МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра _____

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
_____
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ **20**____ **г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Схема выдачи мощности ВЭС в Атырауской области

Специальность _____

Выполнил (а) Асанов Т.А. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Тохтибакиев К.К. к.т.н. доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Ватцева Л.Ш., к.э.н. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Джсебаев М.К., д.т.н. профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Соколова И.С., ст.пр.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность _____
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Асанов Темирлан Аскерулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Схема выдачи мощности ВЭС в Атырауской области

утверждена приказом ректора № ___ от «___» _____ 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Карта схема расположения ВЭС в Атырауской области
2. Баланс мощности и энергии на 2015 год в Атырауской области.
3. Существующие схемы сети в районе подключения ВЭС
4. Параметры существующей сети АО „Атырау - Жарык".
5. Справочная информация по электрическому оборудованию электрических сетей 10-220 кВ
6. Технические данные по агрегатам ветрогенераторов

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Основные сведения о ветроагрегатах используемых на ветроэлектростанции.
2. Анализ электрических сетей рассматриваемого района и баланс мощности до 2020 года
3. Предварительные расчеты по выбору вариантов подключения ВЭС к сетям АО „Атырау - Жарык".
4. Технико - экономическое сравнение вариантов
5. Электрические расчеты
6. Объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта схема
2. Существующие схемы электрических соединений АО "Атырау-Жарык"
3. Баланс мощности и динамика электропотребления Атырауской области
4. Варианты подключения ВЭС к сетям АО "Атырау-Жарык"
5. Технико-экономическое сравнение вариантов
6. Принципиальная схема подключения ВЭС к электрическим сетям АО "Атырау-Жарык"
7. Главная схема подстанции ВЭС 110/20 кВ
8. Результаты расчетов режимов при работе ВЭС
9. Результаты расчетов динамической устойчивости при работе ВЭС
10. Результаты расчетов токов КЗ
11. Материалы по разделу БЖД
12. Материалы по разделу экономика

Рекомендуемая основная литература

1. Рокотян С.С., Шапиро И.М., "Справочник по проектированию электроэнергетических систем" Москва, 1985 г.
2. С.Е. Соколов "Регулирование реактивной мощности и напряжения в электрических сетях" Алма-Ата, 1981 г.
3. Идельчик В.И. "Электрические системы и сети" Энергоатомиздат, 1989 г.
4. В.А. Веников "Электрические системы и сети" Энергоатомиздат, 1998 г.
5. Арзамасцев "Оптимизация режима в энергосистемах"
6. А.А. Герасимов "Электрические системы и сети" Энергия, 1973 г.
7. Аберсон Ш.А. "Оптимизация регулирования напряжения" Москва, Энергия, 1975 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
1. Основная часть	Тохтибакиев К.К.		
2. Экономическая часть	Волкова Л.Ш., к.э.н.	09.02-24.05.16	
3. БЖД	Дюсебаев М.К., д.т.н.	09.02-26.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Основные сведения о ветроагрегатах	09.02 – 19.02	
	используемых на ветроэлектростанции		
1.1	Обоснование строительства ВЭС		
1.2	Сбор исходной информации для дипломного проекта «Схема выдачи мощности		
	ВЭС в Атырауской области».		
2	Анализ электрических сетей рассматри-		
	ваемого района и баланс мощности до		
	2020 года		
3	Предварительные расчеты по выбору		
	вариантов подключения ВЭС к сетям		
	АО „Атырау-Жарык"		
3.1	Составление и выбор конфигурации		
	электрической сети.		
3.2	Выбор количества и мощности трансфор-		
	маторов		
4	Технико-экономическое сравнение		
	вариантов		
4.1	Капитальные затраты по рекомендуемым		
	вариантам Атырауской ВЭС		
4.2	Обоснования к предлагаемым вариантам		
	электроснабжения		
5.	Электрические расчеты		
5.1	Расчеты режимов электрических сетей		
5.2	Расчет токов короткого замыкания		
5.3	Расчеты динамической устойчивости		
	переходных процессов		

Дата выдачи задания «____» _____ 20___ г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Тохтабаев К.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте выполнена схема выдачи мощности ВЭС в Атырауской области. Рассмотрены варианты схемы подключения ВЭС к электрическим сетям АО «Атырау-Жарык». Проведены расчеты режимов, динамической устойчивости, токов короткого замыкания.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы пожарной безопасности, молниезащиты устройств.

В разделе экономики проведена оценка экономической эффективности строительства ВЭС.

Annotation

In the degree project the scheme of delivery of power of WES in the Atyrau region is executed. Options of the scheme of connection of WES to electric networks of JSC «Atyrau-Zharyk» are considered. Calculations of the modes, dynamic stability, currents of short circuit are carried out.

In the section of health and safety questions of fire safety, lightning protection of devices are considered.

In the section of economy the assessment of economic efficiency of construction of WES is carried out.

Аңдатпа

Дипломдық жобада Атырау облысындағы ЖЭС қуатын өндіру сұлбасы орындалған. ЖЭС-ты АО «Атырау-Жарық» электр желісіне қосу сұлбаларының нұсқалары қарастырылды. Режимдердің, динамикалық орнықтылықтың, қысқа тұйықталу тоқтарының есептері жүргізілді.

Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде, өрт қауіпсіздігінің, қондырғылардың найзағайдан қорғану сұрақтары қарастырылды.

Экономика бөлімінде ЖЭС құрылысының экономикалық тиімділігінің бағасы жүргізілді.

Содержание

	Введение …….....	7
1	Основные сведения о ветроагрегатах используемых на ветроэлектростанции …….……	8
1.1	Обоснование строительства ВЭС……...	8
1.2	Сбор исходной информации для дипломного проекта "Схема выдачи мощности ВЭС в Атырауской области"……	9
2	Анализ электрических сетей рассматриваемого района и баланс мощности до 2020 года ……...	12
2.1	Анализ работы электрических станций Атырауской области……	12
3	Предварительные расчеты по выбору вариантов подключения ВЭС к сетям АО «Атырау-Жарык» …..…….	15
3.1	Составление и выбор конфигурации электрической сети ……..	15
3.2	Выбор количества и мощности трансформаторов……...	22
4	Технико-экономическое сравнение вариантов …….	23
4.1	Капитальные затраты по рекомендуемым вариантам Атырауской ВЭС……	23
4.2	Обоснования к предлагаемым вариантам электроснабжения ……	25
5	Электрические расчеты ……..…….....	26
5.1	Расчеты режимов электрических сетей ……	26
5.2	Расчет токов короткого замыкания …….. ...	36
5.3	Расчеты динамической устойчивости переходных процессов …….....	37
6	Энергосбережение …….....	47
7	Экономическая часть…….....	49
7.1	Технико-экономическое обоснование строительства ВЭС ……	49
7.2	Расчет технико-экономических показателей ВЭС ……...	50
7.3	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций …	58
8	Безопасность жизнедеятельности …….	62
8.1	Общие положения.....	62
8.2	Гигиеническая оценка ВЭС как источников шума и инфразвуков …..	62
8.3	Нормирование микроклимата ……	63
8.4	Расчет заземляющего устройства …….	65
8.5	Противопожарные мероприятия ……...	68
8.6	Меры пожарной безопасности при проведении огневых работ на объектах станции и при пожаре ……	68
8.7	Расчет молниезащитного устройства подстанции ……..	70
	Сокращения и обозначения ……	73
	Выводы ……	74
	Список литературы ……	76

Введение

Настоящий дипломный проект выполнен по договору № 94-15 (01615Q) от 20.08.2015г., с ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» (Заказчик) в соответствии с техническим заданием.

Целью данного проекта является разработка схемы выдачи электрической мощности Ветроэлектростанции с установленной мощностью 52,8 МВт (32×1,65) МВт в увязке с развитием электрических сетей рассматриваемого района для последующего согласования с системным оператором АО "KEGOC" в объеме, достаточном для получения технических условий на присоединение.

Основанием для проекта являются следующие документы:

-Закон Республики Казахстан № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года.

-Исходные данные по существующему состоянию и перспективе развития электрической сети в зоне строительства ВЭС, Исатайский район представлены АО «Атырау-Жарык», данные по составу основного оборудования ВЭС, размещению площадки расширяемой части станции представлены Заказчиком.

В проекте составлены балансы электрической мощности в целом по Атыраускому энергоузлу и в зоне действия ВЭС. Выполнены электрические расчеты, разработаны принципы релейной защиты и линейной автоматики, противоаварийной автоматики, организации средств диспетчерского и технологического управления, а также определены ориентировочные объемы электросетевого строительства.

При выполнении проекта были использованы предыдущие проработки по рассматриваемому району:

1. Схема выдачи мощности Атырауской ТЭЦ 2013 г.
2. Схема развития электрической сети АО «Атырау-Жарык» до 2023 г.

1 Основные сведения о ветроагрегатах используемых на ветроэлектростанции

1.1 Обоснование строительства ВЭС

Цель проекта.

Целью проекта является строительство и эксплуатация ветроэлектростанции (далее – ВЭС) мощностью 52,8 МВт в Исатайском районе Атырауской области. Местность входит в Западную энергетическую зону Казахстана.

В Атырауской области имеется значительный дефицит мощности, покрываемый от «МАЭК» и импортом электроэнергии из РФ. С учетом прогнозируемого дефицита электроэнергии на западе Казахстана использование местных возобновляемых источников энергии является актуальной задачей для решения проблем энергоснабжения районов. Также использование ВЭС и замещение традиционных источников энергии, работающих на топливе, внесет вклад в выполнение международных обязательств Казахстана по сокращению выбросов парниковых газов в соответствии с Рамочной Конвенцией ООН по изменению климата, участником которой является наша страна.

Организатор проекта.

Единственным заказчиком проекта является ТОО "ВетроЭнергоТехнологии". Данное товарищество несет ответственность за успешную реализацию настоящего проекта, в рамках существующих законов Республики Казахстан и принятых на себя обязательств.

Суть проекта.

Реализация данного проекта подразумевает привлечение финансовых ресурсов в размере 12 382 млн. тенге, что составляет 100% от общей стоимости проекта. Заемные и собственные средства будут направлены на оплату стоимости ветро генераторов и их транспортировки до места монтажа, строительство ПС-110/20 кВ и ВЛ-110Кв, производство СМР и проведение пусконаладочных работ, а также строительство АБК .

Для реализации проекта выполнены следующие мероприятия:

-имеется предварительный контракт с поставщиком оборудования;

-за счет собственных средств произведена оплата 2-х ветрогенераторов типа «Vestas V66-1,65»;

- осуществляется производство подготовительных работ по строительству оснований и фундаментов ветроэнергетических установок .

Реализация проекта ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» по строительству ВЭС позволит решить проблему дефицита электроэнергии как на районном, так и на региональном уровне, снизить зависимость от импорта электроэнергии, рационально использовать имеющиеся ресурсы возобновляемой энергии, увеличить долю альтернативных источников энергии в общем энергетическом балансе страны и снизить выбросы парниковых газов.

Расположение площадки.

Площадка под строительство ВЭС расположена в 4-х километрах к северо-западу от пос. Забурунье, в 90 метрах от канала на юг. В 2-х километрах севернее проходит автодорога «Атырау-Астрахань». Участок ограничен с запада и с севера каналом, с юга в 3-х километрах и западнее в 4-х км начинается Каспийское море.

