МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Электрические станции, сети и системы

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»
Зав.кафедрой к.т.н. профессор Убаскулов Е.К.
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)
_____ «____» _____2016 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Режимы работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла с учетом подключения ВЭС 100 МВт

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил Ильясхамбетов Касым Алмазович Группа ЭС-12-2
(Ф.И.О.)

Научный руководитель ст. преп. Саухимов А.А.
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н, доцент Волкова Л.Ш.
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)
_____ «12» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н, профессор Досбаев М.К.
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)
_____ «18» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова Н.С.
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)
_____ «28» мая 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)
_____ «____» _____201___г.
(подпись)

Алматы 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Факультет Электроэнергетики

Кафедра «Электрические станции, сети и системы»

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студенту Алимухамбетову Наилю Алимзовичу
(Ф.И.О.)

Тема проекта Режимы работы электрических сетей 220/110 кВ Голдыкрганского энергоузла с учетом подключения ВЭС 100 МВт

Утверждена приказом по университету №_____ от «__» _____ 201___ г.

Срок сдачи законченного проекта «_____»_____201___г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов исследования (проектирования) и исходные данные объекта):
1. Схема электрических сетей АО „ТАТЭК";
2. Схема подключения электрических сетей АО „ТАТЭК" к транзиту Север – Восток – Юг;
3. Типы мощности трансформаторов;
4. Длины и марки проводов.

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта:
1. Обоснование необходимости ввода ВЭС Достык в энергобаланс региона;
2. Расчет режимов работы сетей 500-220-110 кВ с/без подключения ВЭС Достык;
3. Определение суточного профиля генерации и соотношение с мощностью, отбираемой из транзита;

4. Определение возможности и необходимости расширения ВЭС Достык
5. Анализ режимов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Электрическая схема Талдыкорганского энергоузла с учетом ВЭС;
2. Карты потокораспределения (ПО Rastr Win);
3. Схема выдачи мощности ВЭС Достык;
4. Схема расположения ветрогенераторов в ВЭС Достык;

Основная рекомендуемая литература:

1. Передача и распределение электрической энергии. Герасименко А.А., Федин В.Т. - Изд. 2-е. - Ростов-н/Д: Феникс, 2008;
2. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ). - Алматы, 2007.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ТЭО	Ванеева А.Ш.	10.03-12.05.16	
БНД	Дюсебаев М.К.	01.02-20.05.	
Нормоконтролер	Соколова И.С.	27.05.16.	
Основная часть	Саухимов А.А.	04.04-06.05	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1	Актуальность, анализ и постановка проблемы	4.04.16 - 7.04.16	выполнено
2	Характеристики района перспективной установки ВЭС Достык	11.04.16 - 15.04.16	выполнено
3	Расчет режимов электрических сетей 220/110 кВ Талды-Коргасского энергоузла на перспективу 2030 г.	18.04.16 - 22.04.16	выполнено
4	Расчет режимов электрических сетей 220/110 кВ Бахтыкорганского энергоузла на перспективу 2030 г. с интеграцией ВЭС Достык	25.04.16 - 29.04.16	выполнено
5	Анализ режимов	2.05.16 - 6.05.16	выполнено
6	Безопасность жизнедеятельности	16.05.16 - 20.05.16	выполнено
7	Технико-экономическое обоснование проекта	9.05.16 - 12.05.16	выполнено
8	Составление графического мат.	23.05.16 - 27.05.16	выполнено

Дата выдачи задания «___» _____ 201___г.

Заведующий кафедрой _____ Узбекулов Е.К.
(подпись) (Ф.И.О.)

Научный руководитель проекта _____ Сакимов А.
(подпись) (Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению студент _____ Альмухамбетов М.А.
(подпись) (Ф.И.О.)

Аннотация

В данной работе рассматриваются режимы работы электрических сетей 220/110 кВ на перспективу 2030 г. на примере Талдыкорганского энергоузла в вариантах отсутствия и присутствия дополнительных генерирующих мощностей в виде ВЭС в Джунгарских воротах для составления сравнительного анализа и выбора технически и экономически верного варианта. Талдыкорганский энергоузел (ТАТЭК) в алматинской области выбран, как энергодефицитный район с собственной генерацией менее 30% от нагрузки.

Аңдатпа

Осы жұмыста техникалық және экономикалық дұрыс нұсқауын тандау және салыстырмалы талдауды жасау үшін Жоңғар қақпасының ЖЭС түрінде қосымша өндіретің қуаттардын болуы және болмауы түрлерінде Талдықорған қаласының энергия торабының мысалында 2030 жылда кезеңінде 220/110 кВ электр желілердің жұмыстың перспективалық жоспарлар қарастырылған. Жүктеменің 30% астам меншікті өндіріспен қуаты тапшылынған ауданы ретінде Алматы облысындағы Талдықорған энергия торабысы таңдалынған.

Annotation

In this work considers functional regimes of 220/110 kV electrical grids in perspective of 2030 y. on example of power node of Taldykorgan in variants of presence or absence of adjustable generation power sources like WPS in Djungar Gate for further comparative analysis and selection of technically and economically right variant. Power node of Taldykorgan (TATEK) in Almaty region selected as energy critical district with local generation less than 30% of load.

Содержание

Введение 11
1 Актуальность, анализ и постановка проблемы 13
1.1 Анализ использования традиционных и неисчерпаемых источников энергии в Казахстане 13
1.2 Основные барьеры интеграции ВЭС в энергосистему 15
1.3 Использование и развитие ветроэнергетики в Республике Казахстан 16
1.4 Постановка задачи 17
2 Характеристики района перспективной установки ВЭС Достык 18
2.1 Географические и климатические характеристики 19
2.2 Ветровой потенциал рассматриваемого района 19
2.3 Определение мощности потребителей и расчет максимальных нагрузок 22
3 Расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла на перспективу 2030 г. 27
4 Расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла на перспективу 2030 г. с интеграцией ВЭС Достык 30
4.1 Выбор сечения провода ПС ВЭС Достык–ПС Дружба 32
4.2 Выбор трансформатора ВЭС Достык 33
5 Анализ режимов 41
6 Безопасность жизнедеятельности 44
6.1 Расчет защитного заземления 45
6.2 Расчет защитного зануления 48
6.3 Расчет молниезащиты 51
7 Технико-экономическое обоснование проекта 52
7.1 Описание проекта 52
7.2 Обзор рынка 52
7.3 Расчет капитальных вложений 52
7.4 Определение ежегодных эксплуатационных затрат производства 56
7.5. Расчет тарифа и ежегодной прибыли 57
7.6 Расчет экономической эффективности инвестиций 58
Приложение А Электрическая схема (формат А3) 60
Приложение Б Карта потокораспредения (ПО RastrWin) (формат А3) 61
Приложение В Схема выдачи мощности ВЭС Достык (формат А3) 62
Приложение Г Схема расположения ветрогенераторов в ВЭС Достык 63
Приложение Д Раздаточные материалы (формат А4 – 15 листов) 64
Заключение 65
Список литературы 66

Введение

Рынок электроэнергии южно-казахстанского энергоузла формируется из поставок более чем 60% от северной зоны, покупки электроэнергии у Центральной Азии и собственных источников. На 2020 год в энергоузле ожидается дефицит мощности в 650 МВт. Для покрытия дефицита АО «KEGOC» строит транзит Север-Восток-Юг 500 кВ, строительство которого закончитося к 2018 году, а также планируется ввод дополнительных мощностей, в том числе, за счет ВИЭ.

На сегодняшний день, выбросы теплоэлектростанций составляют 40 % от общего объема. Только использование ВЭС Достык позволит снизить выбросы CO_2 в атмосферу на 202 923 тонны в год.

В Казахстане подготовлена правовая основа для развития использования возобновляемых энергетических ресурсов. Основными документами являются:

– Закон от 4 июля 2009 года «О поддержке использования возобновляемых источников энергии»;

– Постановление Правительства РК от 5 августа 2014 года № 876 «Об утверждении Правил централизованной покупки и продажи расчётно-финансовым центром электрической энергии, произведённой объектами по использованию источников энергии»;

– Постановление Правительства РК от 5 августа 2014 года № 878 «Об утверждении типовых форм договоров покупки расчётно-финансовым центром электрической энергии у энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии»;

– Постановление Правительства РК от 12 июня 2014 года № 645 «Об утверждении фиксированных тарифов»;

– УКАЗ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»;

– Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года;

– Постановление правительства Республики Казахстан. О внесении изменений и дополнений в постановление Правительства Республики Казахстан от 19 января 2012 года № 119 «Об утверждении Правил определения ближайшей точки подключения к электрическим или тепловым сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии»;

– Закон РК от 4 июля 2009 года № 165-IV. О поддержке использования ВИЭ;

– Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-II Об электроэнергетике;

– Национальная программа развития ветроэнергетики до 2015 г. с перспективой до 2024 г.;

– Стратегия Казахстан 2050;

– Проект ПРООН/ГЭФ и Правительства Казахстана «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики».

Согласно программе развития ООН для Республики Казахстан [4], планируемая мощность ВЭС Достык – 250 МВт, также планируется строительство ПС Восточная, Жаланашколь, Коктума на напряжение 220 кВ и ЛЭП 220 кВ от ПС Достык к вышеперечисленным подстанциям к 2024 году. В дипломном проекте рассматривается альтернативный или, иначе, предшествующий план развития ВЭС в регионе, не требующий столь высоких капиталовложений и необходимый для оценки эффективности ввода ВЭС в регион.

Цель дипломной работы – анализ режимов работы сетей 220/110 кВ на примере Талдыкорганского энергоузла при росте нагрузки до 2030 г. без ввода дополнительных мощностей и при интеграции ВЭС Достык в Джунгарских воротах и ее последующим ростом, оценка эффективности ввода и технико-экономическое обоснование.

1 Актуальность, анализ и постановка проблемы

1.1 Анализ использования традиционных и неисчерпаемых источников энергии в Казахстане

По оценке всемирного банка, за период 2002-2012 гг энергопотребление нефтяного эквивалента на душу населения в Казахстане выросло на 40 %. Суммарное значение составляет 71 324 800 тонн нефтяного эквивалента. Графически рост энергопотребления представлен на рисунках 1.1, 1.2.

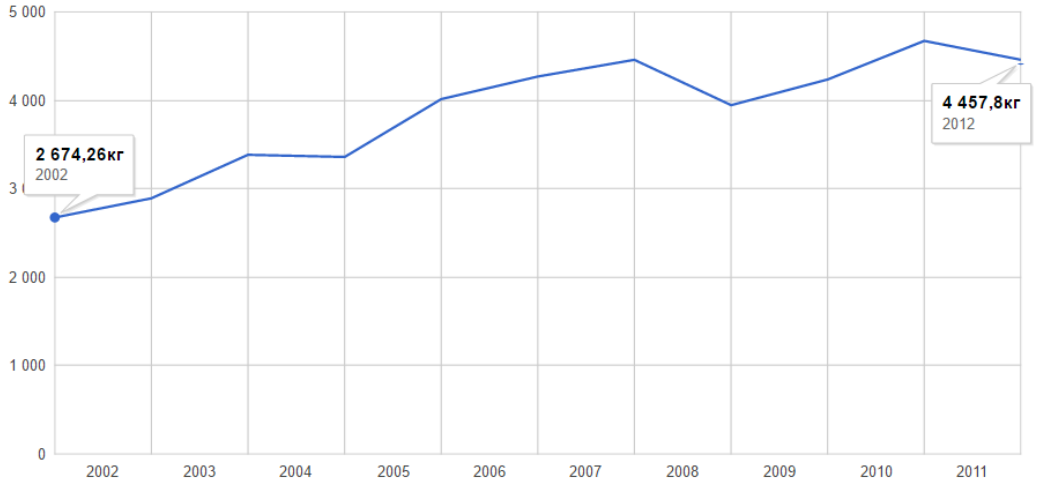


Рисунок 1.1 – Энергопотребление на душу населения, н.т.э

Внутренне потребление Республики Казахстан в период 2000-2014 гг. выросло на 48%.

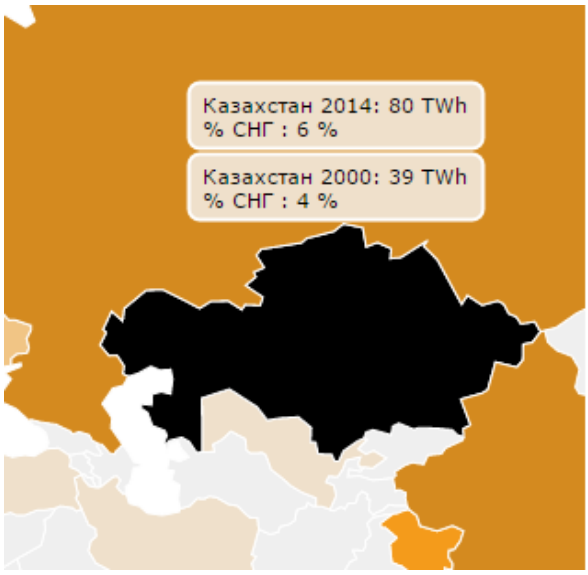


Рисунок 1.2 – Рост энергопотребления РК

На сегодняшний день, суммарная установленная мощность электростанций Казахстана – 21 000 МВт, располагаемая – 15 000 МВт. Процентное соотношение генерирующих мощностей представлено на диаграмме рисунка 1.3.

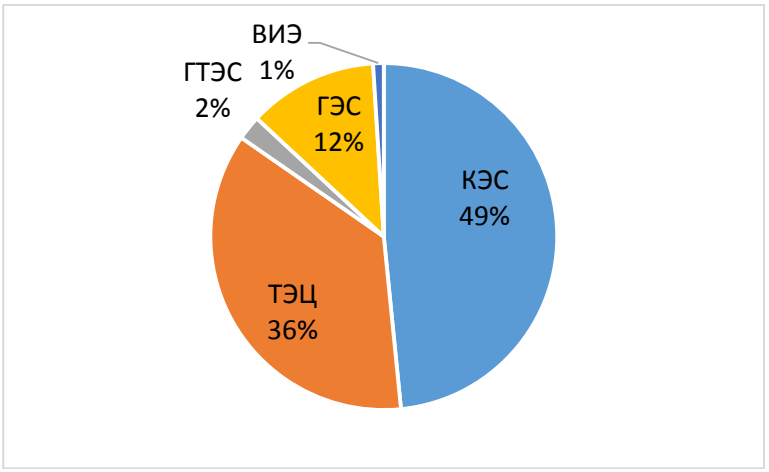


Рисунок 1.3 – Энергобаланс источников электроэнергии в системе РК

Учитывая 1,5-2% ежегодный темп роста электрической нагрузки, то к 2020 году понадобится ввод по меньшей мере 1500 МВт мощности.

На 1 января 2016 года на территории Казахстана действуют 48 объектов ВИЭ с суммарной установленной мощностью 251,55 МВт, из которых мощность ВЭС – 90 МВт.

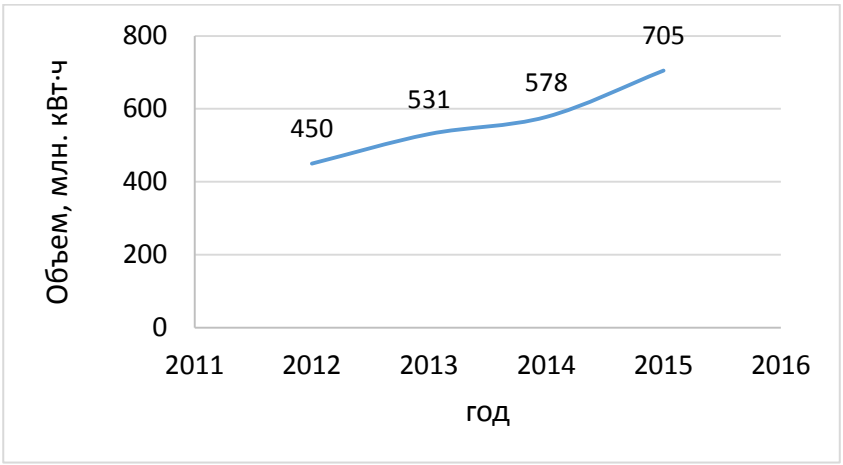


Рисунок 1.4 – Объем электроэнергии, выработанной ВИЭ в РК

Динамика роста генерации электроэнергии объектами ВИЭ изображена на рисунке 1.4. По программе развития Республики Казахстан к 2020 году объем выработки достигнет 3%, к 2030 – 10%.

1.2 Основные барьеры интеграции ВЭС в энергосистему

Основными техническими барьерами интеграции ВЭС являются:
– Неконтроллируемая изменчивость генерации электроэнергии;
– Частичная непредсказуемость производительности;
– Зависимость производительности от месторасположения установки.

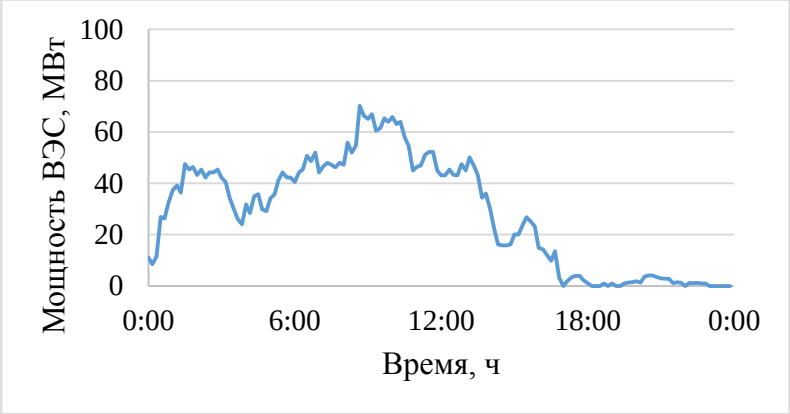


Рисунок 1.5 – Пример суточной генерации станции ВЭС Достык

На рисунках 1.5 и 1.6 изображен день с весьма непостоянной скоростью ветра. При установленной мощности 100 МВт, усредненное производство мощности составляет 48% от максимума в среднем за год. На вышеприведенном графике показан пример генерации ВЭС Достык. Наибольшее суточное отклонение по мощности составило 97% (2,04–70 МВт), что довольно много даже для таких благоприятных условий. Решением ситуации является увеличение резервов мощности за счет традиционных электростанций и маневренности ГЭС.

