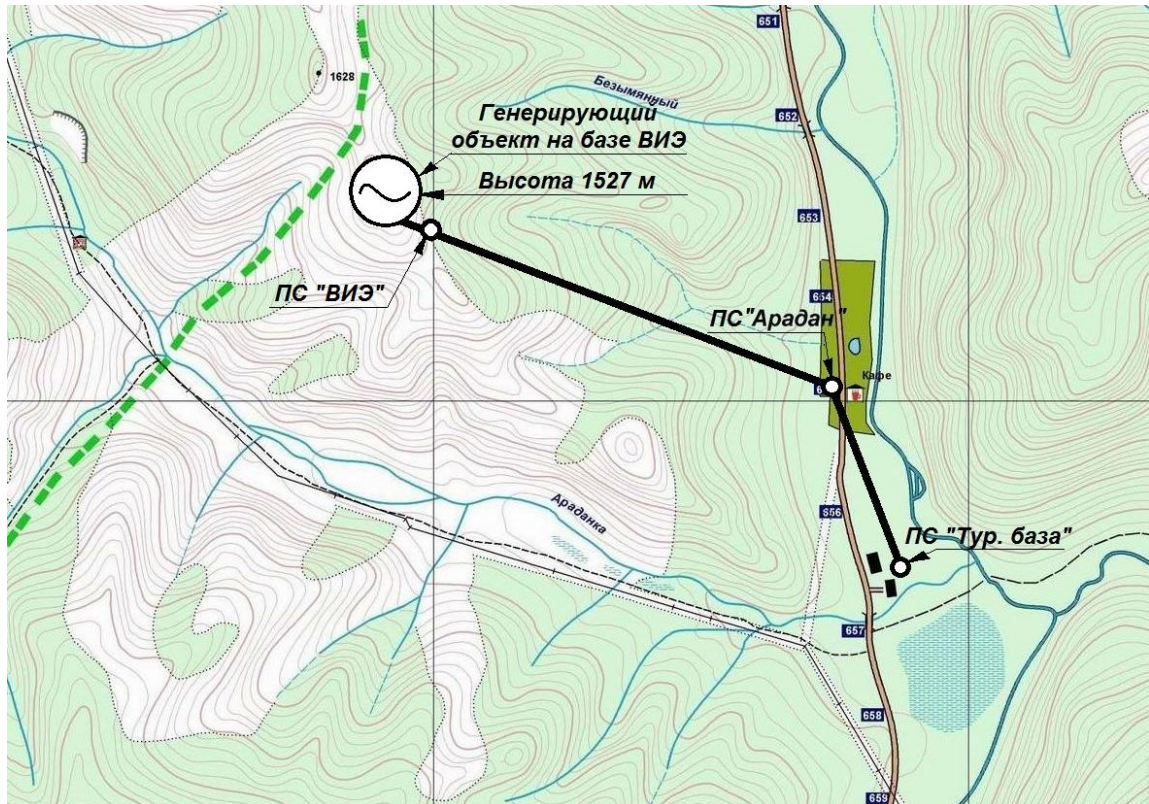


Рисунок 5.2 – Схематичное расположение генерирующего объекта на базе ВИЭ, линии электропередач 10 кВ, ПС «Арадан» и ПС «Тур.база»

### 5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения пос. Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири» (рис. 5.3) необходимо проанализировать капитальные затраты на строительство каждого проекта.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
77

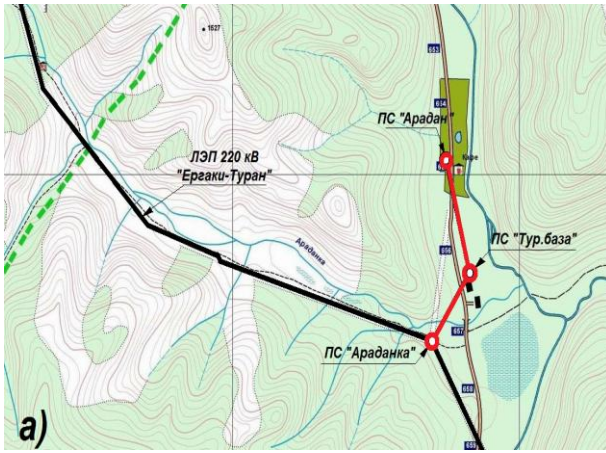


Рисунок 5.3 – Варианты электроснабжения пос. Арадан и тур. базы ООО «Дороги сибери»: а) от ЛЭП 220 кВ; б) от генерирующего объекта на базе ВИЭ