1.2 Сбор исходной информации для дипломного проекта "Схема выдачи мощности ВЭС в Атырауской области"

1.2.1 Оценка ветрового потенциала на площадке

Статистика скорости ветра показана на рисунке 1.2.1:

Статистика ветра	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Высота над уровнем земли (м)	**51.0**	**49.0**	**26.5**
Минимальная скорость ветра (м/с)	0.0	0.0	0.0
Средняя скорость ветра (м/с)	**6.82**	**6.74**	**5.96**
Максимальная скорость ветра (м/с)	21.2	29.4	20.4
Порывы ветра (м/с)	27	26	26
IEC (15 м/с) интенсивность турбулентности	9.8 %	10.6 %	11.6 %

Рисунок 1.2.1 – Статистика скорости ветра

Статистика окружающей среды показана на рисунке 1.2.2:

Статистика окружающей среды	Минимум	Среднее	Максимум
Температура (°C)	-24.5	11.9	39.1
Давление (кПа)	991.0	1020.6	1048.0

Рисунок 1.2.2 – Статистика окружающей среды

Роза направления ветра (слева) и роза энергии ветра (справа) представлены на рисунке 1.2.4:

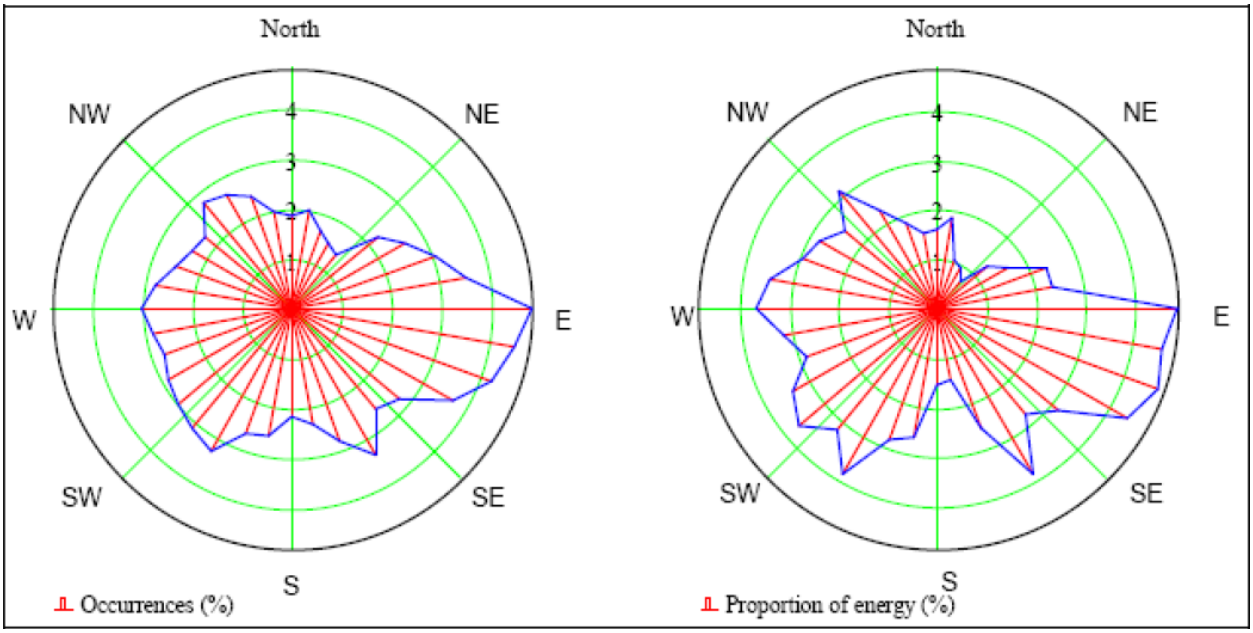


Рисунок 1.2.4 – Роза направления ветра и роза энергии ветра

Сезонное распределение скорости ветра, представленное на рисунке 1.2.5, демонстрирует характер изменения скорости ветра по месяцам по отношению к среднегодовой скорости ветра:

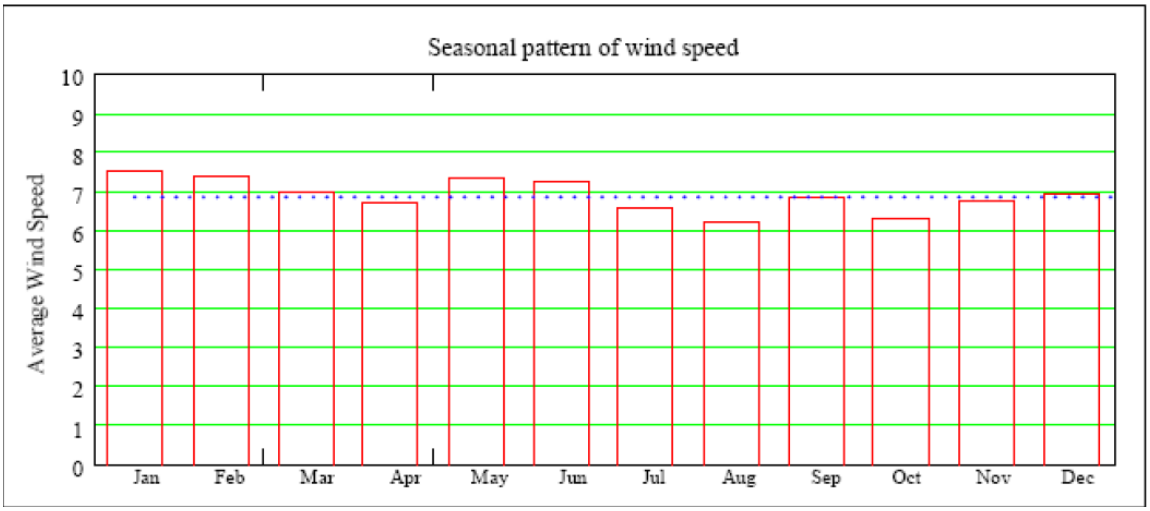


Рисунок 1.2.5 – Диаграмма сезонного распределения скорости ветра

Долгосрочная скорость ветра на выбранной площадке на высоте 70 метров определена в – 7,15 м/сек.
Вычисленная плотность воздуха на высоте 70 метров принята как средняя для всех турбин на площадке и составляет – 1,231 кг/м куб.

1.2.2 Анализ потребления и генерации э/э Атырауской области

АО Атырауская ТЭЦ покрывает более 80 % потребляемой мощности по г.Атырау и Атырауской области в зимний период и 100% в летний период времени. На рисунках 1.2.6 и 1.2.7 приведены суточные графики нагрузок за контрольные дни 2014 года АО «Атырау-Жарык».

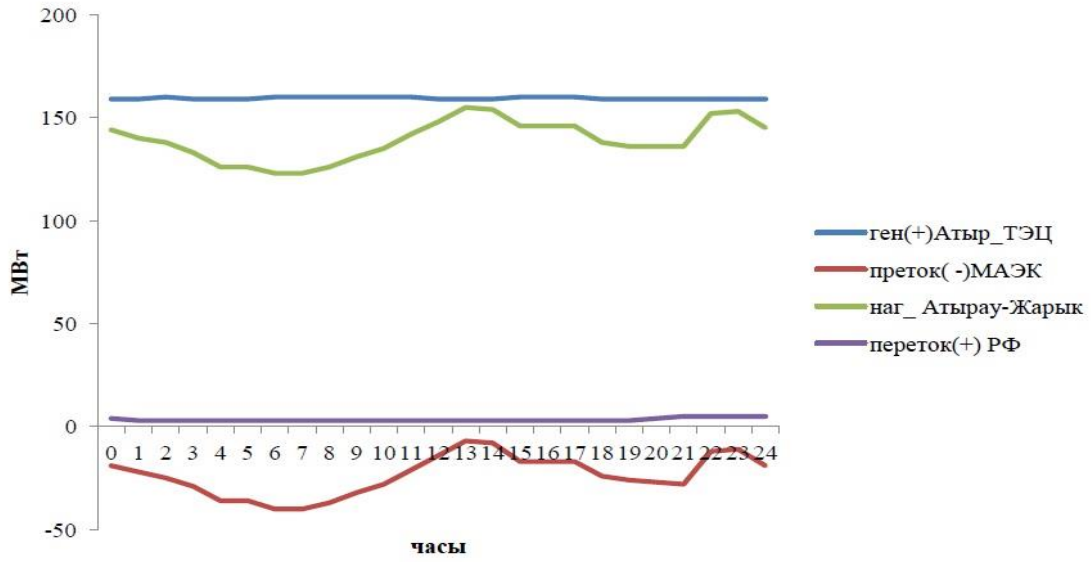


Рисунок 1.2.6 – Суточный график нагрузок

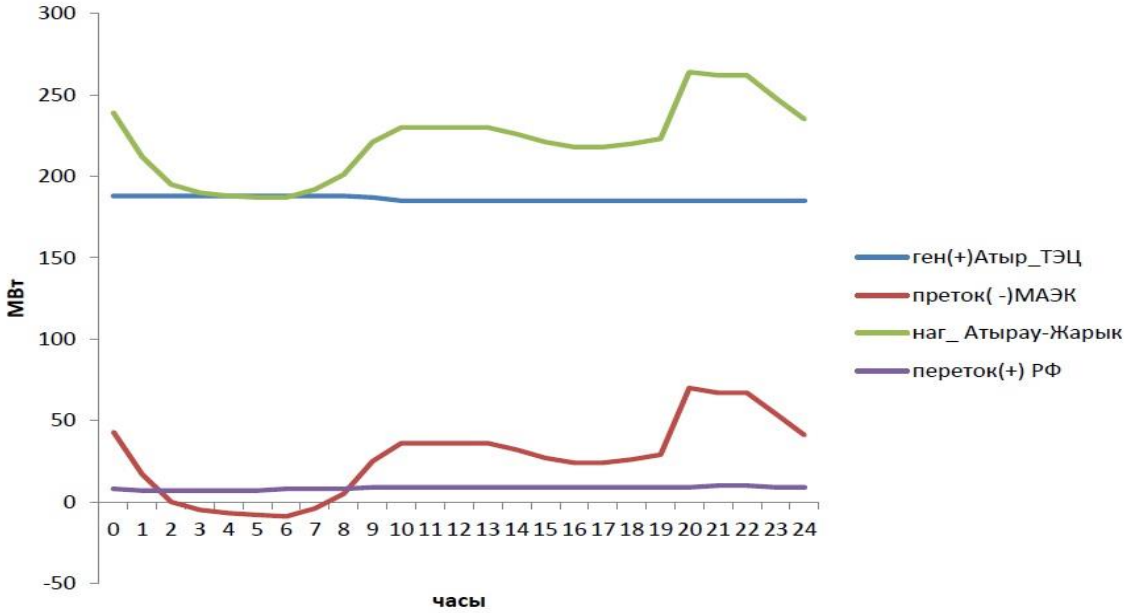


Рисунок 1.2.7 – Суточный график нагрузок

Анализ суточных графиков нагрузок показывает, что покрытие дефицитов мощности в объеме 50-60 МВт осуществляется за счет ТОО «МАЭК Казатомпром». Поставки из Астрахань Энерго (РФ) незначительны и составляют 5-9 МВт.

В 2009 году по сравнению с 2008 годом наблюдается незначительное снижение электропотребления на 0,7 %. Далее начиная с 2009 года, наблюдается ежегодный прирост электропотребления в объеме 3-4%.

2. Анализ электрических сетей рассматриваемого района и баланс мощности до 2020 года

Предварительный выбор ветроплощадок под ВЭС мощностью более 52 МВт был выполненпо имеющейся информации о ветровом потенциале, собранной в аэропортах, на метеорологических станциях и на предприятиях электрических сетейпредоставленной АО «Атырау-Жарык».

За последние годы ведущими центрами по прогнозированию электроэнергии от ВИЭ был выполнен ряд исследовательских работ технико-экономических обоснований по ГЭС и ВЭС. Разработаны конкретные проекты, и на ряде ветроплощадок произведены замеры ветрового потенциала по методике международных стандартов. Определенный опыт, накопленный центрами, позволил квалифицированно проанализировать существующее состояние использования ВИЭ и дать технические предложения по решению экологических проблем Казахстана с широким использованием ВИЭ. Эти предложения учитывались при подготовке ряда постановлений, законов и программ по использованию, в первую очередь, гидроресурсов рек и ветрового энергопотенциала.