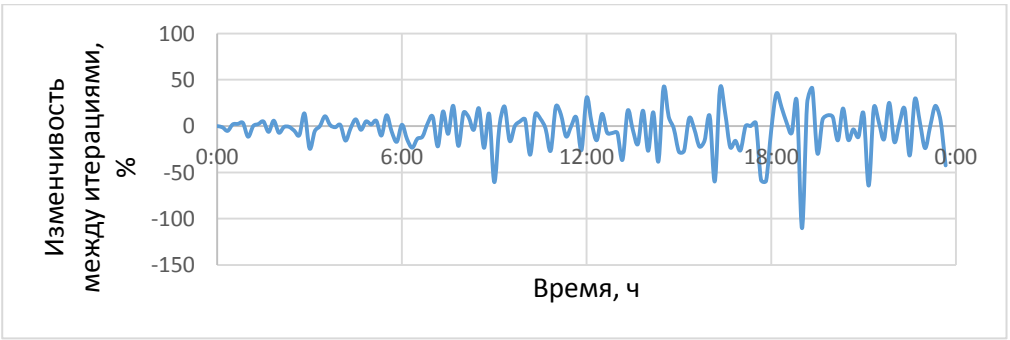


Рисунок 1.6 – Пример непредсказуемости производительности ВЭС, десятиминутные отклонения генерации мощности

На вышеприведенном графике показана изменчивость генерации между десятиминутными точками измерения. Обладая достаточной базой данных по

ветропотенциалу можно с относительно высокой точностью предсказывать уровень изменчивости, и определять необходимые мощности для балансирования, но для более точного анализа необходимо составлять прогноз на 48–96 часов вперед с 6–12 часовым обновлением. По такому же типу системный оператор составляет график нагрузки на сутки. Или же использовать почасовое прогнозирование, используемое для определения почасовых режимов работы.

1.3 Использование и развитие ветроэнергетики в Республике Казахстан

Стимулом развития ВЭС на территории РК послужит статистика. На 2015 год мировая установленная мощность ветроэлектростанций составила 400 000 МВт, произведено 850 млрд.кВт·ч. Ежегодный прирост мощностей ВЭС составляет 20-30%. Стоимость МВт·ч в период 2009–2016 гг. снизилась на 58 % с $169 до $81. Выбросы CO_2 на 2015 год сокращены на 425 млн.тонн.

Чтобы обеспечить годовое потребление электроэнергии в РК достаточно выделить 2763 км^2, что составляет 0,01% от общей площади страны.

По скоростным показателям ветра Казахстан относится к III и IV районам, имея около 10 районов с среднегодовой скорость ветра 6,5-10 м/с, 50 % территории имеет среднегодовую скорость 4-5 м/с, что достаточно для установки маломощных ВЭС. Приблизительный общий потенциал составляет 1820 млрд. кВт·ч в год.

В рамках проекта Программы развития ООН (ПРООН/ГЭФ) в 2006 году немецкая компания EnergieTeam подготовила отчет по исследованию потенциальных площадок для строительства ВЭС. Общее количество которых составило 24, среди которых 15 наиболее эффективных площадок.

Институт «Казсельэнергопроект» в 2005 году подготовил обоснование по выбору площадок для строительства ВЭС [2]. Критерии выбора схожи с вышеизложенными. Также, выбрано 15 потенциальных площадок, из которых на 10 площадках были установлены метеомачты, измеряющие

Австрийская компания «PB Power» в 2008 году также принимала участие в исследовании [3], проведя измерения на 8 площадках на высоте 50 метров. Было выбрано 5 перспективных площадок.

Таким образом, по оценке исследований в соотвествии с вышеприведенными критериями, выбрано 10 наиболее перспективных площадок для строительства ВЭС, отображенных на рисунке 2.1. Площадки Южной и Западной зон расположены в местах с дефицитом энергии.

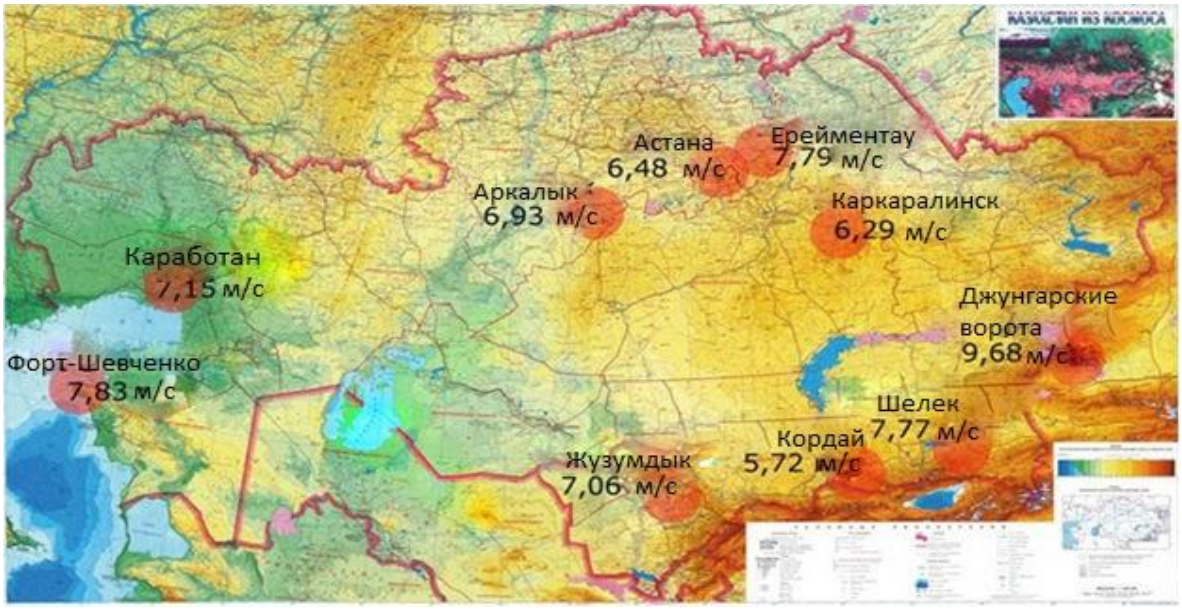


Рисунок 1.7 – Наиболее перспективные площадки ВЭС

Таблица 1.1 – Ветровой потенциал площадок ВЭС в Казахстане

Площадка	Регион	Среднегодовая скорость на высоте 50 м, м/с	Кол-во часов максимума генерации, ч	Рекомендуемая мощность, МВт	Потенциальная мощность, МВт
Южная зона					
Достык	Алматы	9,7	4450	50	1000
Шелек	Жамбыл	7,8	3100	100	340
Кордай	Жамбыл	5,9	1235	20	–
Жузумдык	ЮКО	7,06	2700	50	–
Западная зона					
Ф.Шевченко	Мангыстау	7,83	4500	50	–
Каработан	Актобе	7,15	3500	50	–
Северная зона					
Аркалык	Акмола	6,93	3000	20	–
Астана	Акмола	6,48	2800	20	–
Ерейментау	Акмола	7,79	3300	50	–
Кар-инск	Караганда	6,29	1100	40	–

1.4 Постановка задачи

В рамках данного дипломного проекта должны быть решены следующие задачи:

– исследование ветропотенциала рассматриваемого района и возможности подключения ВЭС Достык к Талдыкорганскому энергоузлу;

– расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла на перспективу 2030 года;

– расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоуза на перспективу 2030 года с интеграцией ВЭС Достык;

– анализ режимов работы;

– определить суточный профиль генерации ВЭС и соотношение с мощностью отбираемой из транзита;

– технико-экономическое обоснование проекта;

– безопасность жизнедеятельности.

2 Характеристики района перспективной установки ВЭС Достык

Площадка для перспективной установки ВЭС выбирается по следующим критериям:

– Доступность ЛЭП и подстанций;

– Наличие транспортных коммуникаций;

– Наличие потребителей;

– Возможность возведения ВЭС в данной местности.

Выбранная местность, т.е. район Джунгарских ворот, удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям.

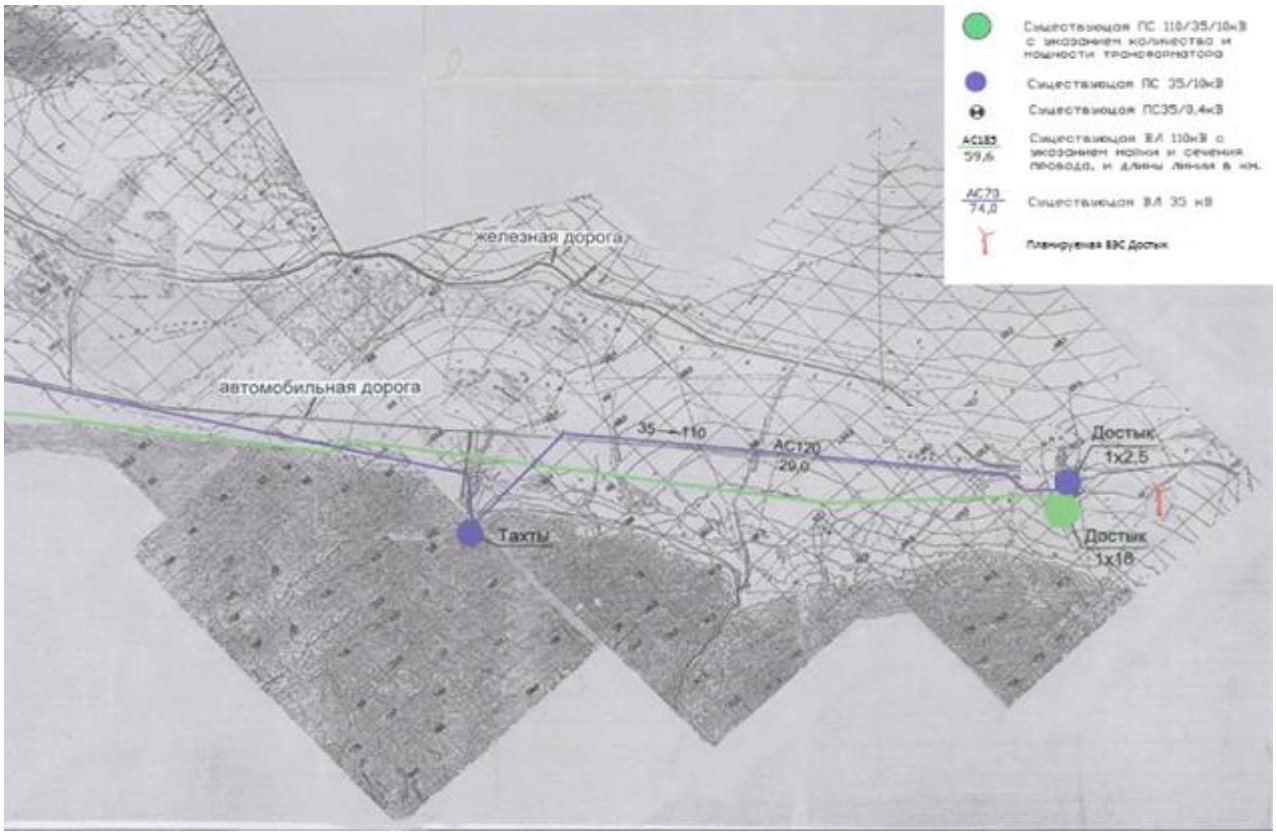


Рисунок 2.1 –Карта-схема перспективной площадки установки ВЭС Достык

2.1 Географические и климатические характеристики

Джунгарские ворота – тектоническая трещина, соединяющая Балхаш-Алакольскую впадину и озеро Эби-Нур в Китае. Ворота расположены в Юго-Восточном Казахстане, ограничены с запада Джунгарским Алатау, с востока хребтами Бырлыктау и Майлыктау. Длина прохода – 50 км. Ширина в самом широком месте, у озера Алаколь, 40 км, в самом узком, у озера Жаланашколь, 10 км. Высота над уровнем моря – 300–400 метров.

Относится к Алакольскому району Алматинской области. В Джунгарских воротах проложена железная дорога, соединяющая станцию и город Достык со станцией Алашанькоу с китайской стороны. Также, присутствует автомобильная трасса А355.

В Джунгарских воротах дует два основных ветра: Эби и Сайкан. Ветер Эби дует со стороны озера Эби-Нур 70-100 дней в году, направление северо-западное. Скорость урагана достигает 60-80 км/ч, продолжительность – до семи дней. Ветер Сайкан имеет двустороннее направление. При повышении давления над Алаколем, направление ветра меняется на юго-восточное. Скорость достигает 50-60 км/ч. Продолжительность урагана не более трех суток.

2.2 Ветровой потенциал рассматриваемого района

Специфичное расположение Джунгарских ворот образует аэродинамическую трубу, обладающую эффектом Вентури. То есть, происходит падение давления, когда поток газа протекает через суженную часть туннеля, тем самым повышая скорость ветра.



Рисунок 2.2 – Физическая карта Джунгарских ворот

Для данного дипломного проекта данные по скоростям ветра получены из отчета компании Wind Solutions для программы развития ООН на территории Республики Казахстан (ПРООН РК). В проекте были установлены 4 метеомачты, расположенных около озера Алаколь, изображенные на рисунке 2.3.

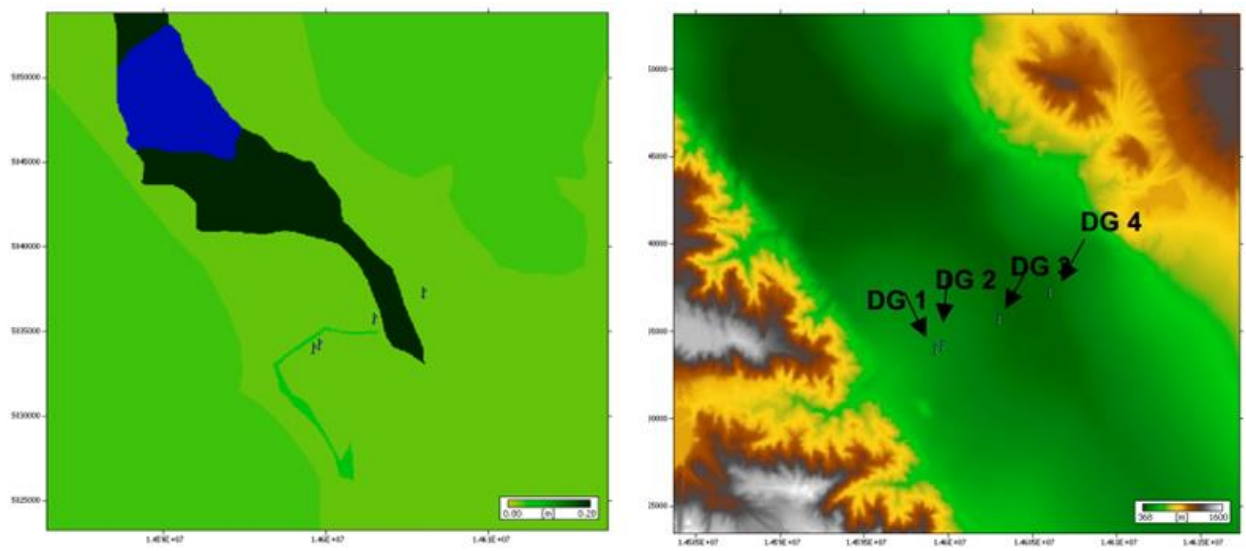


Рисунок 2.3 – Месторасположение метеомачт

Для оценки средней скорости ветра, розы ветров и частоты повторяемости ветра в режиме реального времени, т.е. за январь на момент определения, была использована платформа VORTEX. Интерфейс и измеренные данные изображены на рисунках 2.4–2.6.