Для наглядного сравнения приведём таблицы 5.8 и 5.9 с технико-экономическими показателями проектов

Таблица 5.8 – Техничко-экономические показатели проекта электроснабжения от участка ЛЭП 220 кВ «Ергаки-Туран»

K, млн. руб.			И, млн. руб.				$\frac{Z_{пр}}{\text{год}}$ млн. руб
$K_W$	$K_{ПС}$	$K_{ЭС}$	$I_W$	$I_{ПС}$	$I_{ДА}$	$I_{ЭС}$	
1,63	34,22	35,85	0,046	3,22	0,004	3,23	7,75

Таблица 5.9 – Техничко-экономические показатели проекта электроснабжения от генерирующего объекта на базе ВИЭ

K, млн. руб.			И, млн. руб.			$\frac{Z_{пр}}{\text{год}}$ млн. руб
$K_{ЭС}$	$K_{СТ}$	$K_{\Sigma}$	$I_{ЭС}$	$I_{СТ}$	$I_{\Sigma}$	
4,47	27,8	32,27	0,38	2,45	2,83	6,70

Определим различие приведенных затрат рассмотренных вариантов ЭСН по формуле (5.31)

$$\left| \frac{Z_{пр} - Z_{пр}}{Z_{пр}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{7,75 - 6,70}{7,75} \right| \cdot 100\% = 13,5\% \quad (5.31)$$

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
78

На основании таблиц 5.8 и 5.9 построим диаграмму для наглядного сравнения суммарных капиталовложений на строительство проектов (рис. 5.4)