2.1 Анализ работы электрических станций Атырауской области

В настоящее время вАтырауской области функционируют следующие электростанции:

1 АО «Атырауская ТЭЦ» мощностью 314 МВт,
2 ТЭЦ ТОО «АНПЗ» (18 МВт),
3 ГТЭС компании ТШО (478 МВт).
4 ГТЭС компании Аджип ККО мощностью 230 МВт.

Далее согласно сведениям акиматаАтырауской области работа по привлечению потенциальных инвесторов с целью вовлечения в энергобаланс возобновляемых источников электроэнергии и вводом в 2015-2017 годах ветроэлектростанций мощностью до 50 МВт будет продолжаться.

Обеспечение электроэнергией потребителей Атыраускойобласти в зоне действия Региональной энергокомпанией АО «Атырау-Жарык» осуществляется от АО «Атырауская теплоэлектроцентраль» и поставками из внебалансовыхэнергоисточников: ТОО «МАЭК - Казатомпром» и Российской энергосистемы (поставщик – ЗАО «ИнтерРАО ЕЭС»).

Генерируемая мощность на электростанции ТОО «АНПЗ» предназначена для собственных нужд и в балансе Атырауской энергосистемы участвует для подержания режима и единой частоты.

Электростанции компании ГТЭС ТШО иАджип ККО расположены вблизиТенгизского и Кашаганского месторождений нефти и газа Прикаспийского шельфа. Основной задачей электростанций является утилизация попутного газа для обеспечения процесса добычи нефти. На данных месторождениях планируется строительство завода второго поколения (ЗВП) мощностью 9-12 млн. тонн нефти и развитие проекта

закачки сырого газа (ЗСГ), осуществляемый ТОО «Тенгизшевройл».Также планируется строительство установки по подготовке нефти и газа, реализуемый компанией «Agip KCO» с мощностью нового завода 8 млн. тонн нефти и 6,6 млрд. $м^3$ обессеренного газа.Поэтому 100% генерации электрической мощности потребляется для собственных нужд. В балансе Атырауской энергосистемы электростанции не участвуют. Ниже на рисунке 2.1 показана структура покрытия электроэнергии Атырауской области за 2013-2015 гг. в зоне действия АО «Атырау-Жарык».

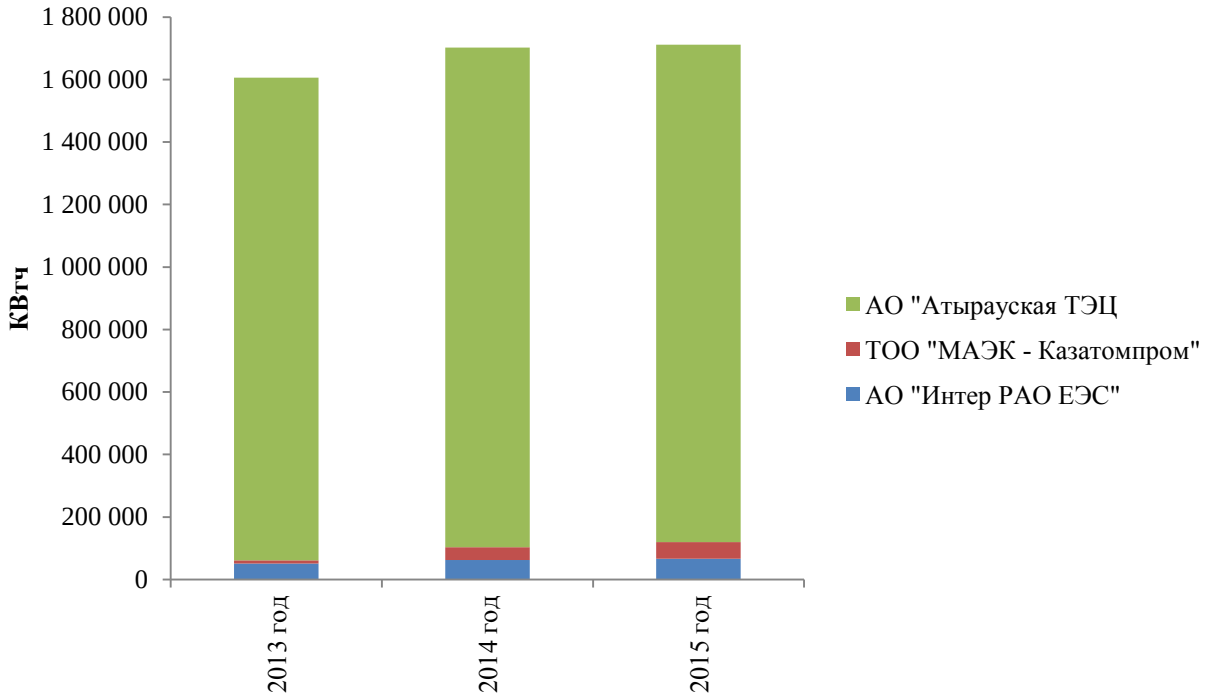


Рисунок 2.1 – Структура покрытия электроэнергии Атырауской области за 2013-2015 гг. в зоне действия АО «Атырау-Жарык»

Согласно сведениям представленных АО «Атырау-Жарык» за 2013-2015 гг. средний дефицит электроэнергии составил 6% или в режимах покрытия пиковых нагрузок до 50 МВт.

В связи с этим очевидно, чтообеспечением перспективных нагрузок по Атырауской области необходимо осуществлять путем ввода новых источников таких как Ветроэлектростанции.

В соответствии с предоставленными данными до 2020 года предполагается ввод 1, 2 и 3 очереди ВЭС. В таблице 2.1 приведены данные по перспективным ветрогенераторам, с указанием ожидаемого срока ввода в эксплуатацию.

Таблица 2.1 – Ввод ветрогенераторов до 2020 года

Этапы	Года ввода в эксплуатацию	Ном.мощность, за единицу, МВт	Количество ВЭУ	Уст. Мощность, МВт	Среднегодовая выработка, тыскВтч
1	2015-2016	1,65	9	14,85	39 026
2	2016-2017	1,65	9	14,85	39 026
3	2017-2020	1,65	14	23,1	60 707
	Итого			**52,8**	**138 758**

В соответствии с приведенной таблицей на ВЭС общее количество турбогенераторов составит 32 шт, с установленной мощностью 52,8 МВт.

Количество и тип ветрогенераторас указанием сроков ввода в эксплуатацию приведены в нижеследующей таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Количество и тип ветрогенераторов на ВЭС

№	Тип. Турбогенераторов	2016 год		2017 год		2020 год	
		Уст. мощность. МВт	Расп, МВт	Уст.мощность МВт	Расп, МВт	Уст.мощность МВт	Расп, МВт
1	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
2	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
3	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
4	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
5	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
6	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
7	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
8	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
9	V66-1.65	1,65	1,49	1,65	1,49	1,65	1,49
10	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
11	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
12	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
13	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
14	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
15	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
16	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
17	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
18	V66-1.65			1,65	1,49	1,65	1,49
19	V66-1.65					1,65	1,49
20	V66-1.65					1,65	1,49

Продолжение таблицы 2.2

№	Тип. Турбогенераторов	2016 год		2017 год		2020 год	
		Уст. мощность. МВт	Расп, МВт	Уст.мощность МВт	Расп, МВт	Уст.мощность МВт	Расп, МВт
21	V66-1.65					1,65	1,49
22	V66-1.65					1,65	1,49
23	V66-1.65					1,65	1,49
24	V66-1.65					1,65	1,49
25	V66-1.65					1,65	1,49
26	V66-1.65					1,65	1,49
27	V66-1.65					1,65	1,49
28	V66-1.65					1,65	1,49
29	V66-1.65					1,65	1,49
30	V66-1.65					1,65	1,49
31	V66-1.65					1,65	1,49
32	V66-1.65					1,65	1,49
	Итого	**14,85**	**13,365**	**29,7**	**26,73**	**52,8**	**47,52**

3. Предварительные расчеты по выбору вариантов подключения ВЭС к сетям АО Атырау Жарык

3.1 Составление и выбор конфигурации электрической сети

Вариант 1.

Предполагается строительство ВЭС – 110/20 кВ на площадке ВЭС ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» с двумя силовыми трансформаторами 110/20 кВ мощностью по 40 МВА, четырьмя секциями шин 20кВ, строительство двух ВЛ-110 кВ длиной по 5 км, в рассечку существующей ВЛ-110 кВ. №168.

1-ый варинат схемы подключения ВЭС к сетям АО «Атырау Жарык» представлен на чертеже 2015-94-15.01.01

Вариант 2.

Предполагается строительство ВЭС -110/20/10 кВ на площадке ВЭС ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» с двумя силовыми трансформаторами 110/20/10 кВ мощностью по 40 МВА, четырьмя секциями шин 20 кВ, двумя секциями шин 10 кВ, строительство двух ВЛ-110 кВ длиной по 5 км., в рассечку существующей ВЛ-110 кВ. №168.

2-ой варинат схемы подключения ВЭС к сетям АО «Атырау Жарык» представлен на чертеже 2015-94-15.01.02

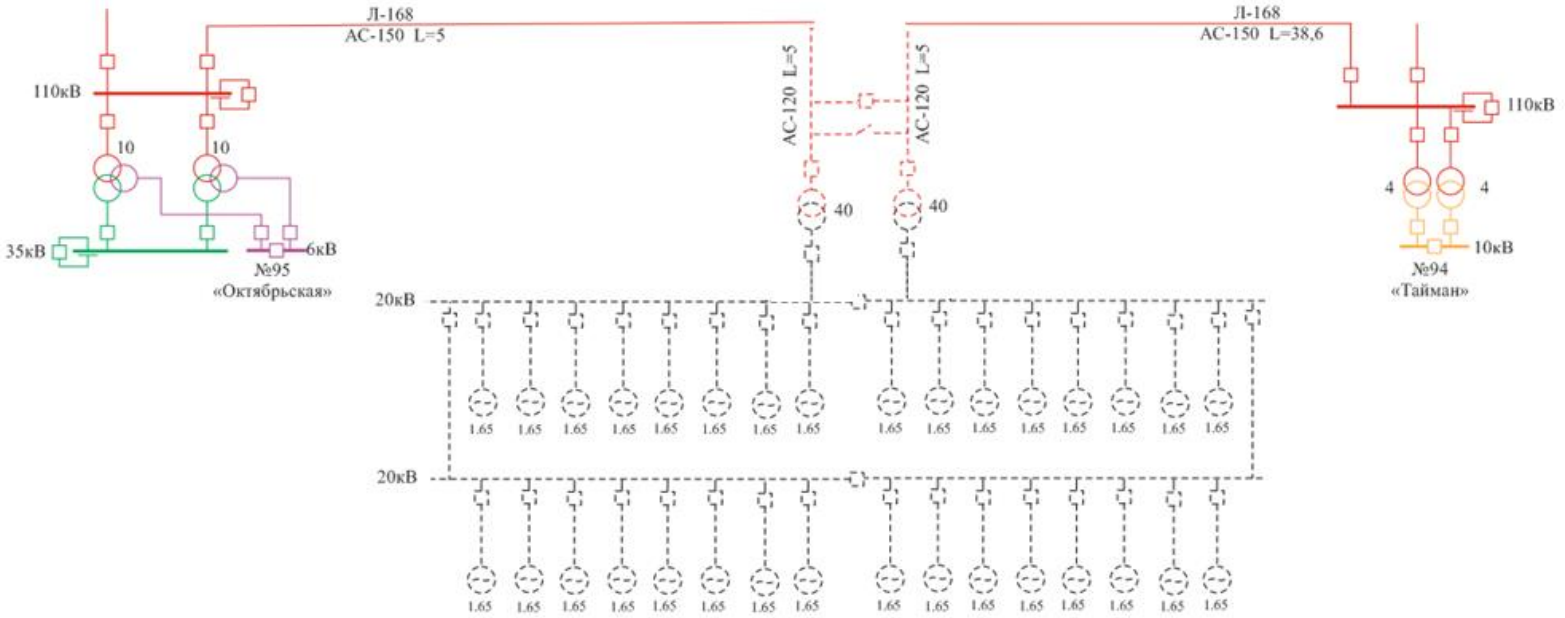
Вариант 3.