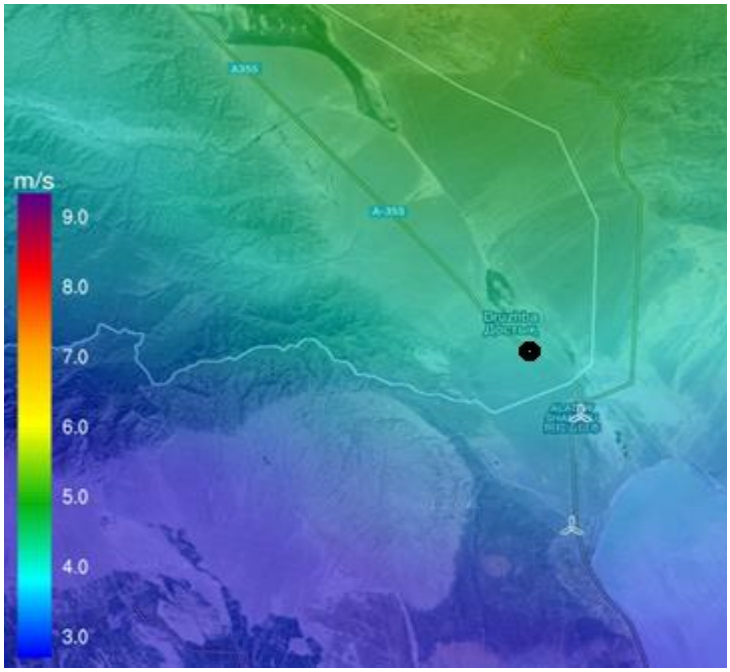


Рисунок 2.4 – Зональность скоростей ветра в Джунгарских воротах

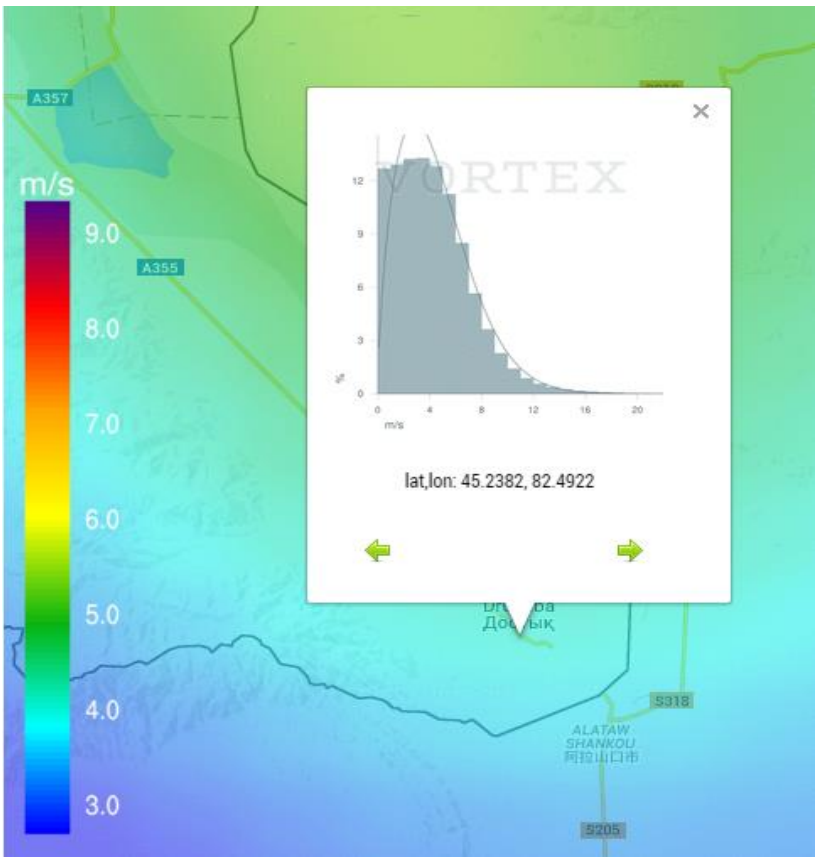


Рисунок 2.5 – Частота повторения ветров в районе установки ВЭС Достык

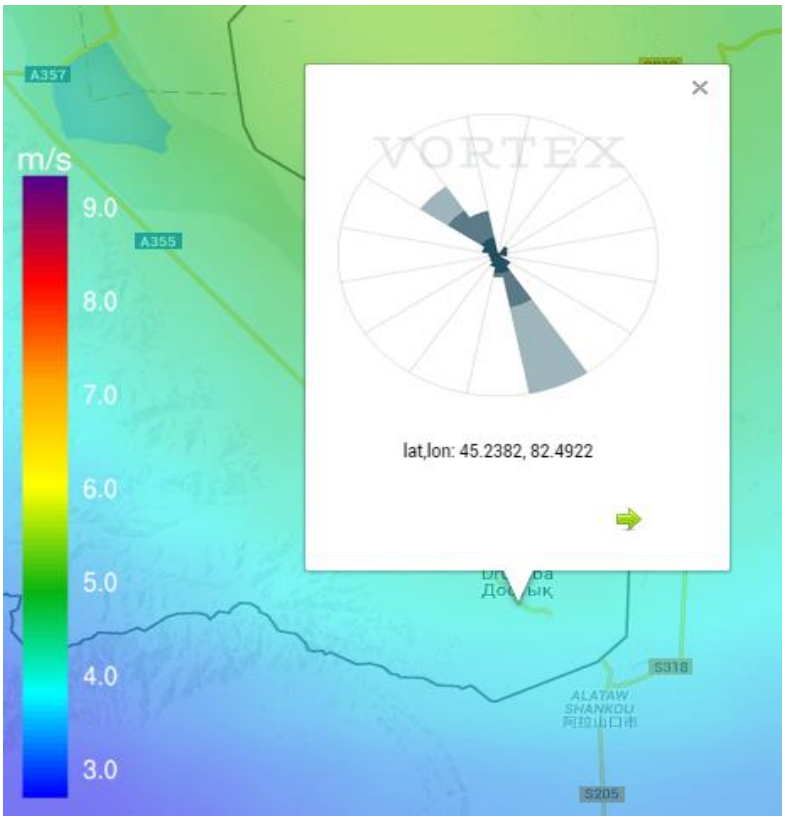


Рисунок 2.6 – Роза ветров выбранной площадки ВЭС

Таблица 2.1 – Роза ветров выбранной площадки ВЭС Достык

Сектор	Частота		Сектор	Частота
Север	2,4%		Восток	0,4%
Север-Север-Восток	0,6%		Восток-Юг-Восток	0,9%
Северо-Восток	0,4%		Юго-Восток	10,5%
Восток-Север-Восток	0,3%		**Юг-Юг-Восток**	**25,2%**
Сектор	Частота		Сектор	Частота
Юг	8,8%		Запад	2,2%
Юг-Юг-Запад	4,8%		Запад-Север-Запад	3,6%
Юго-Запад	2,9%		Северо-Запад	16,1%
Запад-Юг-Запад	2,4%		Север-Север-Запад	18,4%

По розе ветров видно, что наилучшей ориентировкой ветрогенераторов является Юг-Юг-Восток.

2.3 Определение мощности потребителей и расчет максимальных нагрузок

В Талдыкорганском энергоузле доля локальных региональных источников составляет менее 30 % от общего электропотребления. На 2010 год дефицит составлял 730 млн. кВт·ч/год.

В связи с высоким ростом промышленности, ожидаемый прирост нагрузки составит 2% в год в период 2015–2020 гг., 1% в период 2020–2025 гг., 0,6% в период 2025–2030 гг. Т.е., уровень нагрузки 2030 года превышает уровень нагрузки 2015 года на 18%.

В таблице 2.2 представлены полные мощности потребителей в максимальном и минимальном режимах.

Таблица 2.2 – Нагрузки Талдыкорганского энергоузла на перспективу до 2030 г.

Наименование постанции	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
	$S_н$, МВА	$S_н$, МВА	$S_н$, МВА	$S_н$, МВА
	макс/мин	макс/мин	макс/мин	макс/мин
Талдыкорганская	82,656	92,736	97,776	100,8
	49,5936	55,6416	58,6656	60,48
Аэродром	3,28	3,68	3,88	4
	1,968	2,208	2,328	2,4
Акешки	8,2656	9,2736	9,7776	10,08
	4,95936	5,56416	5,86656	6,048
Капал	1,64	1,84	1,94	2
	0,984	1,104	1,164	1,2
Арасан	3,28	3,68	3,88	4
	1,968	2,208	2,328	2,4

Продолжение таблицы 2.2

Жансугоров	1,64	1,84	1,94	2
	0,984	1,104	1,164	1,2
Сарканд	13,12	14,72	15,52	16
	7,872	8,832	9,312	9,6
Дружба	10,496	11,776	12,416	12,8
	6,2976	7,0656	7,4496	7,68
Кызылагаш	8,2656	9,2736	9,7776	10,08
	4,95936	5,56416	5,86656	6,048
Сагабиен	3,28	3,68	3,88	4
	1,968	2,208	2,328	2,4
Койлык	22,96	25,76	27,16	28
	13,776	15,456	16,296	16,8
Кабанбай	13,12	14,72	15,52	16
	7,872	8,832	9,312	9,6
Левобережная	4,1328	4,6368	4,8888	5,04
	2,47968	2,78208	2,93328	3,024
Ушарал	6,56	7,36	7,76	8
	3,936	4,416	4,656	4,8
Бесколь	6,56	7,36	7,76	8
	3,936	4,416	4,656	4,8
Итого, макс.режим	189,25	212,336	223,876	230,8
Итого мин. режим	113,5536	127,4016	134,3256	138,48

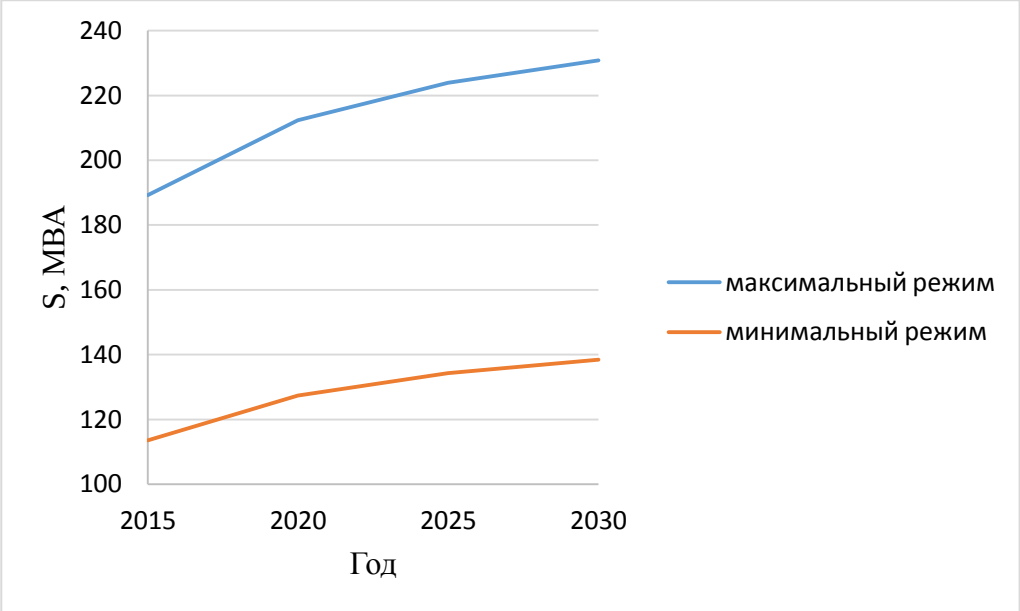


Рисунок 2.7 – Рост нагрузки энергоузла

Коэффициент мощности для узлов нагрузки $\cos\varphi_н$ = 0,85, соответсвенно $tg\varphi_н$ = 0,62.

По известному $\cos\varphi_н$ мощности активной нагрузки подстанций определяются по формуле и представлены в таблице 2.3:

$$P=S\cdot\cos\varphi_н \quad (2.1)$$

Таблица 2.3 – Активные нагрузки Талдыкорганского энергоузла

Наименование постанции	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
	$P_н$, МВт	$P_н$, МВт	$P_н$, МВт	$P_н$, МВт
	макс/мин	макс/мин	макс/мин	макс/мин
	66,1248	74,1888	78,2208	80,64
Талдыкорганская	39,67488	44,51328	46,93248	48,384
	2,624	2,944	3,104	3,2
Аэродром	1,5744	1,7664	1,8624	1,92
	6,61248	7,41888	7,82208	8,064
Акешки	3,967488	4,451328	4,693248	4,8384
	1,312	1,472	1,552	1,6
Капал	0,7872	0,8832	0,9312	0,96
	2,624	2,944	3,104	3,2
Арасан	1,5744	1,7664	1,8624	1,92
	1,312	1,472	1,552	1,6
Жансугоров	0,7872	0,8832	0,9312	0,96
	10,496	11,776	12,416	12,8
Сарканд	6,2976	7,0656	7,4496	7,68
	8,3968	9,4208	9,9328	10,24
Дружба	5,03808	5,65248	5,95968	6,144
	6,61248	7,41888	7,82208	8,064
Кызылагаш	3,967488	4,451328	4,693248	4,8384
	2,624	2,944	3,104	3,2
Сагабиен	1,5744	1,7664	1,8624	1,92
	18,368	20,608	21,728	22,4
Койлык	11,0208	12,3648	13,0368	13,44
	10,496	11,776	12,416	12,8
Кабанбай	6,2976	7,0656	7,4496	7,68
	3,30624	3,70944	3,91104	4,032
Левобережная	1,983744	2,225664	2,346624	2,4192
	5,248	5,888	6,208	6,4
Ушарал	3,1488	3,5328	3,7248	3,84
	5,248	5,888	6,208	6,4
Бесколь	3,1488	3,5328	3,7248	3,84
Итого, макс.режим	151,4048	169,8688	179,1	184,64
Итого, мин.режим	90,84	101,921	107,46	110,784

Реактивные мощности узлов определяются по формуле и представлены в таблице 2.4:

$$Q_{нi}=tg\varphi_н\cdot P_{нi}=0,62\cdot P_{нi} \quad (2.2)$$

Таблица 2.4 – Реактивная мощность узлов Талдыкорганского энергоузла

Наименование постанции	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
	$Q_н$, МВар	$Q_н$, МВар	$Q_н$, МВар	$Q_н$, МВар
	макс/мин	макс/мин	макс/мин	макс/мин
	26,44992	29,67552	31,28832	32,256
Талдыкорганская	15,86995	17,80531	18,77299	19,3536
	1,0496	1,1776	1,2416	1,28
Аэродром	0,62976	0,70656	0,74496	0,768
	2,644992	2,967552	3,128832	3,2256
Акешки	1,586995	1,780531	1,877299	1,93536
	0,5248	0,5888	0,6208	0,64
Капал	0,31488	0,35328	0,37248	0,384
	1,0496	1,1776	1,2416	1,28
Арасан	0,62976	0,70656	0,74496	0,768
	0,5248	0,5888	0,6208	0,64
Жансугоров	0,31488	0,35328	0,37248	0,384
	4,1984	4,7104	4,9664	5,12
Сарканд	2,51904	2,82624	2,97984	3,072
	3,35872	3,76832	3,97312	4,096
Дружба	2,015232	2,260992	2,383872	2,4576
	2,644992	2,967552	3,128832	3,2256
Кызылагаш	1,586995	1,780531	1,877299	1,93536
	1,0496	1,1776	1,2416	1,28
Сагабиен	0,62976	0,70656	0,74496	0,768
	7,3472	8,2432	8,6912	8,96
Койлык	4,40832	4,94592	5,21472	5,376
	4,1984	4,7104	4,9664	5,12
Кабанбай	2,51904	2,82624	2,97984	3,072
	1,322496	1,483776	1,564416	1,6128
Левобережная	0,793498	0,890266	0,93865	0,96768
	2,0992	2,3552	2,4832	2,56
Ушарал	1,25952	1,41312	1,48992	1,536
	2,0992	2,3552	2,4832	2,56
Бесколь	1,25952	1,41312	1,48992	1,536
Итого, макс.режим	60,561	67,947	71,64	73,856
Итого, мин.режим	36,337	40,768	42,984	44,313

Летний и зимний суточные графики нагрузки Талдыкорганского энергоузла представлены на рисунках 2.8 и 2.9.

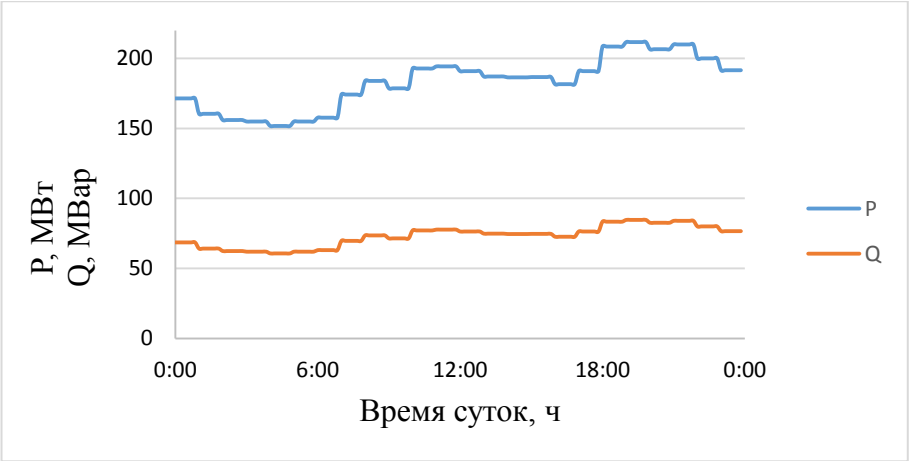


Рисунок 2.8 – Типовой суточный график нагрузки зимнего дня

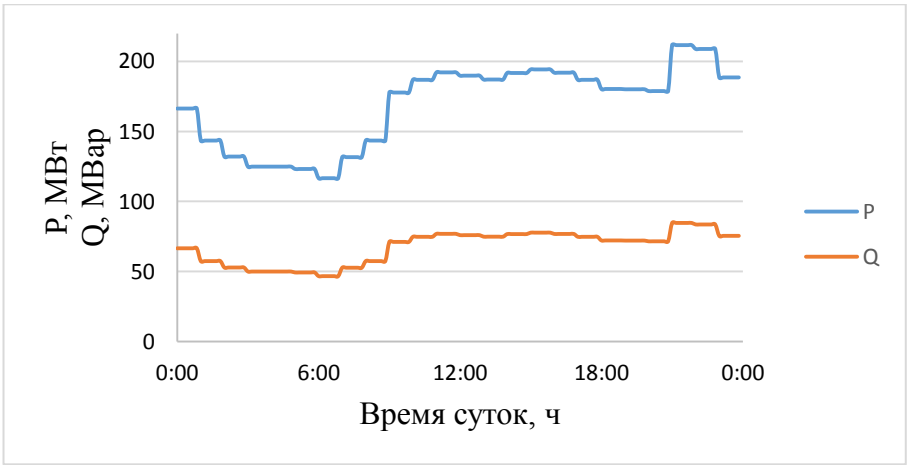


Рисунок 2.9 – Типовой суточный график нагрузки летнего дня

Энергопотребление в течении года переменчиво, что наглядно отображено на рисунке 2.10. Наибольшее потребление энергии приходится на холодные месяцы года. Расчет максимального режима в RastrWin производился по уровню декабря, расчет минимального – по уровню июня.

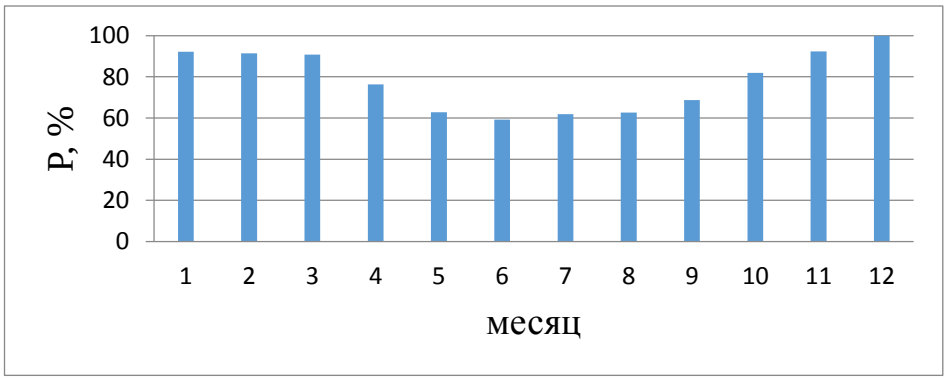


Рисунок 2.10 – Годовой график нагрузки

3 Расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла на перспективу 2030 г.

Данный расчет проводится без подключения ВЭС Достык к энергоузлу, для оценки перетоков мощностей из транзита Север-Восток-Юг, уровней напряжения и оценки необходимости ввода ВЭС. Кроме того, в случае подключения ВЭС Достык, данный режим работы может считаться аварийным, т.е. режимом отключения станции. Согласно исследованиям, полное отключение ВЭС Достык не должно превышать 170 часов в году.