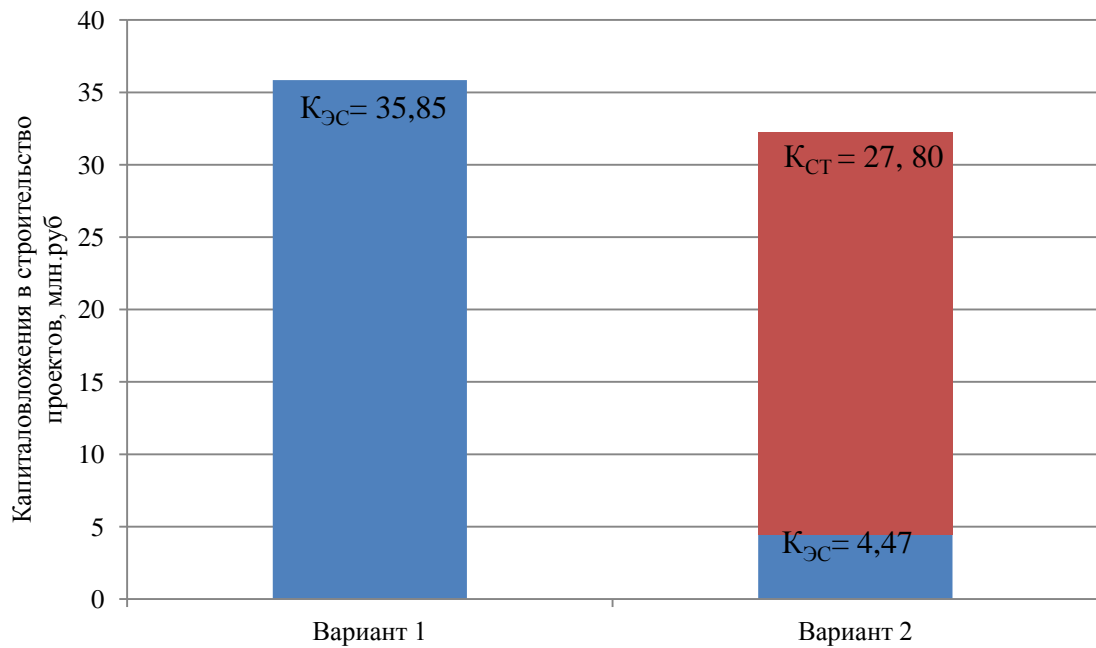


Рисунок 5.4 – Диаграмма сравнения стоимости проектов

На основании проведённого выше технико-экономического анализа можно сделать вывод, что вариант электроснабжения посёлка Арадан и туристической базы ООО «Дороги Сибири» по ЛЭП 10 кВ от генерирующего объекта на базе возобновляемых источников энергии имеет меньшие капитальные затраты, чем электроснабжение подстанции 220/10.

Различие вариантов по приведенным затратам составляет 13,5%, что говорит о том, что варианты экономически не равноценны (различие приведенных затрат более 5%) и вариант с минимальными затратами, то есть от генерирующего объекта на базе ВИЭ, считается оптимальным (наиболее экономичным) [13].

Следует отметить, что использование возобновляемых источников энергии позволяет получать доходы владельцу электростанции как за счёт продажи электроэнергии, так и за счёт проведения торгов на биржах «зелёных сертификатов» и квот «Киотского протокола», что привлечёт инвесторов к данному проекту.

При более детальном рассмотрении традиционного варианта электроснабжения можно сделать вывод, что вариант электроснабжения от ВИЭ более привлекателен и с технической стороны вопроса, так как применение трансформатора 220/10 с минимальной для этого класса напряжения мощностью

Перв. примен.

Справ. №

5000 кВА при нагрузке во время зимнего пика 320 кВт приводит к неэффективному использованию оборудования, так как его загрузка составляет около 7%, что нарушает требования ПУЭ [15]

Использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения является также и более экологически чистым вариантом по сравнению с традиционным централизованным электроснабжением.

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лист  
80



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сформированы предложения по электроснабжению посёлка Арадан.

Произведено исследование и анализ варианта электроснабжения от генерирующего объекта на базе возобновляемых источников электроэнергии.

Сформированы предложения по составу основного оборудования генерирующего объекта на базе ВИЭ, понижающих подстанций 10/0,4 ПС «Арадан» и ПС «Тур.база», участков линий электропередач 10 кВ «ВИЭ-Арадан» протяженностью 5 километров и «Арадан-Тур.база» протяжённостью 3 километра. Спроектированы повышающая подстанция 0,4/10 на выходе с объекта на базе ВИЭ.

Рассчитаны основные технико-экономические показатели проекта. Капиталовложения в строительство генерирующего объекта на базе ВИЭ составили 27800 тыс.рублей, капиталовложения в строительство всего проекта 32270 тыс.рублей в ценах 2014 года.

Произведено технико-экономическое сравнение с вариантом электроснабжения через отпайку от участка линии электропередач 220 кВ «Ергаки-Туран» и строительство понижающей подстанции 220/10 с последующим проведением линии электропередач до туристической базы и посёлка Арадан и строительством соответствующих подстанций ПС «Тур.база» и ПС «Арадан»

Перв. примен.

Справ. №

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да
-----	------	-------	------	----