Строительство ВЭС-110/20/10 кВ на ПС №95 «Октябрьская» 110/35/10, с двумя силовыми трансформаторами 110/20/10 кВ мощностью по 40 МВА, четырьмя секциями шин 20 кВ, двумя секциями шин 10 кВ, строительство двух ВЛ-20 кВ длиной по 5 км, с подключением на шины 110 кВ ПС №95 «Октябрьская».

3-ий варинат схемы подключения ВЭС к сетям АО «Атырау Жарык» представлен на чертеже 2015-94-15.01.03

В рамках подключения ВЭС рассмотрены варианты подключения ОРУ-110 кВ к существующей сети, а также строительства новых воздушных ЛЭП варианты выбраны по условиям целесообразности и уменьшения длины новых линий.

При выборе вариантов выдачи мощности ВЭС были учтены условия V покрытия перспективных нагрузок ТОО «Атырауский НПЗ» и развитие социально-экономического, индустриального – инновационного блока Атырауской области к 2020 году в зоне ответственности региональной энергокомпании АО «Атырау-Жарык». Рассмотрены варианты строительства ОРУ 110 кВ на площадке ВЭС ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» и ПС №95 «Октябрьская». Ниже представлены возможные варианты присоединения новой ВЛ-110 кВ в рассечку существующей ВЛ-110 кВ. №168.

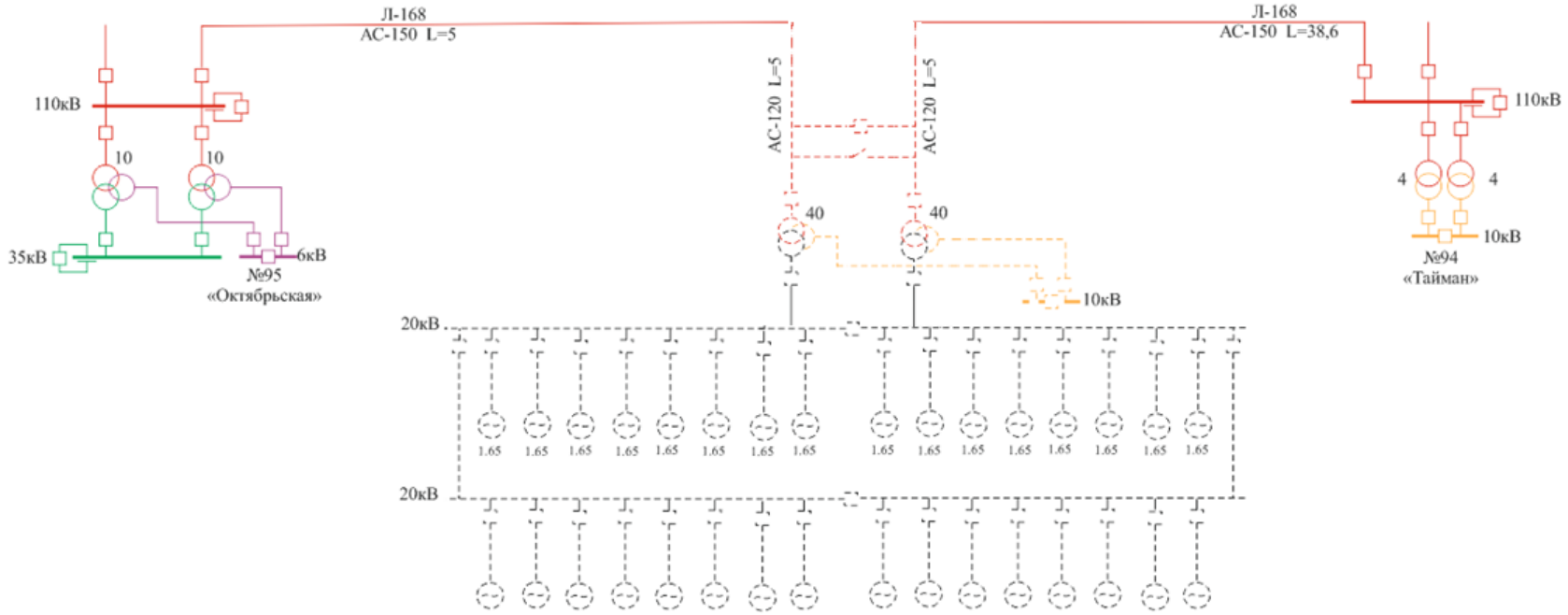


Примечания:

1. Номинальные мощности генераторов указаны в МВт, трансформаторов в МВА
2. Л-168 - номер линии,
   АС-150 - марка и сечение провода,
   L=38,6 - протяженность линии в км.
3. №95 - номер и наименование п/с «Октябрьская»

Наименование	Существующие линии по состоянию 2015г.	Перспективное развитие электрических сетей
ВЛ 110 кВ		
ВЛ 35 кВ		
ВЛ 20 кВ		
ВЛ 10 кВ		
ВЛ 6 кВ		

Рисунок 3.1.1 – Вариант 1-й схемы внешнего подключения ВЭС-110/20 кВ к электрическим сетям 110 кВ

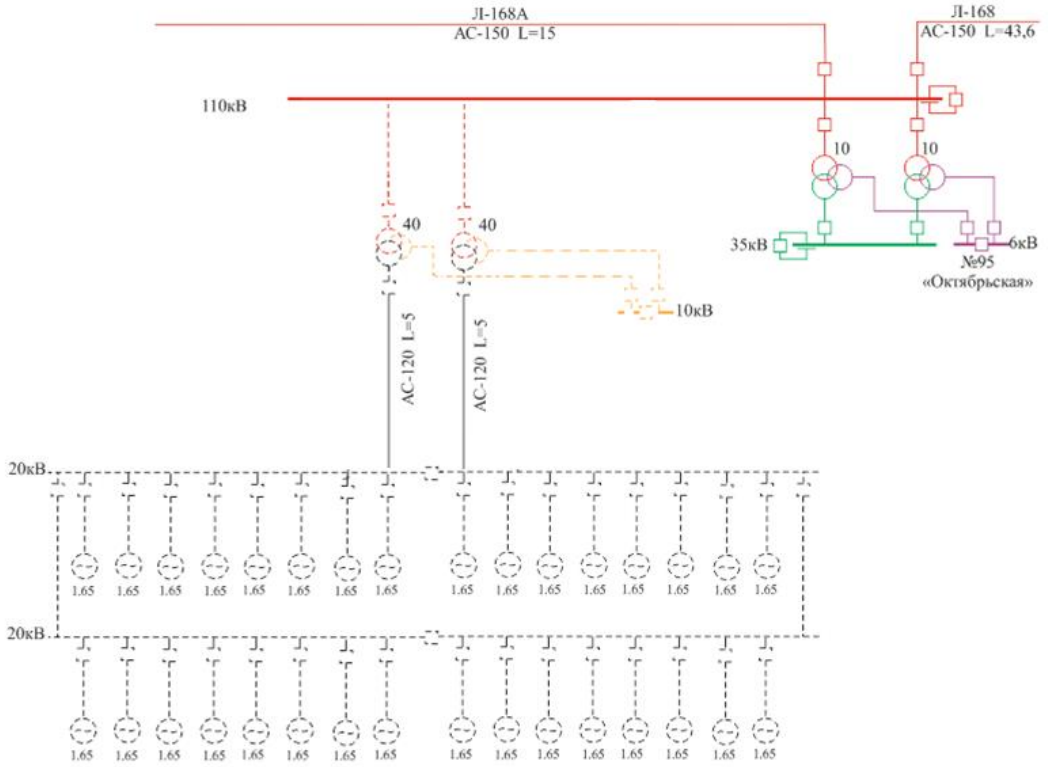


Примечания:

1. Номинальные мощности генераторов указаны в МВт, трансформаторов в МВА
2. Л-168 - номер линии,
   АС-150 - марка и сечение провода,
   L=38,6 - протяженность линии в км.
3. №95 - номер и наименование п/с «Октябрьская»

Наименование	Существующие линии по состоянию 2015г.	Перспективное развитие электрических сетей
ВЛ 110 кВ		
ВЛ 35 кВ		
ВЛ 20 кВ		
ВЛ 10 кВ		
ВЛ 6 кВ		

Рисунок 3.1.2 – Вариант 2-й схемы внешнего подключения ВЭС-110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ



Примечания:

1. Номинальные мощности генераторов указаны в МВт, трансформаторов в МВА
2. Л-168А - номер линии,
   АС-150 - марка и сечение провода,
   L=84 - протяженность линии в км.
3. №95 «Октябрьская» - номер и наименование п/с

Наименование	Существующие линии по состоянию 2015г.	Перспективное развитие электрических сетей
ВЛ 110 кВ	———	- - - - - - - - - - - - -
ВЛ 35 кВ	———	
ВЛ 20 кВ	———	- - - - - - - - - - - - -
ВЛ 10 кВ	———	- - - - - - - - - - - - -
ВЛ 6 кВ	———	

Рисунок 3.1.3 – Вариант 3-й схемы внешнего подключения ВЭС-110/20/10 кВ на ПС «Октябрьская» 110/35/10

На рисунке 3.1.1 представлен вариант-1, схемы внешнего подключения ВЭСк электрическим сетям 110 кВ АО «Атырау-Жарык», включающей следующий объем строительства:

1) Строительство повышающей ПС 110/20 кВ, ОРУ 110 с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА;
2) Строительство двух ВЛ 110 кВ протяженностью по 5 км, маркой провода АС-120;
3) Строительство ВЭС, с вводом в эксплуатацию 32 ветровых турбин «VestasV66-1,65» мощностью по 1,65 МВт каждая;
4) Установка КСО – 20 кВ 48шт. (по 12 шт. на каждую секцию шин).

На рисунке 3.1.2 представлен вариант-2, схемы внешнего подключения ВЭС-110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ:

1) Строительство повышающей ПС 110/20/10 кВ, ОРУ 110 с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА;
2) Строительство двух ВЛ 110 кВ протяженностью по 5 км, маркой провода АС-120;
3) Строительство ВЭС, с вводом в эксплуатацию 32 ветровых турбин «VestasV66-1,65» мощностью по 1,65 МВт каждая;
4) Устроительство КРУ – 20 кВ. Установка КСО в количестве 48 шт. (по 12 шт. на каждую секцию шин).
5) Строительство КРУ – 10кВ.

На рисунке 3.1.3 представлен вариант-3 схемы внешнего подключения ВЭС-110/20/10 кВ на ПС «Октябрьская» 110/35/10:

1) Установкой 2-х силовых трансформаторов по 110/20/10, мощностью 40 МВА;
2) Строительство ВЭС, с вводом в эксплуатацию 32 ветровых турбин «VestasV66-1,65» мощностью по 1,65 МВт каждая;
3) Устроительство КРУ – 20 кВ. Установка КСО в количестве 48 шт. (по 12 шт. на каждую секцию шин).
4) Строительство двух ВЛ 20 кВ протяженностью по 5 км, маркой провода АС-150;
5) Строительство КРУ – 10кВ.