Расчеты в ПО RastrWin представлены в таблицах 3.1–3.5.



Рисунок 3.1 – Карта-схема Талдыкорганского энергоузла

Таблица 3.1 – Графа узлов Талдыкорганского энергоузла. Максимальный режим 2030 года.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Актогай	500			188,6	-190,4	500	-1000	1000	500	-6,53
Ген	52	ГЭС-4 (Кабанбай)	6			2,5	8,8	6		10	6	-28,46
Ген	50	ГЭС-3 (Койлык)	6			1,6	4,3	6		10	6	-27,21
Ген	55	ГЭС-2 (Сарканд)	6			0,4	4	6		10	6	-28,92
Нагр	51	Тр-р ГЭС-3	115								120	-27,21
Нагр	56	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд)	110								102,85	-29,07
Нагр	54	Тр-р 2 ГЭС-4	115								101,05	-30,58
Нагр	53	Тр-р 1 ГЭС-4	115								101,05	-30,58
Нагр	49	ПС Дружба	110	10,2	4,1						96,23	-34,82
Нагр	48	ПС Жансугоров	110	1,6	0,6						107,83	-25,34
Нагр	45	ПС Арасан	110	3,2	0,6						107,95	-25,26
Нагр	43	ПС Капал	110	1,6	0,6						113,18	-22
Нагр	41	ПС Бесколь	110	6,4	2,6						95,29	-33,46
Нагр	39	ПС Ушарал	110	6,4	2,6						95,61	-33,3
Нагр	37	ПС Левобережная	110	4	1,6						96,97	-32,64
Нагр	34	ПС Кабанбай	110	12,8	5,2						101,03	-30,58
Нагр	31	ПС Койлык	110	22,4	9						101,32	-30,18
Нагр	28	ПС Сарканд	110	12,8	5,2						102,83	-29,06
Нагр	25	ПС Сагабиен	110	3,2	1,2						105,7	-26,88
Нагр	23	ПС Кызылагаш	110	4	1,6						109,29	-24,38
Нагр	20	ПС Акешки	110	8	3,2						112,89	-22,09
Нагр	17	ПС Аэродром	110	3,2	1,2						113,06	-22,01
Нагр	7	Тр-р ТДК 220	110	80,6	32,3						113,31	-21,88
Нагр	6	ПС ТДК 220	220								225,61	-14,91
Нагр	4	Тр-р 2 ТДК 500	231								230,25	-13,35
Нагр	3	Тр-р 1 ТДК 500	231								229,71	-13,55
Нагр	2	ПС ТДК 500	500								506,12	-10,42

Таблица 3.2 – Графа ветвей Талдыкорганского энергоузла. Максимальный режим 2030 года.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	ПС Актогай - ПС ТДК 500	9,71	88,53	-1133,8		-189	190	309
Тр-р	2	3	ПС ТДК 500 - Тр-р 1 ТДК 500	2,65	143		0,465	-97	-44	121
Тр-р	2	4	ПС ТДК 500 - Тр-р 2 ТДК 500	2,65	143		0,465	-91	-39	113
ЛЭП	3	6	Тр-р 1 ТДК 500 - ПС ТДК 220	3,99	14,36	-85,8		-96	-37	264
ЛЭП	4	6	Тр-р 2 ТДК 500 - ПС ТДК 220	4,88	17,57	-105		-90	-34	247
Тр-р	6	7	ПС ТДК 220 - Тр-р ТДК 220	0,77	32,2		0,525	-185	-75	511
ЛЭП	7	17	Тр-р ТДК 220 - ПС Аэродром	6,42	11,01	-68,6		-3	0	17
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-4	0	22
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-4	0	22
ЛЭП	7	23	Тр-р ТДК 220 - ПС Кызылагаш	9,7	16,63	-103,6		-37	-6	190
ЛЭП	23	25	ПС Кызылагаш - ПС Сагабиен	10,21	17,5	-109,1		-31	-4	169
ЛЭП	25	28	ПС Сагабиен - ПС Сарканд	9,44	16,18	-100,8		-27	-3	151
Тр-р	56	55	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ГЭС-2 (Сарканд)	42,6	508,2		0,05	0	3	19
ЛЭП	56	28	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ПС Сарканд	0,31	0,43	-2,6		0	-3	19
ЛЭП	45	28	ПС Арасан - ПС Сарканд	9,78	16,78	-104,5		-48	-6	258
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	8,6	21,93	-146		-10	-2	63
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	12,12	20,79	-129,5		-11	-1	61
Тр-р	31	50	ПС Койлык - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,05	2	4	22
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	9,01	15,46	-96,3		-19	-1	105
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	8,24	14,13	-88		-20	-1	115
Тр-р	53	52	Тр-р 1 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	4	22
Тр-р	54	52	Тр-р 2 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	4	22
ЛЭП	53	34	Тр-р 1 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-4	22
ЛЭП	54	34	Тр-р 2 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-4	22
ЛЭП	34	37	ПС Кабанбай - ПС Левобережная	14,84	25,45	-158,5		-17	-5	107
ЛЭП	37	39	ПС Левобережная - ПС Ушарал	6,22	10,68	-66,5		-13	-5	83
ЛЭП	39	41	ПС Ушарал - ПС Бесколь	2,86	4,91	-30,6		-6	-2	42
ЛЭП	7	43	Тр-р ТДК 220 - ПС Капал	9,71	16,65	-103,7		-2	1	9

Продолжение таблицы 3.2

ЛЭП	7	45	Тр-р ТДК 220 - ПС Арасан	8,69	14,9	92,8		-55	-11	284
ЛЭП	45	48	ПС Арасан - ПС Жансугоров	6,47	11,1	-69,2		-2	0	9
ЛЭП	34	49	ПС Кабанбай - ПС Дружба	29,64	75,58	-503,2		-11	0	66
Тр-р	51	50	Тр-р ГЭС-3 - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,05	0	0	0

Таблица 3.3 – Уровни напряжений в Талдыкорганском энергоузле. Максимальный режим 2030 года.

Номер	Название	U_ном	V	dV
28	ПС Сарканд	110	102,83	-6,51
31	ПС Койлык	110	101,32	-7,89
34	ПС Кабанбай	110	101,03	-8,15
37	ПС Левобережная	110	96,97	-11,85
39	ПС Ушарал	110	95,61	-13,08
41	ПС Бесколь	110	95,29	-13,37
49	ПС Дружба	110	96,23	-12,52
53	Тр-р 1 ГЭС-4	115	101,05	-12,13
54	Тр-р 2 ГЭС-4	115	101,05	-12,13
56	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд)	110	102,85	-6,5

Минимальные режимы работы электрических сетей представлены в таблицах 3.4–3.6.

Таблица 3.4 – Графа узлов Талдыкорганского энергоузла. Минимальный режим 2030 года.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Актогай	500			108,3	-269	500	-1000	1000	500	-6,53
Ген	52	ГЭС-4 (Кабанбай)	6			2,5	5,7	6		10	6	-18,36
Ген	50	ГЭС-3 (Койлык)	6			1,6	2,9	6		10	6	-17,28
Ген	55	ГЭС-2 (Сарканд)	6			0,4	2,8	6		10	6	-19,38
Нагр	51	Тр-р ГЭС-3	110								115,38	-17,28

Продолжение таблицы 3.4

Нагр	56	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд)	110								108,06	-19,76
Нагр	54	Тр-р 2 ГЭС-4	110								107,52	-20,64
Нагр	53	Тр-р 1 ГЭС-4	110								107,52	-20,64
Нагр	49	ПС Дружба	110	6,1	2,4						106,01	-23,02
Нагр	48	ПС Жансугоров	110	1	0,4						109,73	-17,51
Нагр	45	ПС Арасан	110	2	0,8						109,79	-17,46
Нагр	43	ПС Капал	110	1	0,4						111,71	-15,38
Нагр	41	ПС Бесколь	110	3,8	1,5						104,71	-22,19
Нагр	39	ПС Ушарал	110	3,8	1,5						104,88	-22,11
Нагр	37	ПС Левобережная	110	2,4	1						105,57	-21,77
Нагр	34	ПС Кабанбай	110	7,6	3						107,51	-20,64
Нагр	31	ПС Койлык	110	13,4	5,3						107,35	-20,35
Нагр	28	ПС Сарканд	110	7,6	3						108,05	-19,75
Нагр	25	ПС Сагабиен	110	2	0,8						109,05	-18,47
Нагр	23	ПС Кызылагаш	110	2,4	1						110,31	-16,92
Нагр	20	ПС Акешки	110	4,8	2						111,53	-15,43
Нагр	17	ПС Аэродром	110	2	0,8						111,61	-15,38
Нагр	7	Тр-р ТДК 220	110	48,4	19,4						111,76	-15,29
Нагр	6	ПС ТДК 220	220								226,48	-11,43
Нагр	4	Тр-р 2 ТДК 500	231								228,24	-10,47
Нагр	3	Тр-р 1 ТДК 500	231								228,05	-10,59
Нагр	2	ПС ТДК 500	525								520,87	-8,91

Таблица 3.5 – Графа ветвей Талдыкорганского энергоузла. Минимальный режим 2030 года.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	ПС Актогай - ПС ТДК 500	9,71	88,53	-1133,8		-108	269	335
Тр-р	2	3	ПС ТДК 500 - Тр-р 1 ТДК 500	2,65	143		0,44	-55	-9	62
Тр-р	2	4	ПС ТДК 500 - Тр-р 2 ТДК 500	2,65	143		0,44	-52	-8	58
ЛЭП	3	6	Тр-р 1 ТДК 500 - ПС ТДК 220	3,99	14,36	-85,8		-55	-8	143

Продолжение таблицы 3.5

ЛЭП	4	6	Тр-р 2 ТДК 500 - ПС ТДК 220	4,88	17,57	-105		-52	-6	134
Тр-р	6	7	ПС ТДК 220 - Тр-р ТДК 220	0,77	32,2		0,5	-106	-22	277
ЛЭП	7	17	Тр-р ТДК 220 - ПС Аэродром	6,42	11,01	-68,6		-2	0	11
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-2	0	13
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-2	0	13
ЛЭП	7	23	Тр-р ТДК 220 - ПС Кызылагаш	9,7	16,63	-103,6		-20	2	105
ЛЭП	23	25	ПС Кызылагаш - ПС Сагабиен	10,21	17,5	-109,1		-17	3	92
ЛЭП	25	28	ПС Сагабиен - ПС Сарканд	9,44	16,18	-100,8		-15	3	81
Тр-р	56	55	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ГЭС-2 (Сарканд)	42,6	508,2		0,05	0	3	14
ЛЭП	56	28	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ПС Сарканд	0,31	0,43	-2,6		0	-2	14
ЛЭП	45	28	ПС Арасан - ПС Сарканд	9,78	16,78	-104,5		-26	4	140
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	8,6	21,93	-146		-6	0	34
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	12,12	20,79	-129,5		-6	1	32
Тр-р	31	50	ПС Койлык - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,05	2	3	16
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	9,01	15,46	-96,3		-10	3	57
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	8,24	14,13	-88		-11	3	62
Тр-р	53	52	Тр-р 1 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	3	15
Тр-р	54	52	Тр-р 2 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	3	15
ЛЭП	53	34	Тр-р 1 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-3	15
ЛЭП	54	34	Тр-р 2 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-3	15
ЛЭП	34	37	ПС Кабанбай - ПС Левобережная	14,84	25,45	-158,5		-10	-1	57
ЛЭП	37	39	ПС Левобережная - ПС Ушарал	6,22	10,68	-66,5		-8	-2	44
ЛЭП	39	41	ПС Ушарал - ПС Бесколь	2,86	4,91	-30,6		-4	-1	23
ЛЭП	7	43	Тр-р ТДК 220 - ПС Капал	9,71	16,65	-103,7		-1	1	7
ЛЭП	7	45	Тр-р ТДК 220 - ПС Арасан	8,69	14,9	92,8		-30	1	155
ЛЭП	45	48	ПС Арасан - ПС Жансугоров	6,47	11,1	-69,2		-1	0	6
ЛЭП	34	49	ПС Кабанбай - ПС Дружба	29,64	75,58	-503,2		-6	3	37
Тр-р	51	50	Тр-р ГЭС-3 - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,052	0	0	0

Таблица 3.5 – Уровни напряжений в Талдыкорганском энергоузле. Минимальный режим 2030 года.

Название	U_ном	Номер	V	dV
ПС Бесколь	110	41	104,71	-5,11

Рассчет районных потерь в Талдыкорганском энергоузле на перспективу 2030 года отображен на рисунках 3.2 и 3.3.

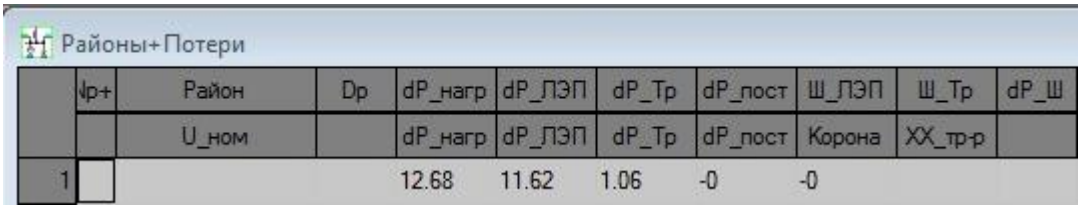


Рисунок 3.2 – Районные потери в системе в максимальном режиме

Суточные потери:

$$\Delta W_{сут}=\Delta P\cdot T_{сут} \quad (3.1)$$

$$\Delta W_{сут}=12{,}68\cdot 24=304 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за зимний сезон из расчета в 165 суток:

$$\Delta W_{зима}=\Delta P\cdot T_{зима} \quad (3.2)$$

$$\Delta W_{зима}=12{,}68\cdot 3960=50\ 212 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за летний сезон из расчета в 200 суток:

$$\Delta W_{лето}=\Delta P\cdot T_{лето} \quad (3.3)$$

$$\Delta W_{лето}=12{,}68\cdot 4800=60\ 864 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

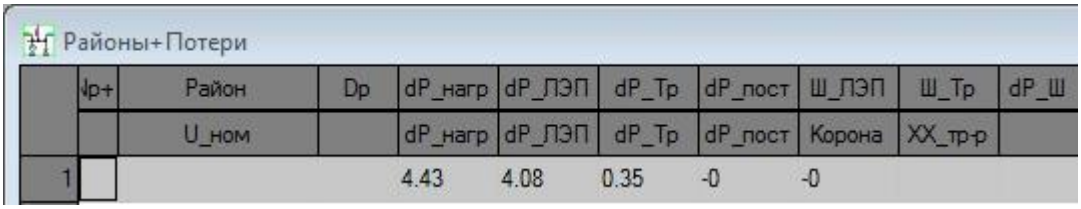
Годовые потери:

$$\Delta W_{год}=\Delta W_{зима}+\Delta W_{лето} \quad (3.4)$$

$$\Delta W_{год}=50\ 212+60\ 864=111\ 076 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Относительные потери из расчета потребления активной мощности в 193,1 МВт:

$$\Delta W_{отн}=\frac{\Delta W_{год}}{W_{потр}}=\frac{\Delta W_{год}}{P_{н}\cdot T_{год}}=\frac{111\ 076}{193{,}1\cdot 8760}=6{,}56\ \% \quad (3.5)$$


Районы+Потери

	Др+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				4.43	4.08	0.35	-0	-0		

Рисунок 3.3 – Районные потери в системе в минимальном режиме

Суточные потери:

$$\Delta W_{сут}=4{,}43\cdot 24=106 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за зимний сезон из расчета в 165 суток:

$$\Delta W_{зима}=4{,}43\cdot 3960=17\ 542 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за летний сезон из расчета в 200 суток:

$$\Delta W_{лето}=4{,}43\cdot 4800=21\ 264 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Годовые потери:

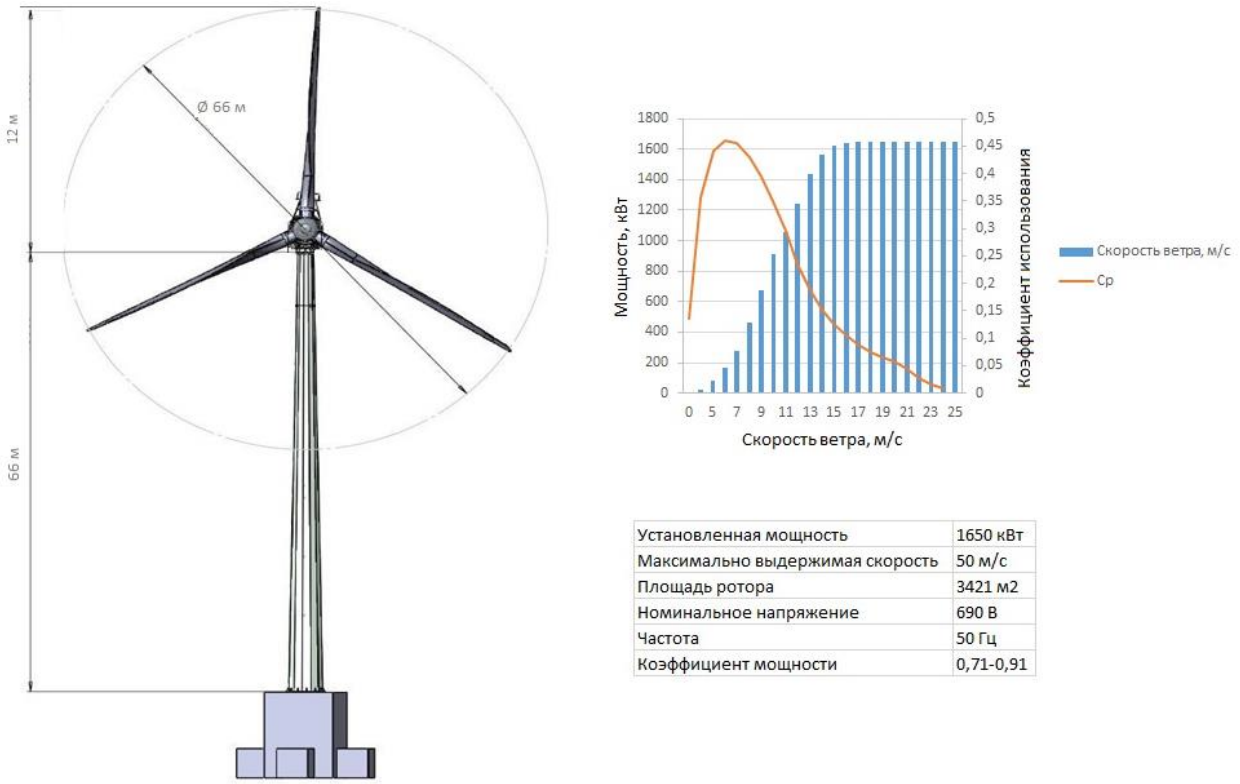
$$\Delta W_{год}=17\ 542+21\ 264=38\ 806 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Относительные потери из расчета потребления активной мощности в 112,8 МВт:

$$\Delta W_{отн}=\frac{\Delta W_{год}}{W_{потр}}=\frac{38\ 806}{112{,}8\cdot 8760}=3{,}92\%$$

4 Расчет режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла на перспективу 2030 г. с интеграцией ВЭС Достык

Исходя из климатических особенностей региона, в частности максимальной скорости ураганных ветров в 22 м/с, к установке принимаются ветрогенераторы Vestas V66–1.65 MW в количестве 60 ветроагрегатов. Технические характеристики приведены на рисунке 4.1. Электрическая схема представлена в приложении А, карта потокораспределения в приложении Б, подробная схема выдачи мощности и расположения представлена в приложениях В и Г.