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист
81

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Энциклопедия красноярского края/ ООО «Лаборатория новостей» [сайт]. – Красноярск, 2015. – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/docs/villages/aradanskiy-selsovet/>
- 2) Природа Ермаковского района[сайт]. Режим доступа: <http://tanzibey.narod.ru/14.htm>
- 3) Московская электромонтажная компания "ЭлектроАС" [сайт]. - Москва, 2016. – Режим доступа: <http://elektroas.ru/2015/07>
- 4) Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
- 5) Ваш солнечный дом[сайт]. - Москва, 2016. - Режим доступа: <http://www.solarhome.ru/>
- 6) Атлас ветров России/ Старков А. Н., Ландберг Л., Безруких П. П., Борисенко М. М. М.: РДИЭЭ - Рисо, 2000
- 7) Красноярский край. Официальный портал. – [Электронный ресурс]. URL: <http://www.krskstate.ru/krasnoyarskkray/territories>
- 8) Ветроэнергетика Красноярского края [Текст] :/ А. В. Бастрон [и др.]; - Красноярск: КГАУ, 2015. - 251 с
- 9) Hummer Wind Power [сайт]. - Минск, 2016. - Режим доступа: <http://wind-power.by/>
- 10) Ветроэнергетика. Википедия. [сайт] / «Wikimedia Foundation, Inc» - Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org>
- 11) Государственная информационная система в области энергосбережения и энергетической эффективности[сайт]. – разраб.по заказу Министерства энергетики РФ. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://gisee.ru/news/top/57190/>
- 12) «Green Evolution». Зелёная энциклопедия.[сайт] – Режим доступа: <http://greenevolution.ru/enc/wiki/solnechnaya-elektrostaniciya/>
- 13) Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : метод. указ. по курсовому проектированию / СФУ ; сост. А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л. И. Пилюшенко. - Версия 1.0. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск: ИПК СФУ, 2008
- 14) СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
- 15) Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2015. – 464 с., ил.
- 16) Неклепаев, Б. Н., Крючков, И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.

Перв. примен.

Справ. №

Лис  
82

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Изд	Лис	№ до-	Под-	Да
-----	-----	-------	------	----

Перв. примен.

Справ. №

17) 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.

18) Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 6-20 кВ / ООО «Тольяттинский трансформатор» [сайт]. — Тольятти, 2016. — Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>

19) Блочные комплектные трансформаторные подстанции серии «ЭКТА» / ЗАО "ГК "Таврида Электрик" — Москва // [сайт]. — Москва, 2016. — Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

20) Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ/ООО «Свердловский Завод Высоковольтного Оборудования» [сайт]. — Москва, 2016. - Режим доступа: <http://www.szvo.ru>

21) Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL – 10/ ЗАО "ГК "Таврида Электрик" — Москва // [сайт]. — Москва, 2016. — Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

22) Панели распределительных щитов ЩО-70, ЩО-90 0,4 кВ/ООО «ТЯЖМАШТРЕЙД» [сайт]. — Ярославль, 2016. - Режим доступа: <http://tmtrade.ru/>

23) Низковольтные автоматические выключатели на токи от 630 до 1600 А/ АО "Шнейдер Электрик" [сайт].— Москва, 2016. — Режим доступа: <http://www.schneider-electric.ru>

24) Разъединители серии РЕ19/ООО «Курский электроаппаратный завод» [сайт]. - Курск, 2016. - Режим доступа: <https://keaz.ru/>

25) Измерительные трансформаторы тока/ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» — [сайт]. — Екатеринбург, 2015. — Режим доступа: <http://www.cztz.ru>

26) Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750 кВ. □Москва: Энергосетьпроект, 2000. - 34 с.

27) Синенко, Л.С. Изоляция и перенапряжения. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции: метод. указания по курсовому и дипломному проектированию/ Л.С. Синенко, С.А. Тимофеев. — Красноярск: ИПЦ СФУ, 2005. — 20 с

28) Ограничители перенапряжений нелинейные/ ЗАО "ГК "Таврида Электрик" — Москва // [сайт]. — Москва, 2016. — Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

29) РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. — Взамен ВСН 97-83; введ. 01.01.1995.- РАО «ЕЭС России», 1995.