По первому варианту, схему ОРУ 110 кВ ВЭС предусматривается выполнить по схеме 110-5АН со строительством двух силовых трансформаторами 110/20 кВ мощностью по 40 МВА, четырьмя секциями шин 20кВ, с присоединением ОРУ 110 кВ в рассечку существующей ВЛ-110 кВ. №168.

По второму варианту, схему ОРУ 110 кВ ВЭС предусматривается выполнить также по схеме 110-5АН и присоединением ОРУ 110 кВ в рассечку существующей ВЛ-110 кВ. №168, однако со строительством двух силовых трансформаторами с расщепленной обмоткой 110/20/10 кВ мощностью по 40 МВА и четырьмя секциями шин 20кВ.

По третьему варианту, предусматривается расширение существующей ПС №95 «Октябрьская» 110/35/10 и строительством двух силовых

трансформаторов с расщепленной обмоткой 110/20/10 кВ мощностью по 40 МВА и четырьмя секциями шин 20кВ.

Анализ трех разработанных вариантов показал, что наиболее эффективным и надежным является 1 вариант. В связи с тем, что ПС 110 кВ будет самостоятельно подключаться к ВЛ №168 «Октябрьская – Тайман» и отсуствием расщепленной обмотки в трансформаторе. Принципиальная схема ПС 110 кВ ВЭС приведена на рисунке 3.1.4.

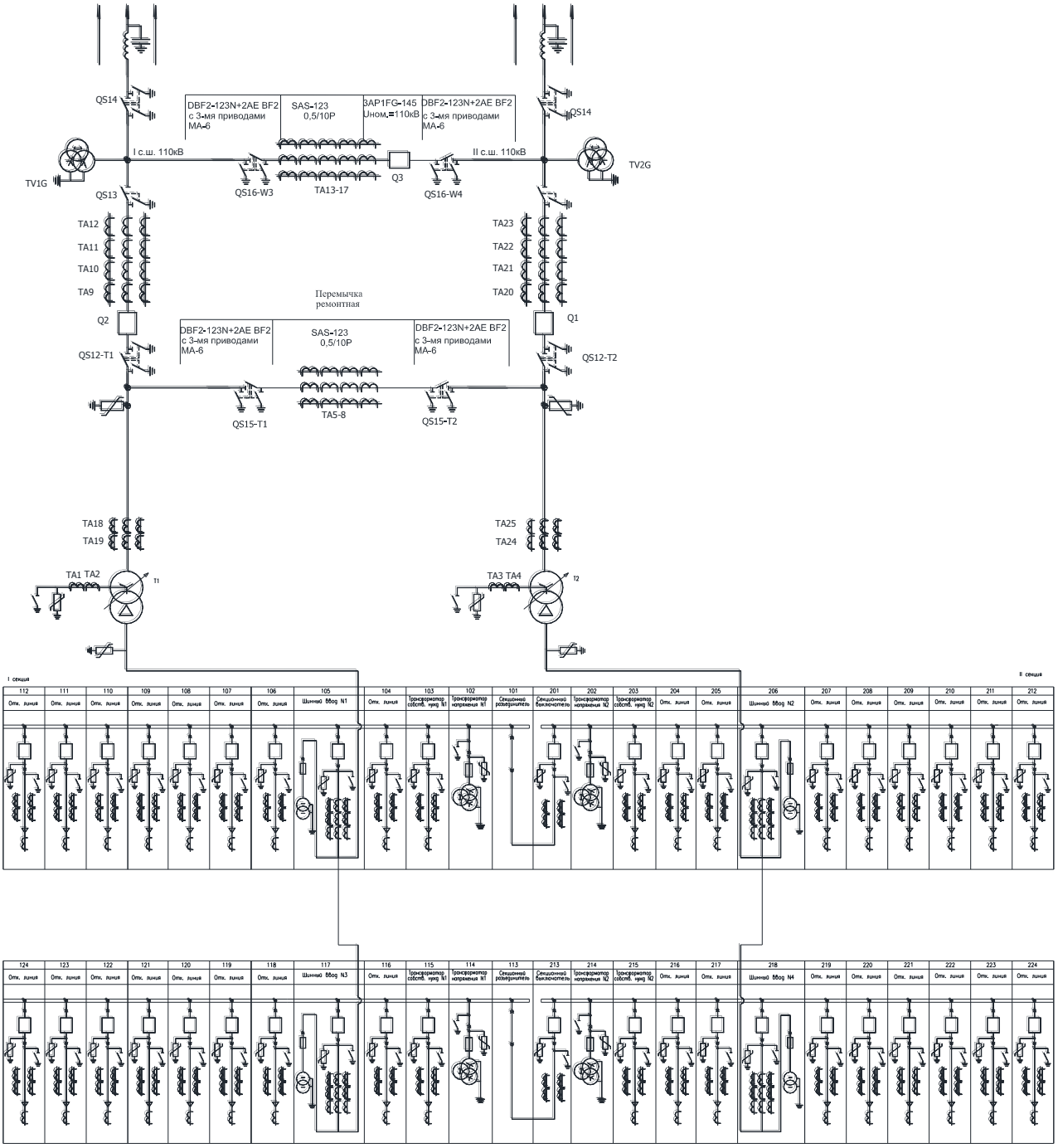


Рисунок 3.1.4 – Принципиальная схема 1 варианта

3.2 Выбор количества и мощности трансформаторов

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 110 кВ, как правило, устанавливаются трансформаторы. В практике проектирования на

подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов.

При установке двух трансформаторов (автотрансформаторов) при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора (автотрансформатора) принимается по формуле:

$$S_{тр} = \frac{S_{г}}{1,4} \quad (3.1)$$

где 1,4 – коэффициент, учитывающий, что в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку в 1,4 номинальной мощности.

Выбор производим при помощи формулы (3.1):

$$S_{тр} = \frac{52,8}{1,4} = 37,7, \text{ МВт.}$$

В виду того, что расчеты ведутся аналогично, сведем результаты в таблицу 3.2.1. В которой произведем выбор типа и числа трансформаторов в нагрузочных узлах.

Таблица 3.2.1 – Тип и число трансформаторов

Номер	*SГ*, МВА	*SномТР*, МВА	Процентное соотношение (*SГ*/ *SномТР*)*100%	Кол-во трансформаторов	Тип выбранного трансформатора
1	52,8	40	132% от 52,8 МВА	2	ТДТН – 40000/110

4. Технико-экономическое сравнение вариантов

4.1 Капитальные затраты по рекомендуемым вариантам Атырауской ВЭС

Капитальные затраты по вариантам присоединения ВЭС к сетям АО»Атырау Жарык»определены по «Укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6/10-750 кВ» ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС», 2012г.

Ниже в таблицах приведены объемы электросетевого строительства и ориентировочные капитальные вложения по вариантам расширения выдачи мощности Атырауской ВЭС.

Таблица 4.1.1 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства при варианте 1 выдачи мощности Атырауской ВЭС

Наименование	Ед. стоимости, тыс.тенге	Кол-во	Всего стоимость (тыс.тенге)
Линии электропередач 110 кВ			
Двухцепная ВЛ 110 кВ с проводом АС-150	24 300	2	48 600
Сроительство ОРУ 110 кВ			
ОРУ 110/10 кВ	301 800	2	603 600
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ	39 491	5	197 455
Трансформатор 40 МВа	185 000	2	370 000
Итого			**1 219 655**

Таблица 4.1.2 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства при варианте 2 выдачи мощности Атырауской ВЭС

Наименование	Ед. стоимости, тыс.тенге	Кол-во	Всего стоимость (тыс.тенге)
Линии электропередач 110 кВ			
ДвухцепнаяВЛ 110 кВ с проводом АС-150	24 300	2	48 600
Сроительство ОРУ 110 кВ			
ОРУ 110/20/10 кВ	680 864	2	1 361 728
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ	39 491	5	197 455
Трансформатор 40 МВа, 110/20/10	200 000	2	400 000
Итого			**2 007783**

Таблица 4.1.3 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства при варианте 3 выдачи мощности Атырауской ВЭС

Наименование	Ед. стоимости, тыс.тенге	Кол-во	Всего стоимость (тыс.тенге)
Капиталовложения			
ДвухцепнаяВЛ 20 кВ,	5200	2	10 400
ОРУ 110/20/10 кВ	680 864	2	1 361 728
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ	39 491	5	197 455

Продолжение таблицы 4.1.3

Наименование	**Ед. стоимости, тыс.тенге**	**Кол-во**	**Всего стоимость (тыс.тенге)**
Трансформатор 40 МВА, 110/20/10	200 000	2	400 000
Итого			**1 969583**

4.2 Обоснования к предлагаемым вариантам электроснабжения

Как видно из приведенных таблиц стоимостные показатели по предлагаемым вариантам расширения выдачи мощности Атырауской ВЭС в большей степени определяются классом напряжением сети.

Первый вариант подключения ВЭС-110/20 кВ к электрическим сетям 110 кВ.

- Преимущества: минимальные капитальные затраты по сравнению с другими вариантами, число присоединений позволяет использование не сложной главной схемы ОРУ 110 кВ, защиты и управления ПС;

Недостатки: все недостатки присущие типовой схеме 110-5Н.

Второй вариант подключения ВЭС-110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ.

- Преимущества: усредненные капитальные затраты по сравнению с другими вариантами, выдача мощности может обеспечиваться на напряжении 10 кВ без лишней трансформации.

-Недостатки: усложняет схему выдачи мощности. Увеличиваются токи короткого замыкания на напряжении 10 кВ и 20 кВ, усложняется схема защиты и управления.

Третий вариант подключения ВЭС-110/20/10 кВ на ПС «Октябрьская» 110/35/10 кВ.

Преимущества: нет необходимости в строительстве новой ПС.

Недостатки: возникает необходимость строительства ВЛ 20 кВ от площадки ВЭС, также возникает необходимость расширения ПС Октябрьская.

Сравнительная таблица по капиталовложениям показана в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Сравнительная таблица по капиталовложениям

Варианты	**Полная стоимость (млн.тг)**	**примечание**
1 Схема 1 подключения ВЭС -110/20 кВ к электрическим сетям 110 кВ	1 219 655	Сравнительная стоимость без учета РЗиА и управления

Продолжение таблицы 4.2.1

Варианты	Полная стоимость (млн.тг)	примечание
2 Схема 2 подключения ВЭС -110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ	2 007 783	Сравнительная стоимость без учета РЗиА и управления
3 Схема 3 подключения ВЭС -110/20/10 кВ на ПС «Октябрьская» 110/35/10	1 969 583	Сравнительная стоимость без учета РЗиА и управления

По капиталовложениям наиболее приемлемым является вариант 1 выдачи мощности АтыраускойВЭС. Данный вариант имеет достаточную схемную надежность, в аварийных и послеаварийных режимах, что обеспечивает полную выдачу мощности со станции.

Таким образом, в данном проекте рекомендуется вариант 1 более предпочтительным по сравнению:

- с вариантом 2 по условиям надежности;
- с вариантом 3 по стоимости капитальных затрат.

5 Электрические расчеты

5.1 Расчеты режимов электрических сетей

Расчеты потоков мощности и уровней напряжения выполнены по рекомендуемому варианту 1 для электрических сетей 110-35 кВ рассматриваемого района, с целью проверки загрузки элементов сети, выбора и уточнения параметров элементов сети, разработки рекомендаций по режиму работы сети, а также, в случае необходимости, определения мероприятий, позволяющих обеспечить допустимые уровни напряжения и загрузки электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

При выполнении расчетов были приняты следующие исходные условия:

1. В качестве расчетного принят режим зимнего максимума на уровне 2014 г;

2. Располагаемая мощность Атырауской ТЭЦ на 2016 г. составит 449 МВт (2х12, 6х25, 3х60, 1х45, 1х100);

3. Величина резерва принята в размере установленной мощности наибольшего агрегата (60 МВт);

4. Коэффициент мощности cos(φ) потребителей на шинах НН подстанций рассматриваемого района по отчетным данным составляет 0,85 - 0,9, в расчетах на перспективу принят 0,9;

5. Расчеты в нормальных и послеаварийных схемах производились при номинальных коэффициентах трансформации.