Установленная мощность	1650 кВт
Максимально выдержимая скорость	50 м/с
Площадь ротора	3421 м2
Номинальное напряжение	690 В
Частота	50 Гц
Коэффициент мощности	0,71-0,91

Рисунок 4.1 – Характеристики ветрогенератора Vestas V66–1.65 MW

Расчет производится из учета мощности ВЭС – 100 МВт. Выбранная мощность обусловлена экономическими соображениями. Учитывая специфику генерации мощности, загрузка ВЛ является величиной переменной, следовательно ВЛ может работать непродолжительное время с перегрузкой, не превышающей $I_{доп}$.

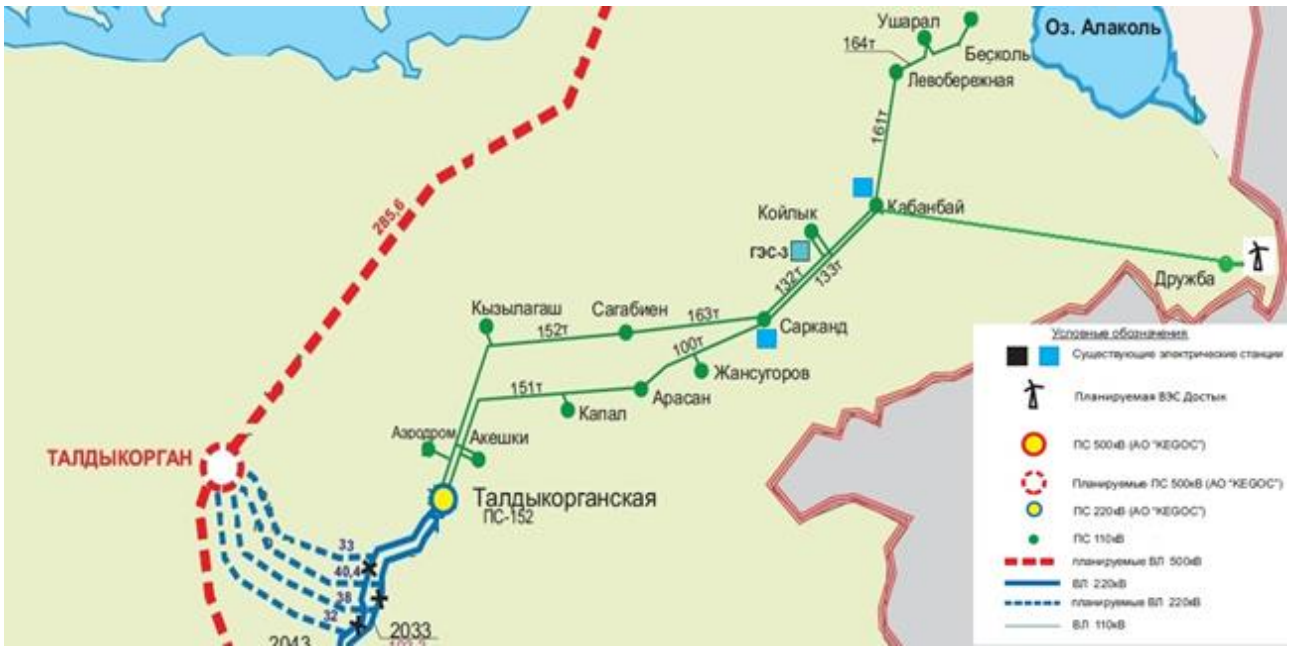


Рисунок 4.2 – Карта-схема Талдыкорганского энергоузла с подключением ВЭС Достык через ПС Дружба

4.1 Выбор сечения провода ПС ВЭС Достык–ПС Дружба

ВЭС Достык находится на расстоянии 20 км от ПС Дружба, ВЛ проходит вдоль автомобильной трассы А355.

Передаваемая максимальная мощность $P_{max}=S\cdot\cos\varphi=100$ МВт, где $\cos\varphi=0{,}93$ для узла источника питания, отсюда S=107,52 МВА.

Ток, протекаемый по ЛЭП:

$$I_{max}=\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_н}=\frac{107{,}52\cdot10^6}{\sqrt{3}\cdot110\cdot10^3}=564{,}33\text{А} \quad (4.1)$$

Рассчетное сечение провода:

$$F_0=\frac{I_{max}}{j_{эк}}=\frac{564{,}33}{1{,}4}=403\ \text{мм}^2 \quad (4.2)$$

Учитывая специфику работы ВЭС, из экономических соображений выбранное сечение провода – АС-240/32 – максимальное для ВЛ 110 кВ, так как станция не работает длительное время на установленной мощности. Допустимый длительный ток провода АС-240/32 – 605 А, согласно ПУЭ и ГОСТ 839-80.

Таблица 4.1 – Расчетные данные на 1 км

Марка	R, Ом	X, Ом	B_0, См	$I_{доп}$, А
АС-240/32	0,12	0,405	$2{,}81\cdot10^{-6}$	605

Таблица 4.2 – Расчетные данные на 20 км

Марка	R, Ом	X, Ом	B_0, См
АС-240/32	2,4	8,1	$56{,}2\cdot10^{-6}$

Расчет потерь в ЛЭП:

$$\Delta P_{ЛЭП}=\left(\frac{n\cdot S}{U_н}\right)^2\cdot R=\left(\frac{1\cdot107{,}52}{110}\right)^2\cdot2{,}4=2{,}29\ \text{МВт}, \quad (4.3)$$

или же 2,29% от выработанной мощности.

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП}=\Delta P_{ЛЭП}\cdot T_{max}=2{,}29\cdot4450=10\ 190\ \text{МВт}\cdot\text{ч} \quad (4.4)$$

4.2 Выбор трансформатора ВЭС Достык

Так как P_{max}=100 МВт и Q_{max}=40 МВар, то активная и реактивная мощности трансформатора рассчитываются как:

$$P_т=P_{max}+\Delta P_т \quad (4.5)$$

$$Q_т=Q_{max}+\Delta Q_т, \quad (4.6)$$

где $\Delta P_т$ и $\Delta Q_т$ – активные и реактивные потери в обмотках трансформатора, рассчитанные по:

$$\Delta P_т=0,085\cdot S_г=9,13 \text{ МВт} \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_т=0,09\cdot S_г=9,67 \text{ МВар} \quad (4.8)$$

Таким образом,

$$P_т=100+9,13=109,13 \text{ МВт}$$

$$Q_т=40+9,67=49,67 \text{ Мвар}$$

$$S_т=\sqrt{P_т^2+Q_т^2}=\sqrt{109,13^2+49,67^2}=119,9 \text{ МВА} \quad (4.9)$$

$$S_{ном.т}=\frac{S_т}{1,4}=\frac{119,9}{1,4}=85,64 \text{ МВА} \quad (4.10)$$

$$К_з=\frac{S_{ном.т}}{n\cdot S_{тр}}=\frac{85,64}{2\cdot 63}=0,67 \quad (4.11)$$

Выбранный трансформатор – ТРДЦН-63000/110 в количестве 2 шт.

Таблица 4.3 – Справочные данные трансформатора

$S_{ном.т}$, МВА	Предел регулирования	$U_н$ обмоток		u_k, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$,кВар
		ВН	НН							
63	±9х1,78%	115	10,5	10,5	260	59	0,6	1,4	34,7	260

Для собственных нужд станции и подстанции, составляющих 10% от максимальной мощности приняты к установке два трансформатора ТМ-63/6-10-65.

$$\Delta P_т=0,085\cdot S_г=0,913 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_т=0,09\cdot S_г=0,967 \text{ МВар}$$

Таким образом,

$$P_т=10+0,913=10,913 \text{ МВт}$$

$$Q_т=4+0,967=4,967 \text{ МВар}$$

$$S_т=\sqrt{P_т^2+Q_т^2}=\sqrt{10,913^2+4,967^2}=11,99 \text{ МВА}$$

$$S_{ном.т}=\frac{S_т}{1,4}=\frac{11,99}{1,4}=8,564 \text{ МВА}$$

$$К_з=\frac{S_{ном.т}}{n\cdot S_{тр}}=\frac{8,564}{2\cdot 6,3}=0,67$$

Таблица 4.4 – Справочные данные трансформатора собственных нужд

$S_{ном.т}$, кВА	$U_н$ обмоток		u_k, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$,%
	ВН	НН				
63	10	0,4	4,5	0,88	0,18	3

Расчет потерь в трансформаторах ТРДЦН-63000/110:

$$\Delta P_{ТР}=\left(\frac{n\cdot S}{U_н}\right)^2\cdot R_0=\left(\frac{2\cdot 107,52}{110}\right)^2\cdot 0,7=2,67 \text{ МВт}, \quad (4.12)$$

или же 2,67 % от выработанной мощности;

где R_0 – общее сопротивление параллельно подключенных трансформаторов.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторе:

$$W_{ТР}=\Delta P_{ТР}\cdot T_{max}=2,67\cdot 4450=11\,904 \text{ МВт·ч} \quad (4.13)$$

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции на 2030 год составляет:

$$W_{год}=P_{max}\cdot T_{мах}=100\cdot 4450=445\,000 \text{ МВт·ч} \quad (4.14)$$

Полезная мощность, передаваемая по ЛЭП составит:

$$P_{пол}=P_{max}-\Delta P_{ЛЭП}-\Delta P_{ТР}-P_{сн}=100-2,29-2,67-10=85,04 \text{ МВт}, \quad (4.15)$$

где $P_{сн}$ – собственные нужды электростанции, составляющие 10% от выработанной мощности.

Полезная электроэнергия, поступающая потребителям:

$$W_{пол}=P_{пол}\cdot T_{max}=85{,}04\cdot 4450=378\ 428\ МВт\cdot ч \quad (4.16)$$

Расчеты режимов работы электрических сетей 220/110 кВ Талдыкорганского энергоузла при подключении ВЭС Достык в ПО RastrWin представлены в таблицах 4.5–4.10.

Таблица 4.5 – Графа узлов Талдыкорганского энергоузла. Максимальный режим 2030 года.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Актогай	500			105,7	-209,3	500	-1000	1000	500	-6,53
Ген	59	ВЭС Достык	10	10	4	100	15,3	10		70	10	23,67
Ген+	52	ГЭС-4 (Кабанбай)	6			2,5	10	6		10	5,79	-9,63
Ген	50	ГЭС-3 (Койлык)	6			1,6	2,8	6		10	6	-11,23
Ген	55	ГЭС-2 (Сарканд)	6			0,4	6,3	6		10	6	-13,6
Нагр	60	Тр-р ВЭС Достык	115								117,99	19,61
Нагр	56	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд)	110								109,34	-13,35
Нагр	54	Тр-р 2 ГЭС-4	110								108,56	-11,36
Нагр	53	Тр-р 1 ГЭС-4	110								108,56	-11,36
Нагр	49	ПС Дружба	110	10,2	4,1						115,96	16,61
Нагр	48	ПС Жансугоров	110	1,6	0,6						112,53	-14,43
Нагр	45	ПС Арасан	110	3,2	0,6						112,64	-14,35
Нагр	43	ПС Капал	110	1,6	0,6						115,73	-14,97
Нагр	41	ПС Бесколь	110	6,4	2,6						105,31	-13,85
Нагр	39	ПС Ушарал	110	6,4	2,6						105,61	-13,72
Нагр	37	ПС Левобережная	110	4	1,6						106,85	-13,15
Нагр	34	ПС Кабанбай	110	12,8	5,2						108,54	-11,36
Нагр	31	ПС Койлык	110	22,4	9						107,8	-14,3
Нагр	28	ПС Сарканд	110	12,8	5,2						109,31	-13,34
Нагр	25	ПС Сагабиен	110	3,2	1,2						111,11	-14,1
Нагр	23	ПС Кызылагаш	110	4	1,6						113,35	-14,64
Нагр	20	ПС Акешки	110	8	3,2						115,44	-15,06
Нагр	17	ПС Аэродром	110	3,2	1,2						115,61	-14,98
Нагр	7	Тр-р ТДК 220	110	80,6	32,3						115,86	-14,85
Нагр	6	ПС ТДК 220	220								231,4	-11,15
Нагр	4	Тр-р 2 ТДК 500	231								235,14	-10,39
Нагр	3	Тр-р 1 ТДК 500	231								234,68	-10,49
Нагр	2	ПС ТДК 500	500								510,31	-8,77

Таблица 4.6 – Графа ветвей Талдыкорганского энергоузла. Максимальный режим 2030 года.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	ПС Актогай - ПС ТДК 500	9,71	88,53	-1133,8		-106	209	271
Тр-р	2	3	ПС ТДК 500 - Тр-р 1 ТДК 500	2,65	143		0,47	-54	-39	75
Тр-р	2	4	ПС ТДК 500 - Тр-р 2 ТДК 500	2,65	143		0,47	-51	-35	70
ЛЭП	3	6	Тр-р 1 ТДК 500 - ПС ТДК 220	3,99	14,36	-85,8		-54	-37	167
ЛЭП	4	6	Тр-р 2 ТДК 500 - ПС ТДК 220	4,88	17,57	-105		-51	-33	158
Тр-р	6	7	ПС ТДК 220 - Тр-р ТДК 220	0,77	32,2		0,525	-104	-78	325
ЛЭП	7	17	Тр-р ТДК 220 - ПС Аэродром	6,42	11,01	-68,6		-3	0	17
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-4	0	22
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-4	0	22
ЛЭП	7	23	Тр-р ТДК 220 - ПС Кызылагаш	9,7	16,63	-103,6		-5	-14	79
ЛЭП	23	25	ПС Кызылагаш - ПС Сагабиен	10,21	17,5	-109,1		-1	-13	74
ЛЭП	25	28	ПС Сагабиен - ПС Сарканд	9,44	16,18	-100,8		2	-13	75
Тр-р	56	55	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ГЭС-2 (Сарканд)	42,6	508,2		0,045	0	5	27
ЛЭП	56	28	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ПС Сарканд	0,31	0,43	-2,6		0	-5	27
ЛЭП	45	28	ПС Арасан - ПС Сарканд	9,78	16,78	-104,5		0	-22	118
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	8,6	21,93	-146		-10	-3	60
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	12,12	20,79	-129,5		-11	-1	58
Тр-р	31	50	ПС Койлык - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,05	2	2	15
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	9,01	15,46	-96,3		17	-15	126
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	8,24	14,13	-88		19	-17	138
Тр-р	53	52	Тр-р 1 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,047	1	4	22
Тр-р	54	52	Тр-р 2 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,047	1	4	22
ЛЭП	53	34	Тр-р 1 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-4	22
ЛЭП	54	34	Тр-р 2 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-4	22
ЛЭП	34	37	ПС Кабанбай - ПС Левобережная	14,84	25,45	-158,5		-17	-5	99
ЛЭП	37	39	ПС Левобережная - ПС Ушарал	6,22	10,68	-66,5		-13	-4	76
ЛЭП	39	41	ПС Ушарал - ПС Бесколь	2,86	4,91	-30,6		-6	-2	39
ЛЭП	7	43	Тр-р ТДК 220 - ПС Капал	9,71	16,65	-103,7		-2	1	9

Продолжение таблицы 4.6

ЛЭП	7	45	Тр-р ТДК 220 - ПС Арасан	8,69	14,9	-92,8		-5	-21	116
ЛЭП	45	48	ПС Арасан - ПС Жансугоров	6,47	11,1	-69,2		-2	0	9
ЛЭП	34	49	ПС Кабанбай - ПС Дружба	29,64	75,58	-503,2		65	-31	390
Тр-р	60	59	Тр-р ВЭС Достык - ВЭС Достык	0,4	11,1		0,084	90	5	440
ЛЭП	60	49	Тр-р ВЭС Достык - ПС Дружба	2,4	8,1	-56,2		-90	-5	440

Таблица 4.7 – Уровни напряжений в Талдыкорганском энергоузле. Максимальный режим 2030 года.