Изд	Лист	№ до-	Под-	Да

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
83

Перв. примен.	<p>30) НТП ЭПП 94 «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий» - Введ. 01.01.1994. – Москва: АООТ ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994. – 69 с.</p> <p>31) СТО 56947007-29.240.30.010-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. — Введ. 16.06.2010. — Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. — 128 с.</p> <p>32) Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». / ОАО «Холдинг МРСК»/ Москва, 2012. - 71 стр.</p> <p>33) Schneider Electric / ООО «Северо-Западная Реставрационная Корпорация»/ [сайт]. – Санкт-Петербург, 2016. – Режим доступа: <a href="http://www.shop.schneider-spb.ru">http://www.shop.schneider-spb.ru</a></p> <p>34) Энерго-консультант. Интернет портал потребителей электроэнергии[сайт]./ ООО "Региональная Энергетическая компания»/ Москва, 2016. – Режим доступа: <a href="http://www.energo-consultant.ru">http://www.energo-consultant.ru</a></p> <p>35) Технико-экономическая оценка возможности использования возобновляемых источников энергии на территории Красноярского края в разрезе муниципальных образований края [Текст]» отчет о НИР, рук. Бойко Е.А., исполн. Тимофеев В.Н., Лимаренко Г.Н и др. СФУ. – Красноярск 2013 г.</p> <p>36) 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.</p>				
	Справ. №				
				ВКР 13.03.02.05 ПЗ	Лис 84
Изд	Лис	№ до-	Под-	Да	

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

Файл исходных данных для расчёта нормального максимального режима

1 66 0.001 20/  
201 1 1 10/  
201 2 1 10/  
201 66 1 10 0 0 0 0 11 -500 500/  
201 10 1 10 0.300 0.0987/  
201 20 1 10 0.020 0.0066/  
301 1 66 1 9 1.85 0 0/  
301 1 1 2 8.31 1.11 0 0/  
301 1 1 10 4.2 11.67 0 0 11 11 2.5 0/  
301 1 2 20 121.7 156.8 0 0 11 11 2.5 0/

Перв. примен.

Справ. №

Изм	Лист	№ до-	Под-	Да

*ВКР 13.03.02.05 ПЗ*

Лист  
85

Перв. примен.

Справ. №

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Результаты расчёта нормального максимального режима

Номер узла	Граничные узлы		Поток P кВт	Поток Q квар	Потери P кВт	Потери Q квар	Ток А	Qс квар
	начало	конец						
	U кВ	Фаза град	P ген. кВт	Q ген. квар	P наг. кВт	Q наг. квар	P нб. кВт	Q нб. квар
Район N= 0								
	1	2	-20.53	-7.25	.03	.00	1.176	.00
	1	10	-303.70	-109.28	3.82	10.60	17.424	.00
	1	66	324.29	116.46	9.32	1.92	18.602	.00
Узел	1	10.7	.22	.00	.00	.00	.06	-.07
	2	20	-20.50	-7.25	.50	.65	1.176	.00
	2	1	20.50	7.25	.03	.00	1.176	.00
Узел	2	10.7	.24	.00	.00	.00	.00	.00
	10	1	299.88	98.68	3.82	10.60	17.425	.00
Узел	10	10.5	-1.36	.00	.00	300.00	98.70	-.12
	20	2	19.99	6.60	.50	.65	1.176	.00
Узел	20	10.4	-.97	.00	.00	20.00	6.60	-.01
	66	1	-333.61	-118.38	9.32	1.92	18.602	.00
Узел	66	11.0	.00	333.61	118.38	.00	.00	.00
Номер бал.уз. - 66 Точность расчёта - .00 Температура- 20.00 Число узлов- 5 Число ветвей- 4 Число тр-ов- 2 Число итераций- 3 Потери мощности в сети: активной - 13.67 кВт реактивной - 13.17 квар Потери в линиях - 9.35 кВт 1.92 квар Потери в трансформаторах - 4.32 кВт 11.25 квар Генерация реактивной мощности в линиях - .00 кВар Суммарная генерация - 333.61 кВт, потребление - 320.00 кВт ----- Потери мощности на напряжении 10 кВ ----- Потери в линиях - 9.35 кВт 1.92 квар Потери в трансформаторах - 4.32 кВт 11.25 квар Потери холостого хода в трансформаторах .00 кВт .00 кВар Потери мощности в шунтах .00 кВт .00 кВар Среднее напряжение в узлах - 10.645 кВ								

Изд Лис № до- Под- Да

ВКР 13.03.02.05 ПЗ

Лис  
86