Возможные режимы работы существующих и перспективных электрических сетей рассматриваемого района приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Перечень расчетных режимов потокораспределения сети 220-110 Кв, МВт

Период	**Режим №**	**Рнаг**	**Рген**	**Характеристики**	
2015 г	Режим_1	270	230	Нормальная схема сети	Зимний максимум 2014 года
2020 г	Режим_2	553	449	Нормальная схема сети	Максимальный режим. Ввод ВЭС мощностью 52,8 МВт
2020 г	Режим_3	553	449	Откл. 1 ТР 110/20 кВ	Послеаварийный режим. Отключение одного трансформатора связи 110/20 кВ.
2020 г	Режим_4	553	449	Откл. 1 ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Ганюшкино»	Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская – Ганюшкино.
2020 г	Режим_5	553	449	Откл. 1 ВЛ 110 «Октябрьская-Тайман»	Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 110 кВ Октябрьская-Тайман.

Режим №1.

Режим №1 представляет собой нормальную схему питания рассматриваемого района по электрическим сетям 110-35 кВ со стороны Атырауской ТЭЦ.

Таблица 5.1.2 – Отклонения напряжения по ПС 220-110-35 кВ рассматриваемого района по результатам расчета режима №1

№	Тип. узла	Наименование	Uном кВ	Рген МВт	Qген МВт	Uзад кВ	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасч кВ	откл %
1	Нагр	Атырау-110	110						115,79	5,27
2	Нагр	Атырауская ТЭЦ ш1(110)	115						116,37	1,19
17	Нагр	Индер110	110						120	8,73
52	Нагр	Индер220	220						236,01	7,28
53	Нагр	Атырау220	220						238,9	8,59
54	Нагр	Кульсары220	220						235,06	6,85
55	Нагр	Тенгиз220	220						238,19	8,27
60	Нагр	ПС Правобережная 220 АО "КЕГОК"	220						232,36	5,62
65	Нагр	ТЭЦ АНПЗ	35						36,55	4,43
66	Нагр	Атырауская ТЭЦ 35	35						36,38	3,95
337	Нагр	Атырауская ТЭЦ ср точка	110						114,53	4,11
339	Ген	Атырауская ТЭЦ(6)	6	74	22,6	6,3	4	84	6,3	
340	Нагр	ТС-3 ср точка	110						114,46	4,05
341	Нагр	ТС-3(35)	35							
342	Ген-	ТС-3(10)	10	50	1	10	1	64	10,3	2,97
343	Ген	ТС-4(6)	6	50	22,5	6	1	64	6	
344	Ген	ТС-5(6)	6	50	22,5	6	1	48	6	
345	Нагр	Атырауская ТЭЦ_ш2 (110)	110						116,37	5,79
346	Ген	ТС-6	6	27	11,3	6	1	34	6	
347	Ген	ТС-7	6	27	11,3	6	1	34	6	
348	Ген	ТС-8	6	27	11,3	6	1	34	6	
349	Ген-	ТЭЦ АНПЗ	6	27	4	6	4	31	6,27	4,47
350	Ген-	ТШО ЭС ш2(110)	110			110			117,28	6,62
351	Ген-	ЦРП (35)	35			35			37,53	7,23

Результаты расчета режима, с нагрузкой Р наг = 280 МВт (по состоянию на 01.01.15г.) и Рген = 230 МВт характеризуется устойчивым электроснабжениям, уровни напряжения на ПС 220-110-35 кВ находятся в допустимых пределах $U^{доп}_{откл}$ = 5-10 %.

Режим №2.

Режим №2 характеризуется нормальной схемой питания рассматриваемого района по электрическим сетям 220-110-35кВ, вводом площадки ВЭС Рген = 52,8 МВт. Отклонения напряжения рассматриваемого района по результатам расчета режима №2 рассмотрены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3 – Отклонения напряжения рассматриваемого района по результатам расчета режима №2

№	Тип. узла	Наименование	Uномкв	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзадкв	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчкв	откл %
1	Нагр	Атырау-110	110								115,8	5,3
2	Нагр	Атырауская ТЭЦ ш1(110)	115								116,25	5,7
5	Нагр	Тайман	110								112,63	2,4
6	Нагр	Октябарьская	110								113,11	2,8
7	Нагр	Ганюшкино	110								110,11	0,1
8	Нагр	Шортанбай	110								111,48	1,3
9	Нагр	Кигач	35								112,92	2,7
61	Нагр	ПС Бузанская РАО ЕЭС	110								113,35	3,0
132	Нагр	Ногайбай	35								33,93	-3,1
203	Нагр	Махамбет 35	35								35,21	0,6

Продолжение таблицы 5.1.3

№	Тип. узла	Наименование	Uномкв	РнагМВт	QнагМВт	РгенМВт	QгенМВт	UзадкВ	QминМвар	QмаксМвар	UрасчкВ	откл%
204	Нагр	Узловая 35	35								35,34	1,0
205	Нагр	Октябарьская 35	35								35,44	1,3
206	Нагр	Ганюшкино 35	35								33,92	-3,1
303	Нагр	Махамбет 10	10								9,79	-2,1
304	Нагр	Узловая	6								5,53	-7,8
305	Нагр	Октябарьская 10	10								9,94	-0,6
306	Нагр	Ганюшкино 10	10								9,47	-5,3
317	Нагр	Дашино	35								33,24	-5,0
407	Нагр	ПС Актогай	10								9,84	-1,6
408	Нагр	ПС Тандай 10	10								9,86	-1,4
409	Нагр	ПС Ногайбай 10	10								9,19	-8,1
410	Нагр	отпНогайбай	35								33,71	-3,7
411	Нагр	отпШортанбай	110								110,88	0,8
412	Нагр	ПС Шортанбай 10	10								9,68	-3,2
413	Нагр	ПС Дашино 10	10								9,06	-9,4

Результаты расчета режима, с ожидаемой мощностью площадки ВЭС Рген = 52,8 МВт характеризуется устойчивым электроснабжением. Подключение 32-х единиц ВЭУ 52,8 МВт не приводит к нарушению

нормального режима перераспределения мощности, уровни напряжения в данных точках и прилегающей сети 220-110-35кВ не превышают установленных значений и находятся в допустимых пределах $U^{доп}_{откл}$ = 5-10%.

Режим №3.

Режим №3 характеризуется аварийным отключением 1 трансформатора 110/20 кВ на линии Тайман-ПС ВЭС.

Таблица 5.1.4 – Отклонения напряжения рассматриваемого района по результатам расчета режима №3

№	Тип. узла	Наименование	Uном кВ	Рнагр МВт	Qнагр МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзадк В	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчк В	откл %
1	Нагр	Атырау-110	110								115,8	5,3
2	Нагр	Атырауская ТЭЦ ш1(110)	115								116,25	5,7
5	Нагр	Тайман	110								112,7	2,5
6	Нагр	Октябарьская	110								113,19	2,9
7	Нагр	Ганюшкино	110								110,23	0,2
8	Нагр	Шортанбай	110								111,59	1,4
9	Нагр	Кигач	110								113,03	2,8
61	Нагр	ПС Бузанская РАО ЕЭС	110			5	2				113,46	3,1
132	Нагр	Ногайбай	35								33,97	-2,9
203	Нагр	Махамбет 35	35					6,3	4	84	35,21	0,6
204	Нагр	Узловая 35	35	4,7	2,8						35,34	1,0
205	Нагр	Октябарьская 35	35								35,47	1,3
206	Нагр	Ганюшкино 35	35					10	1	64	33,96	-3,0

Продолжение таблицы 5.1.4

№	Тип. узла	Наименование	Uном кВ	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзадк В	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчк В	откл %
303	Нагр	Махамбет 10	10	5	3			6	1	64	9,79	-2,1
304	Нагр	Узловая	6	4,5	2,7			6	1	48	5,53	-7,8
305	Нагр	Октябрьская 10	10	2,5	1,5						9,95	-0,5
306	Нагр	Ганюшкино 10	10	8,9	5,4			6	1	34	9,48	-5,2
317	Нагр	Дашино	35					6	1	34	33,28	-4,9
407	Нагр	ПС Актогай	10	0,3	0,2			6	1	34	9,84	-1,6
408	Нагр	ПС Тандай 10	10					6	4	31	9,86	-1,4
409	Нагр	ПС Ногайбай 10	10	0,7	0,4			110			9,2	-8,0
410	Нагр	отпНогайбай	35					35			33,75	-3,6
411	Нагр	отпШортанбай	110								110,99	0,9
412	Нагр	ПС Шортанбай 10	10								9,69	-3,1
413	Нагр	ПС Дашино 10	10								9,07	-9,3
601	Нагр		110						1	100	112,84	2,6
602	Нагр		20								20	0,0
603	Нагр		20								20	0,0

Результаты расчета режима, отключение 1 трансформатора 110/20 кВ на линии Тайман-ПС ВЭС не приводит к нарушению выдачи мощности со станции. Уровни напряжения в данных точках и прилегающей сети 220-110кВ

не превышают установленных значений и находятся в допустимых пределах $U^{доп}_{откл}$ = 5-10%.

Режим №4.

Режим №4 характеризуется аварийным отключением одной ВЛ. Отключением 1 ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Ганюшкино».

Таблица 5.1.5 – Отклонения напряжения по ПС 220-110-35 кВ рассматриваемого района по результатам расчета режима №4

№	Тип. узла	Наименование	Uном кВ	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзад кВ	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчкв	откл %
1	Нагр	Атырау-110	110								115,59	5,1
2	Нагр	Атырауская ТЭЦ ш1(110)	115								116,07	5,5
5	Нагр	Тайман	110								111,05	1,0
6	Нагр	Октябарьская	110								111,59	1,4
7	Нагр	Ганюшкино	110									
8	Нагр	Шортанбай	110									
9	Нагр	Кигач	110									
61	Нагр	ПС Бузанская РАО ЕЭС	110			5	2					
132	Нагр	Ногайбай	35									
203	Ген	Махамбет 35	35								35,15	0,4
204	Нагр	Узловая 35	35	4,7	2,8						35,28	0,8
205	Нагр	Октябарьская 35	35								35	0,0

Продолжение таблицы 5.1.5

№	Тип. узла	Наименование	Uном кВ	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзад кВ	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчкв	откл %
206	Ген	Ганюшкино 35	35									
303	Ген	Махамбет 10	10	5	3						9,77	-2,3
304	Ген+	Узловая	6	4,5	2,7						5,52	-8,0
305	Нагр	Октябарьская 10	10	2,5	1,5						9,82	-1,8
306	Ген	Ганюшкино 10	10	8,9	5,4							
317	Ген	Дашино	35									
407	Ген	ПС Актогай	10	0,3	0,2						9,82	-1,8
408	Ген-	ПС Тандай 10	10								9,84	-1,6
409	Ген+	ПС Ногайбай 10	10	0,7	0,4							
410	Ген+	отпНогайбай	35									
411	Нагр	отпШортанбай	110									
412	Нагр	ПС Шортанбай 10	10	2,4	1,4							
413	Нагр	ПС Дашино 10	10	1,2	0,7							
601	Нагр		110								112	1,8
602	Нагр		20								20	0,0
603	Нагр		20								20	0,0

Результаты расчета режима, при отключении одной ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Ганюшкино» не приводит к нарушению выдачи мощности ВЭУ. Уровни напряжения в данных точках и прилегающей сети 220-110кВ не превышают установленных значений и находятся в допустимых пределах $U^{доп}_{откл}$ = 5-10%.