Номер	Название	U_ном	V	dV
6	ПС ТДК 220	220	231,4	5,18
7	Тр-р ТДК 220	110	115,86	5,33
17	ПС Аэродром	110	115,61	5,1
43	ПС Капал	110	115,74	5,22
49	ПС Дружба	110	115,96	5,42
41	ПС Бесколь	110	105,32	-4,25

Таблица 4.8 – Графа узлов Талдыкорганского энергоузла. Минимальный режим 2030 года.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
Ген	59	ВЭС Достык	10	6	2,4	100	14,7	10		70	10	37,69
База	1	ПС Актогай	500			33,1	-235,6	500	-1000	1000	500	-6,53
Ген	52	ГЭС-4 (Кабанбай)	6			2,5	5,9	6		10	6	0,55
Ген	50	ГЭС-3 (Койлык)	6			1,6	3	6		10	6	-2,02
Ген	55	ГЭС-2 (Сарканд)	6			0,4	2,9	6		10	6	-4,12
Нагр	60	Тр-р ВЭС Достык	115								116,5	33,34
Нагр	56	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд)	110								107,62	-4,48
Нагр	54	Тр-р 2 ГЭС-4	110								107,14	-1,72
Нагр	53	Тр-р 1 ГЭС-4	110								107,14	-1,72
Нагр	49	ПС Дружба	110	6,1	2,4						114,36	30,13
Нагр	48	ПС Жансугоров	110	1	0,4						109,37	-7,2
Нагр	45	ПС Арасан	110	2	0,8						109,43	-7,15

Продолжение таблицы 4.8

Нагр	43	ПС Капал	110	1	0,4						111,45	-9,33
Нагр	41	ПС Бесколь	110	3,8	1,5						104,32	-3,28
Нагр	39	ПС Ушарал	110	3,8	1,5						104,49	-3,2
Нагр	37	ПС Левобережная	110	2,4	1						105,18	-2,85
Нагр	34	ПС Кабанбай	110	7,6	3						107,13	-1,72
Нагр	31	ПС Койлык	110	13,4	5,3						106,91	-5,08
Нагр	28	ПС Сарканд	110	7,6	3						107,61	-4,48
Нагр	25	ПС Сагабиен	110	2	0,8						108,65	-6,23
Нагр	23	ПС Кызылагаш	110	2,4	1						109,99	-7,9
Нагр	20	ПС Акешки	110	4,8	2						111,27	-9,38
Нагр	17	ПС Аэродром	110	2	0,8						111,35	-9,33
Нагр	7	Тр-р ТДК 220	110	48,4	19,4						111,5	-9,24
Нагр	6	ПС ТДК 220	220								221,39	-8,03
Нагр	4	Тр-р 2 ТДК 500	220								223,92	-7,86
Нагр	3	Тр-р 1 ТДК 500	220								223,6	-7,89
Нагр	2	ПС ТДК 500	525								516,04	-7,38

Таблица 4.9 – Графа ветвей Талдыкорганского энергоузла. Минимальный режим 2030 года.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	ПС Актогай - ПС ТДК 500	9,71	88,53	-1133,8		-33	236	275
Тр-р	2	3	ПС ТДК 500 - Тр-р 1 ТДК 500	2,65	143		0,44	-17	-28	37
Тр-р	2	4	ПС ТДК 500 - Тр-р 2 ТДК 500	2,65	143		0,44	-16	-26	34
ЛЭП	3	6	Тр-р 1 ТДК 500 - ПС ТДК 220	3,99	14,36	-85,8		-17	-28	93
ЛЭП	4	6	Тр-р 2 ТДК 500 - ПС ТДК 220	4,88	17,57	-105		-16	-25	88
Тр-р	6	7	ПС ТДК 220 - Тр-р ТДК 220	0,77	32,2		0,525	-32	-61	181
ЛЭП	7	17	Тр-р ТДК 220 - ПС Аэродром	6,42	11,01	-68,6		-2	0	11
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-2	0	14
ЛЭП	7	20	Тр-р ТДК 220 - ПС Акешки	8,24	14,13	-88		-2	0	14
ЛЭП	7	23	Тр-р ТДК 220 - ПС Кызылагаш	9,7	16,63	-103,6		8	-15	93

Продолжение таблицы 4.9

ЛЭП	23	25	ПС Кызылагаш - ПС Сагабиен	10,21	17,5	-109,1		11	-14	101
ЛЭП	25	28	ПС Сагабиен - ПС Сарканд	9,44	16,18	-100,8		13	-14	109
Тр-р	56	55	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ГЭС-2 (Сарканд)	42,6	508,2		0,05	0	3	14
ЛЭП	56	28	Тр-р ГЭС-2 (Сарканд) - ПС Сарканд	0,31	0,43	-2,6		0	-3	14
ЛЭП	45	28	ПС Арасан - ПС Сарканд	9,78	16,78	-104,5		19	-23	162
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	8,6	21,93	-146		-6	0	34
ЛЭП	28	31	ПС Сарканд - ПС Койлык	12,12	20,79	-129,5		-6	1	32
Тр-р	31	50	ПС Койлык - ГЭС-3 (Койлык)	42,6	508,2		0,05	2	3	16
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	9,01	15,46	-96,3		25	-18	170
ЛЭП	28	34	ПС Сарканд - ПС Кабанбай	8,24	14,13	-88		27	-20	185
Тр-р	53	52	Тр-р 1 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	3	15
Тр-р	54	52	Тр-р 2 ГЭС-4 - ГЭС-4 (Кабанбай)	42,6	508,2		0,05	1	3	15
ЛЭП	53	34	Тр-р 1 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-3	16
ЛЭП	54	34	Тр-р 2 ГЭС-4 - ПС Кабанбай	0,31	0,43	-2,6		-1	-3	16
ЛЭП	34	37	ПС Кабанбай - ПС Левобережная	14,84	25,45	-158,5		-10	-1	58
ЛЭП	37	39	ПС Левобережная - ПС Ушарал	6,22	10,68	-66,5		-8	-2	45
ЛЭП	39	41	ПС Ушарал - ПС Бесколь	2,86	4,91	-30,6		-4	-1	23
ЛЭП	7	43	Тр-р ТДК 220 - ПС Капал	9,71	16,65	-103,7		-1	1	7
ЛЭП	7	45	Тр-р ТДК 220 - ПС Арасан	8,69	14,9	92,8		15	-26	154
ЛЭП	45	48	ПС Арасан - ПС Жансугоров	6,47	11,1	-69,2		-1	0	6
ЛЭП	34	49	ПС Кабанбай - ПС Дружба	29,64	75,58	-503,2		69	-38	435
Тр-р	60	59	Тр-р ВЭС Достык - ВЭС Достык	0,4	11,1		0,085	94	5	465
ЛЭП	60	49	Тр-р ВЭС Достык - ПС Дружба	2,4	8,1	-56,2		-94	-5	465

Таблица 4.10 – Уровни напряжений в узлах Талдыкорганского энергоузла. Минимальный режим 2030 года.

Номер	Название	U_ном	V	dV
39	ПС Ушарал	110	104,49	-5,01
41	ПС Бесколь	110	104,32	-5,16

Рассчет районных потерь в Талдыкорганском энергоузле на перспективу 2030 года отображен на рисунках 4.3 и 4.4.

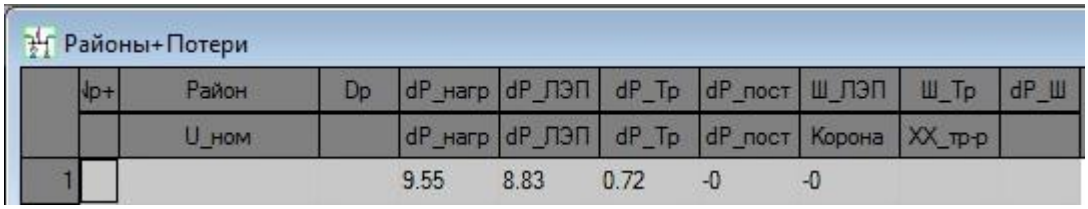


Рисунок 4.3 – Районные потери в системе в максимальном режиме

Суточные потери:

$$\Delta W_{сут}=9,55\cdot 24=229 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за зимний сезон из расчета в 165 суток:

$$\Delta W_{зима}=9,55\cdot 3960=37\ 818 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за летний сезон из расчета в 200 суток:

$$\Delta W_{лето}=9,55\cdot 4800=45\ 840 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Годовые потери:

$$\Delta W_{год}=37\ 818+45\ 840=83\ 658 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Относительные потери из расчета потребления активной мощности в 204,9 МВт:

$$\Delta W_{отн}=\frac{\Delta W_{год}}{W_{потр}}=\frac{83\ 658}{204,9\cdot 8760}=4,66\%$$

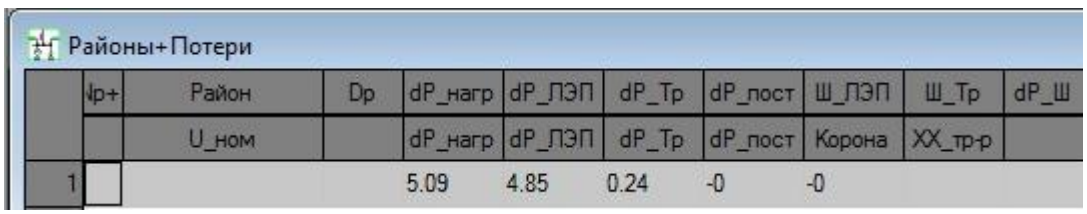


Рисунок 4.4 – Районные потери в системе в минимальном режиме

Суточные потери:

$$\Delta W_{сут}=5,09\cdot 24=122 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за зимний сезон из расчета в 165 суток:

$$\Delta W_{зима}=5,09\cdot 3960=20\ 156 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери за летний сезон из расчета в 200 суток:

$$\Delta W_{лето}=5,09\cdot 4800=24\ 432 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Годовые потери:

$$\Delta W_{год}=20\ 156+42\ 432=44\ 588 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Относительные потери из расчета потребления активной мощности в 125,9 МВт:

$$\Delta W_{отн}=\frac{\Delta W_{год}}{W_{потр}}=\frac{44\ 588}{125,9\cdot 8760}=4,04\%$$

5 Анализ режимов

На основе расчетов, представленных в пунктах 3 и 4 составлена сводная таблица 5.1 режимов работы электрических сетей двух вариантов.

Таблица 5.1 – Сводная таблица режимов работы электрических сетей

Вариант	Режим	Переток из транзита P, МВт	Потери на ПС Бесколь ΔU, %	Потери электроэнергии в системе	
				$\Delta W_{год}$, МВт·ч	$\Delta W_{отн}$, %
без ввода ВЭС	макс	188,6	13,37	111 076	6,56
	мин	108,3	5,11	38 806	3,92
с вводом ВЭС	макс	105,7	4,25	83 658	4,66
	мин	33,1	5,16	44 588	4,04

При эксплуатации ВЭС Достык переток из транзита в максимальном режиме меньше на 82,9 МВт, или на 43,9%.

При 18%-ом росте нагрузки относительно уровня 2015 г., расчеты энергоузла в ПО RastrWin на перспективу 2030 г. показали, что потери по напряжению на самой отдаленной подстанции Бесколь выше на 68,2% в максимальном режиме в случае отказа от ввода ВЭС Достык.

В случае ввода ВЭС Достык потери электроэнергии в системе уменьшатся на 27 418 МВт·ч, т.е. на 24,7%, а относительные потери уменьшены на 1,9%.

Таким образом, вариант присутствия ВЭС Достык в балансе Талдыкорганского энергоузла является технически обоснованным решением.

Баланс мощности и соотношение с мощностью генерации ВЭС представлен на рисунках 5.1–5.4.

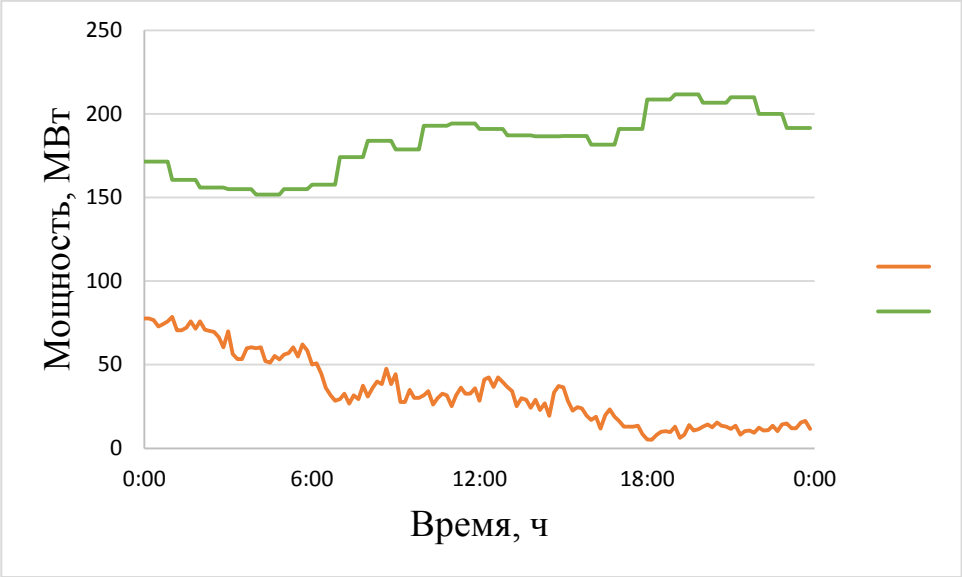


Рисунок 5.1 – Баланс мощности зимних суток

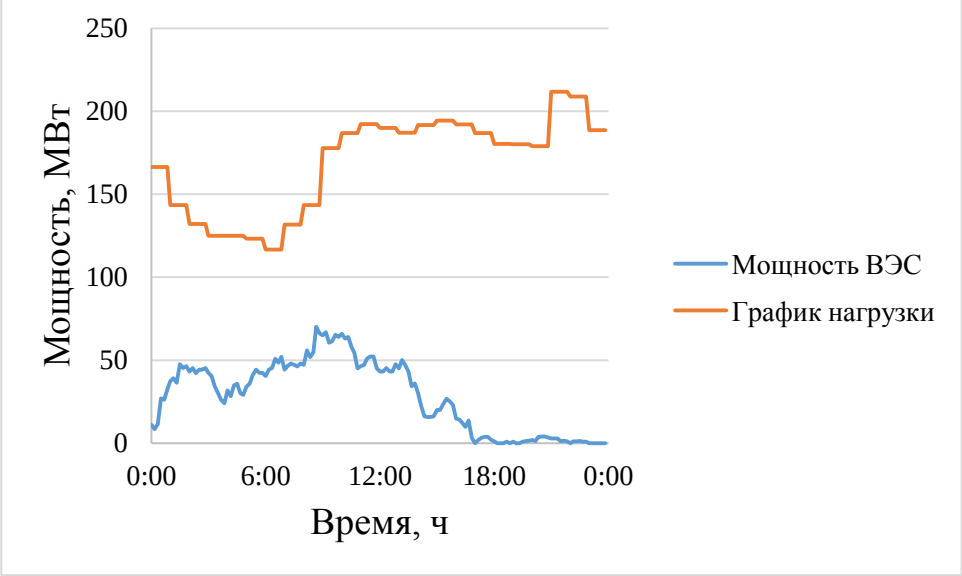


Рисунок 5.2 – Баланс мощности летних суток

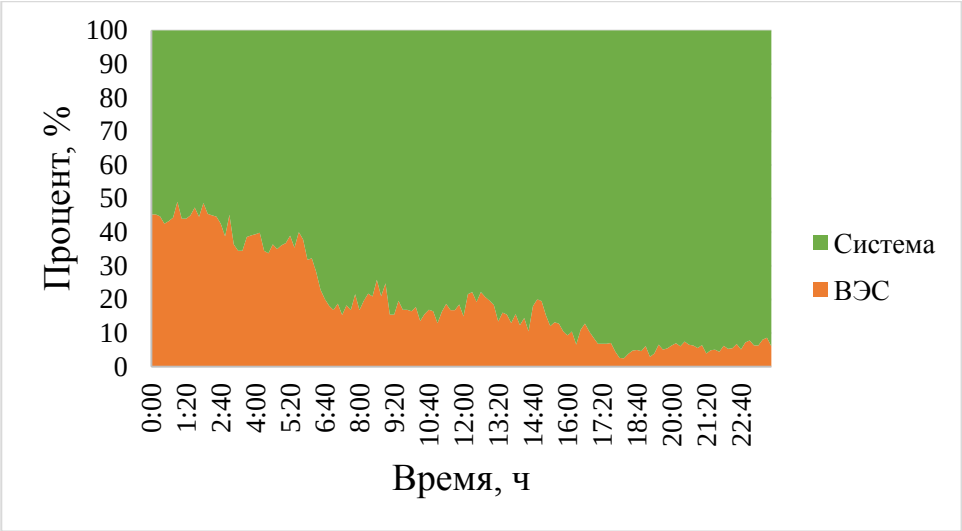


Рисунок 5.3 – Соотношение мощностей для зимних суток

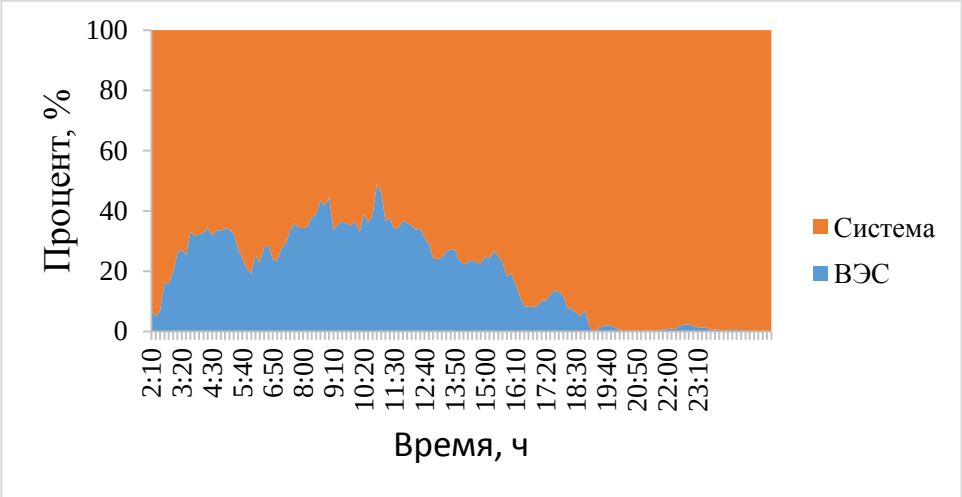


Рисунок 5.4 – Соотношение мощностей для летних суток

Исходя из выше представленных графиков следует, что мощность, генерируемая ВЭС для данного региона невысока в утренние и вечерние пики нагрузок. Таким образом, регулирование напряжения при изменении графика нагрузки и мощности генерации ВЭС происходит с помощью РПН ±9х1,78%, установленных на трансформаторах ТРДЦН-63000/220 ПС Талдыкорганская 152 и трансформаторах ТРДЦН-63000/110 ПС ВЭС Достык. Помимо коэффициента трансформации, регулирование осуществляется изменением коэффициента мощности ветрогенератора при изменении скорости ветра в пределах cosφ=0,71÷0,91.

Ситуация отключения ВЭС Достык будет представлять собой ситуацию, рассчитанную в пункте 3. Во избежание рассчитанных потерь, следует провести мероприятия по усилению распределительных сетей 110 кВ Талдыкорганского энергоузла.

6 Безопасность жизнедеятельности

Нормы и требования охраны труда и правил безопасности при эксплуатации и техническом обслуживани ветроэлектростанций на территории СНГ нормируются по СТО 70238424.27.100.063-2009.

При эксплуатации и обслуживании ветрогенераторов основной опасностью для жизнедеятельности и нормальной работы оборудования является атмосферное перенапряжение, которое приводит к урону в:

– трансмиссии;
– генераторе;
– поворотных электроприводах;
– трансформаторах;
– силовой электронике.

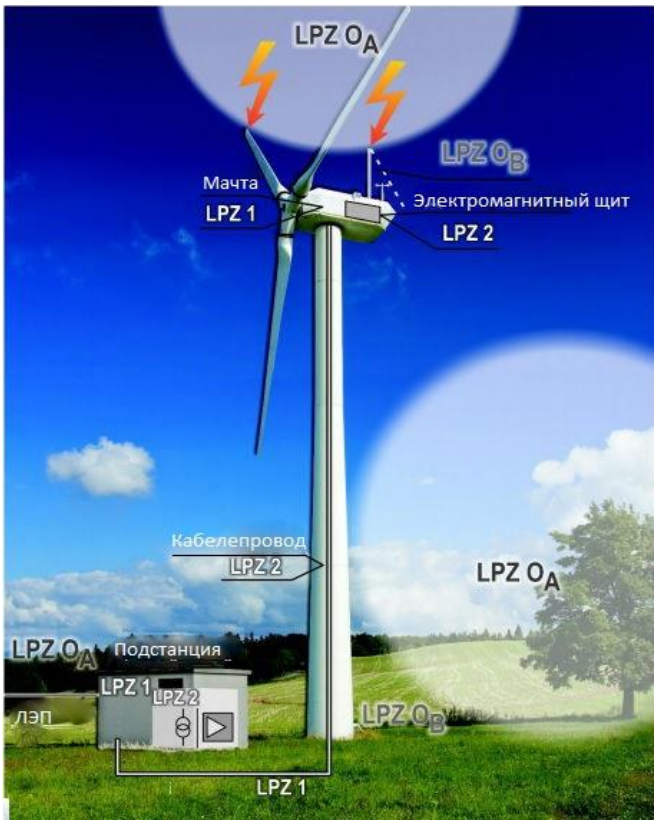


Рисунок 6.1 – Зоны поражения ветрогенератора молниями

На представленном выше рисунке 6.1 указаны зоны поражения молниями, которые классифицируются по стандарту МЭК 61024-1.

– зона LPZ 0_A – внешняя молниезащита объекта. Зона подвергается опасности прямого удара молнии и включает ротор, мачту, внутренние и внешние силовые кабели, а также окружающие возвышенности. Степень надежности – 99,5%;

– зона LPZ 0_B – точки зоны не подвергаются прямым прямым ударам молнии, но подвержены воздействию неослабленного электромагнитного поля. Степень надежности – 95-99,5%;

– зона LPZ 1 – зона 1, находящаяся внутри башни ветрогенератора и внутри подстанции не подвергается прямым ударам молнии. Электромагнитное поле снижено экранирующим воздействием конструкции объекта. При переходе от LPZ 0_A, LPZ 0_B к LPZ 1 обязательно использование разрядников класса 1;

– зона LPZ 2 – зона 2 находится также внутри помещений в местах размещения чувствительного оборудования. При переходе от LPZ 1 к LPZ 2 обязательно использование разрядников класса 2.

Сама мачта и лопасти ветрогенератора являются молниеприемниками и молниеотводом, но для защиты оборудования и персонала, оборудование должно быть защищено от наведенных импульсов использованием устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП).

В случае эксплуатации ветрогенератора, молниеотвод представляется одиночным стержнем, зоной защиты которого является конус, изображенный на рисунке 6.2.

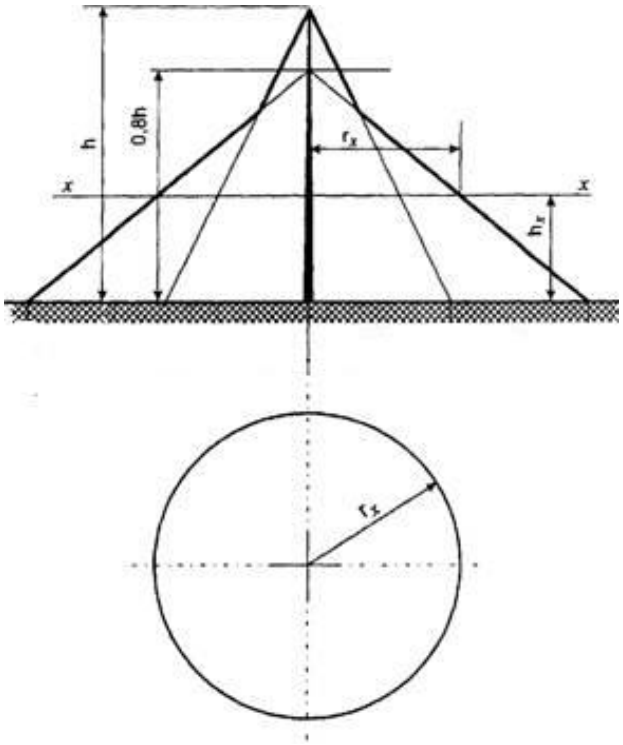


Рисунок 6.2 – Зона защиты ветрогенератора молниеприемником

6.1 Расчет защитного заземления

Повышающая подстанция ВЭС Достык расположена в III климатической зоне. Подстанция оборудована трансформаторами ТДЦН-40000/110/10 и двумя трансформаторами собственных нужд ТМ-4000/10/0,4.

Площадь подстанции – S = 2500 м^2, периметр P = (50+50)·2 = 200 м. По периметру контура в грунт забиты вертикальные стальные стержни диаметром d = 0,01 м и длиной L_B = 4 м. Стержни соединены стальной полосой, внутри контура установлена горизонтальная сетка. Расстояние от поверхности земли до электрода – t_0=0,7 м.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление первого слоя (песка) $\rho_{изм1}$=500 Ом·м, удельное сопротивление второго слоя (чернозем) $\rho_{изм2}$=50 Ом·м. Толщина верхнего слоя земли h_1=2,2 м. Грунт в разрезе представлен на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3– Двухслойная модель земли. I слой – песок, II слой – чернозем

Число вертикальных электродов определяется как:

$$n=\frac{4\cdot\sqrt{S}}{a}=50, \qquad (6.1)$$

где a – расстояние между электродами, принимаемое равным 4 м.

Относительная длина части электрода, находящегося в верхнем слое земли определяется как:

$$l_{отн}=\frac{h_1-t_0}{L_B}=0{,}375 \text{ м} \qquad (6.2)$$

Так как первый слой земли является сезонно изменяющимся, то для компенсации возможно роста сопротивления за счет влажности и т.д., $\rho_{изм1}$ умножается на коэффициент сезонности ψ=1,5 для данной климатической зоны.

$$\rho_1=\rho_{изм1}\cdot\psi=750 \text{ Ом·м},$$
$$\rho_2=\rho_{изм2}=50 \text{ Ом·м}$$

Эквивалентное удельное сопротивление $\rho_э$ двухслойной земли для сложного электрода выражается по формуле:

$$\rho_э=\rho_2\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (6.3)$$

где

$$k=0{,}43(0{,}25+0{,}272\cdot\ln\frac{a\cdot\sqrt{2}}{L_B}=0.2 \quad (6.4)$$

$$\rho_э=50\left(\frac{750}{50}\right)^{0.2}=85{,}93 \text{ Ом·м}$$

Заземлитель является сплошным, представленным в виде сетки и вертикальных проводников, расположенных по узлам. Сопротивление заземлителя определеяется как:

$$R_з=0{,}443\cdot\frac{\rho_2}{\sqrt{S}}\cdot\left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g+\frac{\rho_1}{L+n\cdot L_e}, \quad (6.5)$$

$$g=\frac{2\cdot h_1}{\sqrt{S}\cdot n\cdot L_B}=0{,}0032, \quad (6.6)$$

$$L_e=l_1+l_2\cdot\frac{\rho_1}{\rho_2}=29{,}2 \text{ м} \quad (6.7)$$

Общая длина проводников L=1250 м.

$$R_з=0{,}443\cdot\frac{50}{\sqrt{2500}}\cdot\left(\frac{750}{50}\right)^{0{,}0032}+\frac{750}{1250+50\cdot29{,}2}=0{,}94 \text{ Ом}$$

Расчет сечения проводников заземления:

$$S=\pi\frac{d^2}{4}=\pi\frac{0{,}01^2}{4}=7{,}85\cdot10^{-5} \text{ м}^2 \quad (6.8)$$

Выбрана сталь марки 3421. Данные представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Данные выбранной марки стали.

Марка стали	Толщина, мм	Удельные потери Вт/кг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Магнитная индукция, Тл
3421	10	22	36	1,7

6.2 Расчет защитного зануления

В соответствии с требованиями ПУЭ, защитное зануление необходимо для обеспечения безопасности персонала при работе с электрооборудованием до 1000 В, путем соединения металлических частей оборудования с заземленной нейтралью трансфораматора или генератора. Поэтому, любое замыкание на корпус превращается в к.з., отключаемое противоаварийной автоматикой. В ветрогенераторе зануляются поворотные электродвигатели в лопастях и мачте.

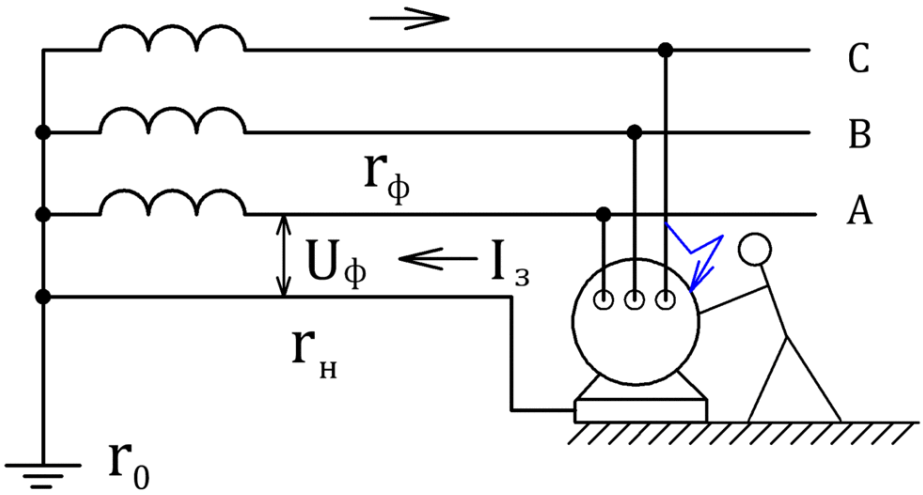


Рисунок 6.4 – Схема зануления электроустановок

Для защиты трехфазных нагрузок, таких как электродвигатели, применяется система зануления TN-C, в которой нулевой проводник N и защитный PE совмещены по всей длине. Общий проводник обозначается, как PEN.

Сечение PEN-проводника составляет 50% от фазного проводника. Сечение фазного проводника рассчитывается как:

$$S=\rho\frac{l}{R}, \tag{6.9}$$

где сопротивление R найдено по закону Ома

$$I=\frac{U}{R} \tag{6.10}$$

где ток I найден как:

$$I=\frac{P}{\sqrt{3}\cdot U\cdot\cos\varphi}, \tag{6.11}$$

где P – мощность электродвигателя;

U – номинальное напряжение;

cosφ – коэффициент мощности, равный 0,85, согласно паспортным данным.

$$I=\frac{2,5\cdot10^3}{380\cdot0,85}=7,73\text{ А}$$

$$R=\frac{380}{7,73}=49\text{ Ом}$$

$$S=0,0175\cdot\frac{10}{49}=3\text{ мм}^2$$

Таким образом, сечение PEN-проводника равно 1,5 мм^2. Выбран кабель ВВГ–1,5.

Ток короткого замыкания на низкой стороне ожидается равным $I_{кз}$=5 кА.

Напряжение прикосновения определяется по формуле:

$$U_{пр}=\varphi_з\cdot\alpha_1\cdot\alpha_2=I_{кз}\cdot R_з\cdot\alpha_1\cdot\alpha_2, \quad (6.12)$$

где α_1 – коэффициент напряжения прикосновения, α_2 – коэффициент снижения прикосновения.

$$\alpha_1=M\cdot\left(\frac{a\cdot\sqrt{S}}{L_B\cdot L}\right)^{0,45}=0,77\cdot\left(\frac{4\cdot\sqrt{2500}}{4\cdot1250}\right)^{0,45}=0,18, \quad (6.13)$$

где M = 0,77.

$$\alpha_2=\frac{R_h}{R_h+1,5\cdot\rho_1}=\frac{1000}{1000+1,5\cdot750}=0,47, \quad (6.14)$$

где R_h=1000 Ом – сопротивление тела человека

$$U_{пр}=5\cdot10^3\cdot0,94\cdot0,18\cdot0,47=397,62\text{ В}$$

При t = 0,15 с учетом АПВ рекомендуемое напряжение прикосновение не должно превышать $U_{доп}$=450 В.

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам $U_{пр}$ находится по формуле:

$$U_{пр}=U_{пр.max}-I_h\cdot1,5\cdot\rho_1\le U_{доп}, \quad (6.15)$$

где $U_{пр.max}$ и I_h находятся как:

$$U_{пр.max}=\varphi_з\cdot\alpha_1=1692\ В, \quad (6.16)$$

$$I_h=\frac{U_{пр.max}}{R_h+1{,}5\cdot\rho_1}=398{,}1\ мА \quad (6.17)$$

$$U_{пр}=846-0{,}3981\cdot1{,}5\cdot750=398{,}1\ В$$

$$398{,}1\ В\leq450\ В$$

По ГОСТ 12.1.038-82 условие выполняется.
Напряжение шага определяется как:

$$U_ш=\varphi_з\cdot\beta_1\cdot\beta_2=I_{кз}\cdot R_з\cdot\beta_1\cdot\beta_2, \quad (6.18)$$

где β_1 – коэффициент напряжения шага, принимаемый равным 0,17;

β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, рассчитываемый по формуле:

$$\beta_2=\frac{R_h}{R_h+6\cdot\rho_1}=\frac{1000}{1000+6\cdot750}=0{,}18 \quad (6.19)$$

$$U_ш=5000\cdot0{,}94\cdot0{,}17\cdot0{,}18=143{,}82\ В$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_ш=U_{ш.max}-I_h\cdot6\cdot\rho_1\leq U_{доп}, \quad (6.20)$$

где $U_{доп}$=450 В для к.з. длительностью t = 0,15 с с учетом АПВ.

$$U_{ш.max}=\varphi_з\cdot\beta_1=799\ В \quad (6.21)$$

$$I_h=\frac{U_{ш.max}}{R_h+6\cdot\rho_1}=145{,}2\ мА \quad (6.22)$$

$$U_ш=799-0{,}1452\cdot6\cdot750=145{,}2\ В$$

$$145{,}2\ В\leq450\ В$$

По ГОСТ 12.1.038-82 условие выполняется.

Возможность использования данного зануления по требованиям $R_з$ определяется как:

$$R_з^I=\frac{U_{доп}}{I_{кз}\cdot\alpha_1\cdot\alpha_2}=\frac{450}{5000\cdot 0.18\cdot 0.47}=1{,}06\ \text{Ом} \quad (6.23)$$

$$R_з^{II}=\frac{U_{доп}}{I_{кз}\cdot\beta_1\cdot\beta_2}=\frac{450}{5000\cdot 0{,}17\cdot 0{,}18}=2{,}94\ \text{Ом} \quad (6.24)$$

Полученные результаты удовлетворяют требованиям $R_з<R_з^I$ и $R_з<R_з^{II}$, а также требованиям ПУЭ, согласно которым сопротивление зануление не должно превышать 4 Ом для сетей переменного тока 380 В.

6.3 Расчет молниезащиты

Расчет молниезащиты производится для зоны LPZ 0_A. Параметры для расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Исходные данные для расчета молниезащиты

Параметр	Обозначение	Значение
Длина объекта	A	10 м
Ширина объекта	B	66 м
Высота объекта	h_x	78 м
Удельная плотность ударов молнии в землю	n	2 км^2/год
Средняя продолжительность гроз в год	$t_{ср}$	21-40 ч

Ожидаемое кол-во поражений молний в год:

$$N=\left[(B+6\cdot h_x)\cdot(A+6\cdot h_x)-7{,}76\cdot h_x^2\right]\cdot n\cdot 10^{-6}= \quad (6.25)$$
$$=\left[(66+6\cdot 78)\cdot(10+6\cdot 78)-7{,}76\cdot 78^2\right]\cdot 2\cdot 10^{-6}=0{,}4168\ \text{уд/год}$$

Высота конуса:

$$h_0=0{,}85\cdot h_x=0{,}85\cdot 78=66{,}3\ \text{м} \quad (6.26)$$

Радиус защиты на уровне земли:

$$r_0=\left(1{,}1-2\cdot 10^{-3}\cdot h_x\right)\cdot h_x=\left(1{,}1-2\cdot 10^{-3}\cdot 78\right)\cdot 78=73{,}63\ \text{м} \quad (6.27)$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x=\left(1{,}1-2\cdot10^{-3}\cdot h_x\right)\cdot(h_x-1{,}2\cdot A)=\left(1{,}1-2\cdot10^{-3}\cdot78\right)\cdot(78-1{,}2\cdot10)=55{,}7\text{ м} \qquad (6.28)$$

Проверка защищенности объекта:

$$\frac{\sqrt{A^2+B^2}}{2}<r_x \qquad (6.29)$$

33,37 м<55,7 м, условие соблюдено.
Угол защиты между вертикалью и образующей:

$$\alpha=\arcsin\frac{r_0}{2\sqrt{h_0^2+\frac{r_x^2}{2}}}=30{,}79^\circ \qquad (6.30)$$

7 Технико-экономическое обоснование проекта

7.1 Описание проекта

ВЭС Достык будет находится в непосредственной близости к поселку Достык. Для осуществления проекта необходимо строительство повышающей трансформаторной подстанции ВЭС Достык, оборудованной двумя трансформаторами ТРДЦН-63000/110 и линии 110 кВ ВЭС Достык – ПС Бесколь длиной 20 км. Проект позволит обеспечить электроэнергией дефицитный район, произвести значительную экономию средств за счет снижения потерь в распределительных сетях Талдыкорганского энергоузла.