Режим №5.

Режим №5 характеризуется выводом в ремонт 1 ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Тайман».

Таблица 5.1.6 – Отклонения напряжения по ПС 220-110-35кВ рассматриваемого района по результатам расчета режима №5

№	Тип.узла	Наименование	Uном кВ	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзад кВ	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчкв	откл %
1	Атырау-110	110	110								116,32	5,7
2	Атырауская ТЭЦ ш1(110)	115	115								116,7	6,1
5	Тайман	110	220								116,65	6,0
6	Октябарьская	110	220								110,63	0,6
7	Ганюшкино	110	35								107,9	-1,9
8	Шортанбай	110	35								108,25	-1,6
9	Кигач	110	6								109,44	-0,5
61	ПС Бузанская РАО ЕЭС	110	110			-28,5	25,4	110	-500	2000	110	0,0
132	Ногайбай	35	35								33,22	-5,1
203	Махамбет 35	35	10								35,38	1,1
204	Узловая 35	35	6	4,7	2,8						35,49	1,4
205	Октябарьская 35	35	6								34,64	-1,0
206	Ганюшкино 35	35	110								33,21	-5,1
303	Махамбет 10	10	6	5	3						9,84	-1,6
304	Узловая	6	6	4,5	2,7						5,55	-7,5
305	Октябарьская 10	10	6	2,5	1,5						9,71	-2,9
306	Ганюшкино 10	10	6	8,9	5,4						9,27	-7,3
307	Аккистау 10	10	220	6	3,6						9,59	-4,1
317	Дашино	35	220								32,51	-7,1

Продолжение таблицы 5.1.6

№	Тип.узла	Наименование	Uном кВ	Рнаг МВт	Qнаг МВт	Рген МВт	Qген МВт	Uзадк В	Qмин Мвар	Qмакс Мвар	Uрасчкв	откл %
407	ПС Актогай	10	6	0,3	0,2						9,89	-1,1
408	ПС Тандай 10	10									9,91	-0,9
409	ПС Ногайбай 10	10		0,7	0,4						8,99	-10,1
410	отпНогайбай	35									33	-5,7
411	отпШортанбай	110									107,63	-2,2
412	ПС Шортанбай 10	10		2,4	1,4						9,38	-6,2
413	ПС Дашино 10	10		1,2	0,7						8,85	-11,5
601		110									110,77	0,7
602		20									20	0,0
603		20									20	0,0

Результаты расчета показывают, что при выводе в ремонт 1 ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Тайман» наблюдается посадка напряжения на шинах 10 кВ ПС Дашино до 8,85 кВ, на шинах ПС Ногайбай до 8,99 кВ. На остальных ПС Атырауской энергосистемы отклонения напряжения не превышают нормативных значений.

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания (КЗ) выполнены с целью определения ожидаемых уровней токов КЗ для проверки соответствия оборудования, установленного в настоящее время на ПС рассматриваемого района, и разработки при необходимости мероприятий по ограничению токов КЗ.

Расчеты выполнены по эквивалентной схеме замещения электрических соединений сетей Атыраускогоэнергоузла, в работе приведены значения токов КЗ только на РУ рассматриваемых ПС.

Реактансы прилегающих систем приняты на основании запросов токов К.З. и предаварийных напряжений по рассматриваемому району.

Расчет параметров схемы замещения.

Параметры ВЛ:

Марка АС-150

Удельные параметры: Z1уд = 0,204 + j0,42 Ом

Марка АС-120
Удельные параметры: Z1уд = 0,244 + j0,414 Ом
Трансформаторы:
1) ТДН-40000/110-У1; 110/20 кВ
Uк = 10,5 %, Ктт = 5,5

$$X_{тр} = \frac{U_k \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76 \text{Ом}.$$

2) ТДН-2000/110-У1; 20/0,69 кВ
Uк=4,5 %, Ктт=28,99

$$X_{тр} = \frac{U_k \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{4,5 \cdot 20^2}{100 \cdot 2} = 9 \text{Ом}.$$

Расчетные суммарные значения токов КЗ на шинах рассматриваемых ПС приведены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Расчетные суммарные значения токов КЗ на шинах рассматриваемых ПС

Место к.з.	**Максимальный режим**		
	I^3 (кА)	1ф-3Io(кА)	1.1ф-3Io(кА)
Шины 110 кВ ПС ВЭС	5.474	5.305	5.147
Шины 20 кВ ПС ВЭС	14.507	15.507	16.653
Шины 110 кВ ПС Октябрьская	16.014	17.451	19.171
Шины 110 кВПС Тайман	15.381	15.833	16.312

Результаты выполненных расчетов показали, при подключении ВЭС к электрическим сетям АО «Атырау-Жарык» (+52,8 МВт) уровни токов КЗ на шинах рассматриваемых ПС Октябрьская и ПС Тайман не превышают отключающей способности существующих и вновь устанавливаемых выключателей.

5.3 Расчеты динамической устойчивости переходных процессов

В данном разделе проведены расчеты динамической устойчивости системы в момент подключения ВЭС к электрическим сетям АО «Атырау-Жарык» при характерных возмущениях. Расчеты выполнены с помощью программы Mustang.win.

Программа Mustang.win предназначена для расчетов установившихся режимов и устойчивости энергосистем (электрических сетей и станций, силовых электронных преобразователей) при их проектировании, анализе, оптимизации и верификации.

Расчеты динамической устойчивости выполнены для рекомендуемого варианта при наиболее сложном режиме рассматриваемой сети: случай трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ. Исходя из этого расчеты были проведены для случая возникновения трехфазного к.з на шинах 110 кВ ПС Октябрьская, контролируемыми параметрами являлись P, Q и U.

Исходные данные по ветро генераторам приведены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Паспортные данные по ветрогенераторам типа VESTASV66

Тип ветрогнератора	Vestas V66 1.65
Номинальная мощность	1,65 МВт
Минимальная скорость	4 м/с
Максимальная скорость	25 м/с
Диаметр ротора	66 м
Ометаемая площадь	3 421 м^2
Число лопастей	3
Частота	50 Гц
Напряжение	690 В
Высота башни	60/78 м

Результаты расчетов и анализ динамической устойчивости по контролируемым параметрам ветрогенераторов приведены ниже.

Исходные данные для расчета режима показаны на рисунках 5.3.1 и 5.3.2.

Узлы | Ветви

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			Нагр	1	Атырау11	110							110,0				91,80	1,77
2			База	2	АТЭЦ	115			30,0		40,0		115,0	-100,0	300,0		115,00	
3			Нагр	5	Тайман110	110							110,0				100,03	-0,42
4			Нагр	6	Октябрьская	110							110,0				102,89	-2,37
5			Нагр	8	Шортанбай	110							110,0				103,09	-2,51
6			Нагр	9	Кигач	110							110,0				106,31	-1,34
7			Нагр	20	ВЭС110-1	110							110,0				104,50	-1,49
8			Нагр	21	ВЭС110-2	110							110,0				104,50	-1,50
9			База	22	ВЭС20-1	20					6,7	15,1	20,0	-10,0	18,0		20,00	
10			База	23	ВЭС20-2	20					6,7	15,0	20,0	-10,0	18,0		20,00	
11			Нагр	55	Тайман10	10			5,0	3,0			10,0				8,80	-2,24
12			База	61	Бузан	110					19,8	8,1	110,0	-100,0	100,0		110,00	
13			Нагр	66	Октябрьская10	10			7,0	4,0			10,0				8,99	-4,80
14			Нагр	99	Кигач10	10			3,0	2,0			10,0				9,44	-2,30
15			Нагр	100	БУ	220							220,0				220,00	-3,25
16			Нагр	7	Ганюшкино	110							110,0				101,79	-3,06
17			Нагр	77	Ганюшкино10	10			10,0	5,0			10,0				9,03	-4,48
18			Нагр	88	Шортанбай 10	10			10,0	5,0			10,0				8,92	-6,02
19			База	101	Индер	220							220,0	-500,0	500,0		220,00	

Рисунок 5.3.1 – Исходные данные для расчета режима

Узлы | Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/т	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			ЛЭП	2	1			АТЭЦ - Атырау11	0,25	0,80	-49,5				-581	-3 159		16 128
2			Тр-р	100	1			БУ - Атырау11	0,10	5,30		0,500			637	-1 552		4 403
3			ЛЭП	1	5			Атырау11 - Тайман110	9,51	37,50	-254,5				-4	22		141
4			Тр-р	5	55			Тайман110 - Тайман10	4,80	65,00		0,090			-5	-3		34
5			ЛЭП	5	20			Тайман110 - ВЭС110-1	9,07	17,70	-117,1				1	25		144
6			Тр-р	20	22			ВЭС110-1 - ВЭС20-1	1,46	48,40		0,180			7	14		86
7			ЛЭП	20	21			ВЭС110-1 - ВЭС110-2	0,10	0,10	-0,1				-5	11		65
8			Тр-р	21	23			ВЭС110-2 - ВЭС20-2	1,46	48,40		0,180			7	14		86
9			ЛЭП	21	6			ВЭС110-2 - Октябрьская	9,05	17,50	-117,0				-11	-3		67
10			Тр-р	6	66			Октябрьская - Октябрьс...	4,80	65,00		0,090			-7	-4		47
11			ЛЭП	6	7			Октябрьская - Ганюшкино	17,60	34,90	-255,1				-4	0		27
12			Тр-р	7	77			Ганюшкино - Ганюшкин...	1,30	26,00		0,090			-10	-5		64
13			ЛЭП	7	8			Ганюшкино - Шортанбай	14,20	22,46	-137,2				6	3		37
14			Тр-р	8	88			Шортанбай - Шортанбай...	4,80	65,00		0,090			-10	-6		65
15			ЛЭП	8	9			Шортанбай - Кигач	12,50	19,20	-117,4				16	7		99
16			Тр-р	9	99			Кигач - Кигач10	4,80	65,00		0,090			-3	-2		20
17			ЛЭП	9	61			Кигач - Бузан	12,15	19,22	-117,5				19	9		115
18			ЛЭП	100	101			БУ - Индер	4,80	34,90	-120,0				77	-10		206