7.2 Обзор рынка

Потребителем электрической энергии, производимой ВЭС Достык является региональная электросетевая компания ТАТЭК, соединенный с транзитом Север-Восток-Юг через ОРУ 220 кВ ПС Талдыкорган.

7.3 Расчет капитальных вложений

$$К_{общ}=К_с+К_о+К_м+К_{пр}, \qquad (7.1)$$

где Ко – капитальные вложения на приобретение оборудования;

Кс – капитальные вложения на строительные работы;

Км – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы;

Кпр – прочие капитальные вложения (включают, прежде всего, расходы на транспортировку).

Капитальные вложения на закупку генерирующего оборудования представлены в таблице 7.1. Строительные, монтажные и пусконаладочные работы включены в стоимость оборудования.

Таблица 7.1. – Капитальные вложения на генерирующее оборудование

Объект	Кол-во	$К_о$, тыс.тенге/шт		$К_{пр}$, тыс.тенге/шт
		ед.	всего	
Ветровые турбины Vestas V82 – 1.65 MW	60	416 100	24 966 000	1 231 200
Итого	26 197 200 тыс.тенге			
Итого за 1 МВт	261 972 тыс.тенге			

Капитальные вложения на строительство подстанции ВЭС Достык представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. – Капитальные вложения на подстанцию 110 кВ

Объект	Кол-во	$К_о$, тыс.тенге/шт		$К_м$, тыс.тенге/шт	$К_{пр}$, тыс.тенге/шт
		ед.	всего		
Трансформатор ТРДЦН-63000/110	2	25000	50000	100 000	10 000
Трансформатор собственных нужд ТМ-63/6-10-65	2	5000	10000	20000	2000
РУ 110 кВ	2	22950	45900	35497	5196
РУ 10 кВ	38	6000	228000	176376	25811
Итого	708 780 тыс.тенге				

Капитальные вложения на строительство ЛЭП 110 кВ ВЭС Достык- ПС Дружба выполняются по формулам 7.2–7.12 и представлены в таблице 7.3.

Прямые капитальные вложения на строительство ЛЭП определяются по формуле:

$$К_{ЛЭП}=К_{ВЛ}\cdot К_1\cdot К_2+К_{рем}+К_с+К_{стр}= \quad (7.2)$$
$$=\left(К_{провод}+К_{п.о.}+К_{а.о.}+К_{изол.}+К_{ар.}+К_{трос}\right)\cdot К_1\cdot К_2+К_{рем}+К_с+К_{стр},$$

где вложения:

$К_{провод}$ – на закупку провода, тыс.тенге;

$К_{п.о.}$ – на закупку промежуточных опор, тыс.тенге;

$К_{а.о.}$ – на закупку анкерно-угловых опор, тыс.тенге;

$К_{изол.}$ – на закупку изоляторов, тыс.тенге;

$К_{ар.}$ –на закупку линейно-подвесной арматуры, тыс.тенге;

$К_{трос}$ – на закупку грозозащитного троса, тыс.тенге;

$К_1, К_2$ – поправочные коэффициенты на строительство ЛЭП, тыс.тенге;

$К_{рем}$ – стоимость ремонтных баз и т.д., тыс.тенге;

$К_с$ – на создание высокочастотной связи, тыс.тенге;

$К_{стр}$ – строительные и монтажные работы, равные стоимости оборудования, тыс.тенге.

Вложения на покупку провода:

$$К_{провод}=L_i \cdot m \cdot С_{провод}=20 \cdot 3 \cdot 190=11\ 400 \text{ тыс.тенге,} \quad (7.3)$$

где L_i – длина ЛЭП;

m – кол-во фаз;

$С_{провод}$ – стоимость провода.

Промежуточные опоры устанавливаются на расстоянии 100 метров между собой, анкерно-угловые на расстоянии 7 км.

Количество анкерно-угловых опор:

$$n_a=\frac{L_i}{r_a}=\frac{20}{7}=3 \text{ шт} \quad (7.4)$$

Количество промежуточных опор:

$$n_п=\frac{L_i}{r_п}-n_a=\frac{20}{0,1}-3=197 \text{ шт} \quad (7.5)$$

Вложения на закупку промежуточных опор:

$$К_{п.о.}=n_п \cdot С_п=197 \cdot 47,5=9\ 357 \text{ тыс.тенге} \quad (7.6)$$

Вложения на закупку анкерно-угловых опор:

$$К_{а.о.}=n_a \cdot С_a=3 \cdot 1550=4\ 650 \text{ тыс.тенге,} \quad (7.7)$$

где $С_п$ и $С_a$ – стоимость промежуточных и анкерно-угловых опор, тыс.тенге.

Вложения на закупку изоляторов:

$$К_{изол.}=n_п \cdot m \cdot x_п \cdot С_{изол}+n_a \cdot m \cdot x_a \cdot С_{изол}=197 \cdot 3 \cdot 8 \cdot 3+3 \cdot 3 \cdot 16 \cdot 3= \quad (7.8)$$
$$=14\ 328 \text{ тыс.тенге,}$$

где $С_{изол}$ – стоимость изоляторов, тыс.тенге.

Вложения на закупку линейно-подвесной арматуры:

$$К_{ар.}=(n_п+n_а)\cdot С_{ар}=(197+3)\cdot 25,5=5\ 100 \text{ тыс.тенге}, \quad (7.9)$$

где $С_{ар}$ – стоимость линейоно-подвесной арматуры, тыс.тенге

Вложения на закупку грозозащитного троса:

$$К_{трос}=L_i\cdot С_{трос}=20\cdot 105=2\ 100 \text{ тыс.тенге}, \quad (7.10)$$

где $С_{трос}$ – стоимость километра тросса, тыс.тенге.

Итого, вложения на строительство ВЛ ВЭС Достык–ПС Дружба длиной 20 км:

$$К_{ВЛ}=11\ 400+9\ 357+4\ 650+14\ 328+5\ 100+2\ 100=46\ 935 \text{ тыс.тенге}$$

Стоимость ремонтных баз:

$$К_{рем}=\left(L_i\cdot К_{рем1}+n_т\cdot К_{рем2}\right)=20\cdot 1+2\cdot 22=64 \text{ тыс.тенге}, \quad (7.11)$$

где $К_{рем1}$ – поправочный коэффициент для ЛЭП (для одноцепной – 1 у.е.);

$К_{рем2}$ – кол-во условных единиц оборудования ремонтной базы (для тр-ов 110 кВ – 22 у.е.);

$n_т$ – кол-во трансформаторов.

Вложения на строительство линии высокочастотной связи:

$$К_с=2\cdot n_к\cdot С_с=2\cdot 1\cdot 760=1520 \text{ тыс.тенге}, \quad (7.12)$$

где $n_к$ – кол-во комплектов, увеличенное вдвое в виду сложности монтажа;

$С_с$ – стоимость одного комплекта.

Итого, прямые капитальные вложения на строительство ЛЭП:

$$К_{ЛЭП}=46\ 935\cdot 1,1\cdot 1,7+64+1520+46\ 935=177\ 120 \text{ тыс.тенге}$$

Таблица 7.3. – Данные выбранного провода

Напряжение, кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Тип опор	Длина линии, км	Стоимость, тыс. тенге	
					1 км	всего
110	АС-240/32	1	Металл.	20	8 856	177 120

Итого, прямые капитальные вложения на проект ВЭС Достык составляют:

$К_{общ}=К_{ВЭС}+К_{ПС}+К_{ЛЭП}=26\ 197\ 200+708\ 780+177\ 120= 27\ 083\ 100$ тыс.тенге

Для сравнения, стоимость только ТЭЦ аналогичной мощности обошлась бы в 50 250 000 тыс.тенге из расчета 502 500 тенге/кВт (1500$/кВт).

7.4 Определение ежегодных эксплуатационных затрат производства

Годовые эксплуатационные расходы расчитываются по следующей формуле:

$$И_{общ}=И_{а}+И_{з.п.}+И_{е.с.н.}+И_{н}, \quad (7.13)$$

где $И_{а}$ – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли – 5-10%, для данного проекта установлена ускоренная амортизация – 15% в виду непродолжительного рекомендуемого срока службы в 15-20 лет);

$И_{з.п}$ – общий фонд оплаты труда;

$И_{е.с.н.}$ – единый социальный налог, составляющий 11% от разницы между $И_{з.п}$ и перечислением пенсионных взносов в накопительный пенсионный фонд $И_{п.ф}$;

$И_{н}$ – накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, Вложения за обучение кадров, транспортные расходы). Обычно это 12÷15 % от суммы всех издержек. Так как ветроэлектроэлектростанция является электростанцией с полным автоматизированным циклом, имеет небольшой персонал, а также отсутствуют потребности в транспортировке топлива, то рекомендуемый процент составляет 5% от суммы всех издержек.

Годовые амортизационные затраты определяются как:

$$И_{а}=\frac{\alpha_{а}}{100}\cdot К_{общ}=\frac{15}{100}\cdot 27\ 083\ 100=3\ 520\ 803 \text{ тыс.тенге} \quad (7.14)$$

Общий фонд заработной платы:

$$И_{з.п.}=Ч_{i}\cdot Ц_{з.п.}=10\cdot 100\ 000=1\ 000 \text{ тыс.тенге}, \quad (7.15)$$

где $Ч_{i}$ – численность персонала станции и подстанции, расчитанное по величине 0,1 чел/МВт, так как ВЭС являются полностью автоматизированными ветроэлетктростанциями.

$$И_{е.с.н.}=(И_{з.п.}-И_{п.ф.})\cdot 0,11=(1\ 000-0,1\cdot 1\ 000)\cdot 0,11=99 \text{ тыс.тенге} \quad (7.16)$$

Накладные расходы:

$$И_{н}=0,05\cdot И_{сум}=0,05\cdot 3\ 521\ 902 =176\ 095 \text{ тыс.тенге} \quad (7.17)$$

Итого, годовые эксплуатационные расходы составляют:

$$И_{общ}=3\ 520\ 803+1\ 000+99+176\ 095=3\ 697\ 997 \text{ тыс.тенге} \quad (7.18)$$

7.5. Расчет тарифа и ежегодной прибыли

Себестоимость электроэнергии составит:

$$S_{пс}=\frac{И_{общ}}{W_{год}}=\frac{3\ 697\ 997 \text{ тыс.тенге}}{378\ 428 \text{ МВт·ч}}=9,77 \text{ тенге/кВт·ч} \quad (7.19)$$

Затраты на потери электроэнергии в ЛЭП и ТП и собственные нужды:

$$W_{пот}=W_{ЛЭП}+W_{ТР}+W_{сн}=10\ 190+11\ 904+10\ 000=32\ 094 \text{ МВт·ч} \quad (7.20)$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$Ц_{пот}=32\ 094\cdot 9,77=313,5 \text{ млн.тенге} \quad (7.21)$$

Но, так как в расчете себестоимости указан отпуск электроэнергии с шин станции, то эта сумма включена в итоговый тариф.

Итоговый тариф на электроэнергию с ВЭС Достык на 2030 год составит:

- себестоимость – 9,77 тенге/кВт·ч;
- надбавка ВЭС Достык – 2,5 тенге/кВт·ч;
- тариф РЭК – 6 тенге/кВт·ч;
- надбавка электроснабжающей организации – 1,5 тенге/кВт·ч.

Таким образом, стоимость электроэнергии без надбавки ВЭС Достык составляет 17,27 тенге/кВт·ч, стоимость продажи потребителю – 19,77 тенге/кВт·ч, что соотвествует фиксированному тарифу 22,68 тенге/кВт·ч, установленному постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года №645 «Об утверждении фиксированных тарифов».

Прибыль в первый год:

$$П=2,5\cdot 378\ 428 =946 \text{ млн.тенге} \quad (7.22)$$

Чистая годоваяприбыль с учетом 20% налога составит:

$$П_ч=0,8·П=0,8·946=756,8 \text{ млн.тенге} \quad (7.23)$$

7.6 Расчет экономической эффективности инвестиций

Прежде всего, необходима оценка эффективности и прибыльности станции по индексу доходности PI:

$$P=\left(\sum_{i=1}^{n}\frac{П_ч}{(1+r)^n}\right)\Big/К_{общ}=\frac{756,8+27\,083,1}{27\,083,1}=1,03 \quad (7.24)$$

По условию, если PI > 1, то проект следует принять.

Денежный поток CF состоит из суммы чистой прибыли и амортизационных отчислений:

$$CF=П_ч+И_а=756,8+3\,697\,997=5\,450,9 \text{ млн.тенге} \quad (7.25)$$

Чистая приведенная стоимость, или NPV, определяется как разностьм ежду текущей накопленной стоимость доходов PV и текущей стоимостью инвестиций I_0:

$$NPV=\sum_{1}^{n}\frac{CF_n}{(1+r)^n}-I_0, \quad (7.26)$$

где r – ставка дисконтирования, 8%;

n – время реализации проекта, год

Таблица 7.4. – Итоги расчета NPV

Год	CF, млн.тенге	$(1+r)^n$	PV, млн.тенге	NPV, млн.тенге
0	22612,83	1	–	–
1	5450,9	1,08	5047,12963	-17565,7
2	5450,9	1,17	4658,888889	-12906,8
3	5450,9	1,26	4326,111111	-8580,7
4	5450,9	1,36	4008,014706	-4572,69
5	5450,9	1,46	3733,493151	-839,193
6	5450,9	1,57	3471,910828	2632,718

Согласно таблице 7.4, станция начнет получать прибыль через 5,5 лет.

Внутренняя норма рентабельности IRR, то есть доход на возложенные капиталовложения со стороны инвестора:

$$IRR=1-\left(\frac{CF}{К_{общ}}\right)^{\frac{1}{n}}\cdot 100\%=1-\left(\frac{5\ 450,9}{27\ 083,1}\right)^{\frac{1}{5,5}}\cdot 100\%=74\% \quad (7.27)$$

IRR>r, т.е. 74%>8%

Итого, вложенные инвестиции 27 083,1 млн.тенге, начнут окупаться через 5,5 лет, индекс доходности PI = 1,03, норма рентабельности IRR = 74%.

Помимо этого, экплуатация ВЭС Достык снижает потери электроэнергии в системе на 27 418 МВт·ч, что позволит экономить потребителям Талдыкорганского энергоузла по средневзвешенному тарифу (согласно трехуровневому тарифу) 53 739 280 тенге в год.

Таким образом, проект ВЭС Достык, всключающей в себя помимо станции повышающую подстанцию и ЛЭП 110 кВ ПС ВЭС Достык-ПС Дружба длиной 20 км считается экономически эффективным.

Приложение А Электрическая схема (формат А3)

Приложение Б Карта потокораспредения (ПО RastrWin) (формат А3)

Приложение В Схема выдачи мощности ВЭС Достык (формат А3)

Приложение Г Схема расположения ветрогенераторов в ВЭС Достык

Приложение Д Раздаточные материалы (формат А4 – 15 листов)

Заключение

Перспективный расчет Талдыкорганского энергоузла на 2030 год, не предусматривающий ввод ВЭС Достык выявил потери по напряжению в 13,37% на самой отдаленной подстанции Бесколь в максимальном режиме, годовые потери по электроэнергии составляют 6,56%. Этот режим также является аварийным режимом работы в варианте ввода ВЭС Достык. При этом максимальное количество часов простоя – 170 ч.

При эксплуатации ВЭС потери по напряжению на ПС Бесколь составляют 4,25% в максимальном режиме, годовые потери электроэнергии – 4,66%. Кроме того, переток из транзита по двум ВЛ 220 кВ снижен на 43,9%.

Помимо всего вышеперечисленного, определены суточные зимние и летние профили генерации для двух неблагоприятных дней с весьма неустойчивой скорость ветра, для наглядной демонстрации показателей генерации и перетоков из транзита по ВЛ 220 кВ в подобного рода дни.

Ввод ВЭС Достык позволяет снизить годовые потери элеткроэнергии в системе на 27 418 МВт·ч, что выражается в экономии 53 739 280 тенге в год.

Расчет технико-экономических показателей определил: капитальные вложения составили 27 083,1 млн. тенге, окупаемость – 5,5 лет при рентабельности проекта в 74% и фиксированном тарифе 19,77 тенге/кВт·ч.

Также работа станции снижает выбросы CO_2 в атмосферу на 189 214 тонн в год из расчета 500 грамм углекислого газа на кВт·ч.

Анализ режимов работы электрических сетей показал, что трансформаторы, установленные на ПС Талдыкорганская 152 с РПН ±9х1,78% способны поддерживать должный уровень напряжения, при изменении графиков нагрузки и генерации ВЭС, также регулирование осуществляется коэффициентом мощности ВЭС, зависящим от скорости ветра. Существующие сечения проводов способны выдерживать кратковременные перегрузки по току, согласно номинальному значению длительного допустимого тока. В случае отключения или выхода из строя ВЭС Достык наблюдается ситуация, описанная в пункте 3. Во избежания рассчитанных потерь, следует провести мероприятия по усилению распределительных сетей 110 кВ Талдыкоргансокго энергоузла.

Таким образом, расчеты и анализ, проведенные в рамках данного дипломного проекта показывают техническую и экономическую эффективность, а также необходимость установки ВЭС Достык в энергодефицитный регион.

Список литературы

1 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Макаров А.А и др. ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», 2013. – 110 с.

2 Обоснование по выбору песрпективных площадок для дальнейшего обоснования строительства ВЭС в среднесрочной перспективе до 2015 г. ТОО «Институт Казсельэнергопроект», – 2005. – 32 с.

3 UNDP Wind monitoring sites. Wind resource and energy assessment. Adam Trethowan, Alicia Webb. PB Power, – 2008. – 117 с.

4 Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане. ПРООН/ГЭФ и Правительство Казахстана, – 2011. – 65 с.

5 Djungar Gate Kazakhstan. Estimate of wind speed energy yield prediction. Wind Solutions, 2005. – 61 с.

6 Wind monitor programme for Kazakhstan. Report. EnergieTeam, – 2006. – 60с.

7 Djungar gate and Chilik corridor – Kazakhstan. The wind energy potential. Riso National Laboratory, 1999. – 59 с.

8 Охрана труда в электроустановках. Под редакцией проф. Б.А. Князевского, - М.: «Энергоатомиздат», 1983 г.

9 Экономика энергетики : учебное пособие для вузов. Под редакцией Н.Д.Рогалёва. - М.: Издательство МЭИ, 2005.-288 с.

10 Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Соколова И. С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.