Рисунок 5.3.2 – Исходные данные для расчета режима

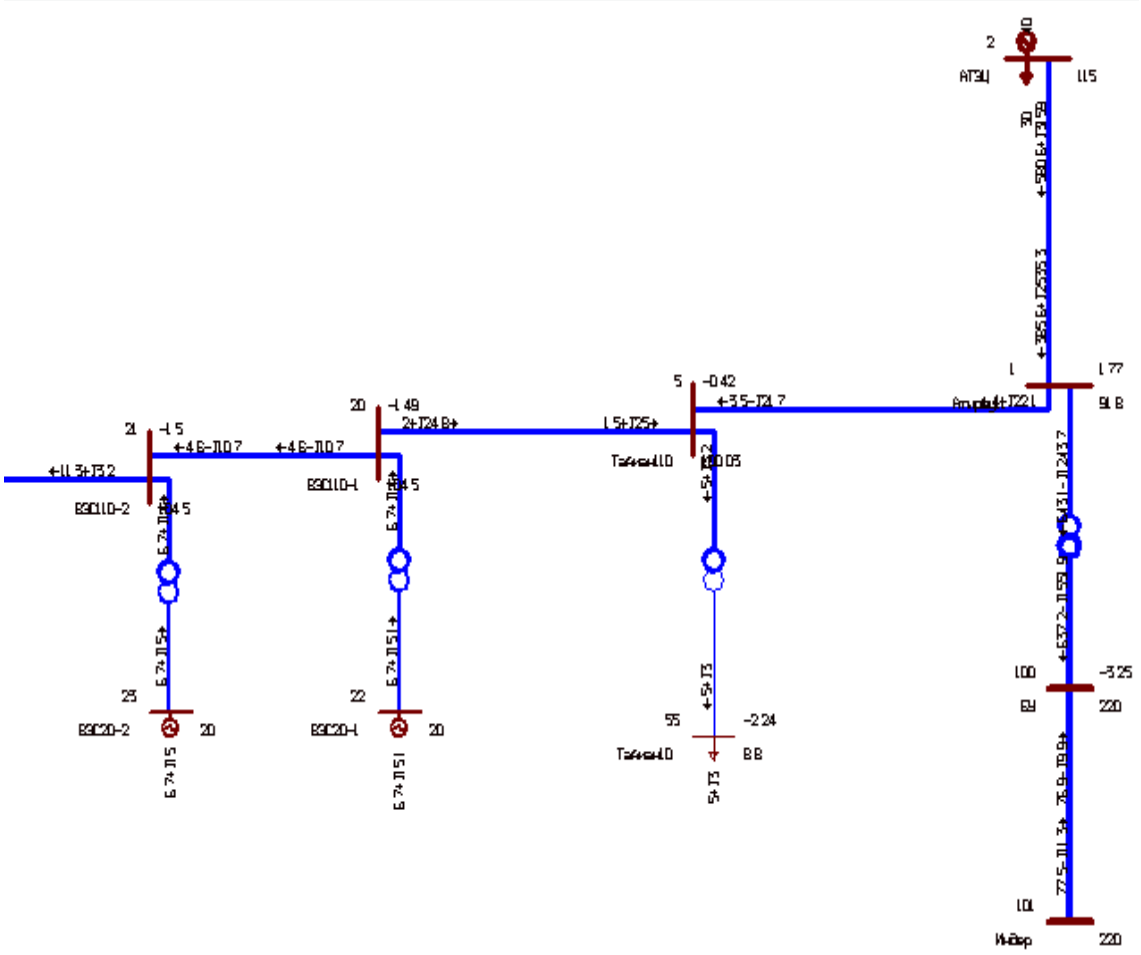


Рисунок 5.3.3 – Потокораспределение при расчете режима сети с учетом выдачи мощности ВЭС, начало

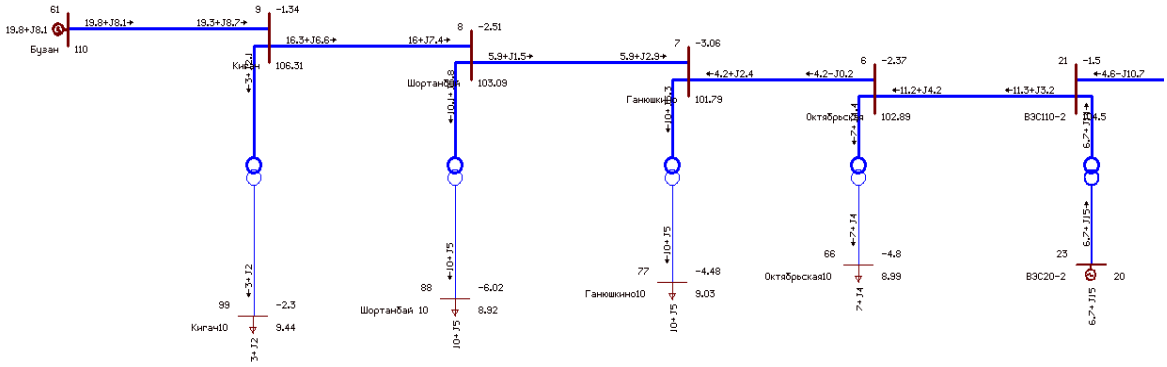


Рисунок 5.3.4 – Потокораспределение при расчете режима сети с учетом выдачи мощности ВЭС, конец

Расчет переходного процесса ПС «Тайман» - ВЭС.

Mustang - [Автоматика]

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

Стандартные | АЛАР | Программируемые

Пояснение	N	Логика		Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3		
	1			Время				0.100				
	1		2.000	Шунт	5				30.000			
	1		2.120	Шунт	5				-30.000			
	1		2.120	Отключить связь	5	20						

Рисунок 5.3.5 – Моделирование автоматики при КЗ и отключении линии Тайман – ВЭС

Mustang - [Динамика-расчет]

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

Протокол | Действия | Контролируемые параметры

```
Программа динамики к расчету готова
Старт программы расчета переходного процесса

   Tрас   Tпеч      h    Tбл.1  Tбл.2   Uкр     Tf    Кпов     F0    Кдемп  Кблок
   7.00   0.05   0.01    0.00   0.00   0.70   0.10       0  50.00        0      0

Отсутствует ТО ДКН
Отсутствует ТО СКН
Проверить соответствие Pгном и Pг в исх. режиме, генератор-2
Проверить соответствие Pгном и Pг в исх. режиме, генератор-61

       ЗНАЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН
       N  Pгном    Iгном   Eqном    Eq     E''q     E''d    E'qp     X'dp   T''d0    T'd    T''d    T''q0

       2     240    1.48  332.08  205.86  119.39   17.78  122.18    13.027  0.2000  0.9451  0.1469  0.5000
      22      28    0.95   59.23   30.38   15.09   13.37   15.63     3.557  0.2000  0.9394  0.1419  0.5000
      23      28    0.95   59.23   30.41   15.11   13.35   15.64     3.557  0.2000  0.9394  0.1419  0.5000
      61     500    2.76  317.16  114.10  109.47    2.19  109.74     8.441  0.2000  1.1328  0.1231  0.5000

2.100 Изменен шунт в узле - 5
2.220 Изменен шунт в узле - 5
2.220 Отключена связь 5-20-0
Расчет переходного процесса завершен
```

Рисунок 5.3.6 – Расчет переходного процесса при КЗ и отключении линии Тайман – ВЭС

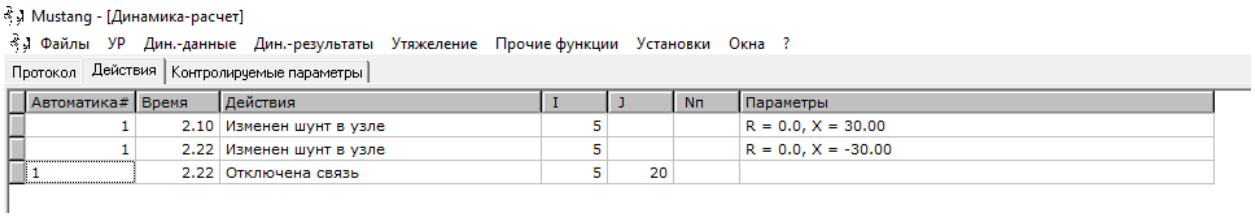


Рисунок 5.3.7 – Изменение автоматики при КЗ и отключении линии Тайман – ВЭС

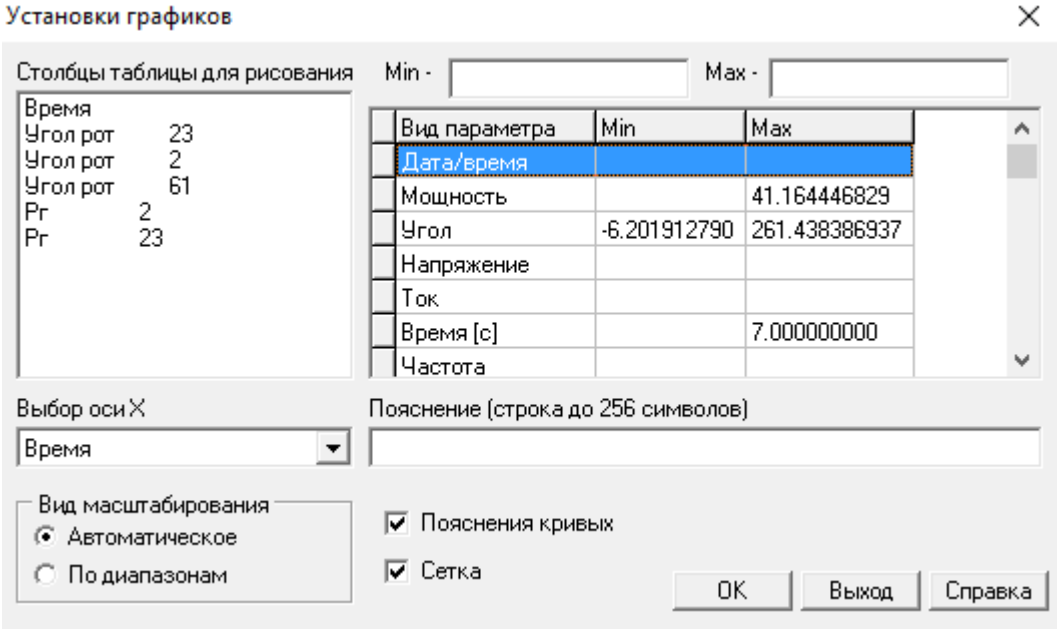


Рисунок 5.3.8 – Параметры установки графиков при КЗ и отключении линии Тайман – ВЭС

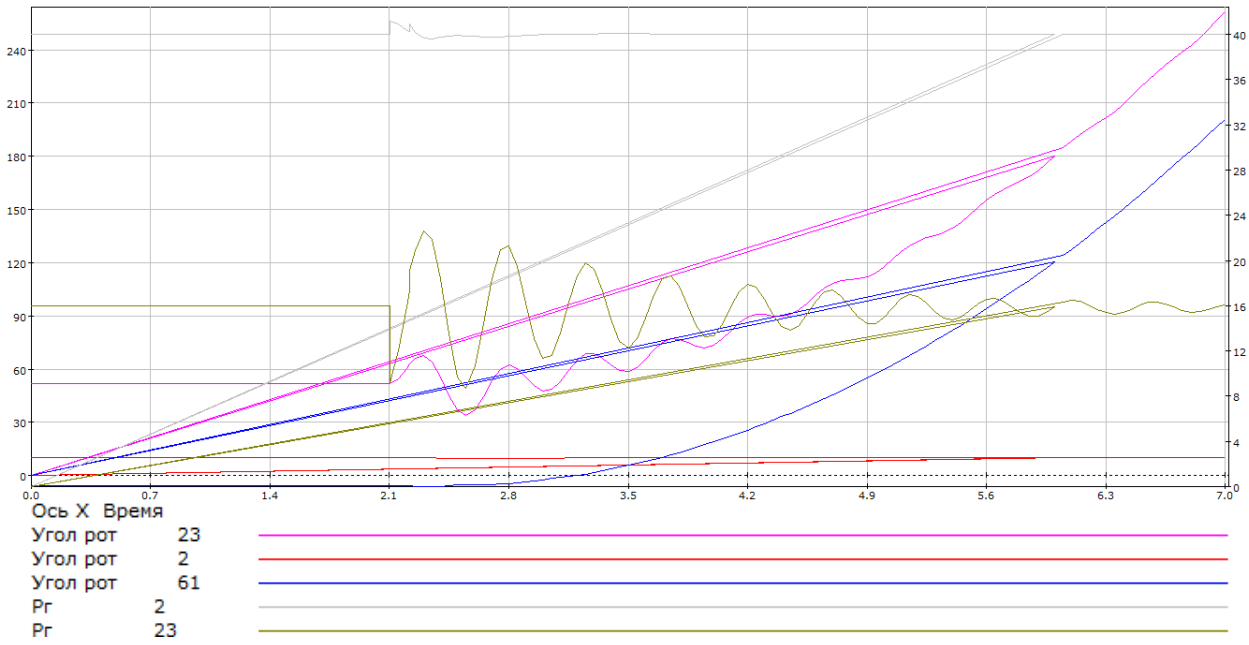


Рисунок 5.3.9 – Характер переходного процесса при КЗ и отключении линии Тайман – ВЭС

Как показывают кривые напряжения во время трехфазного короткого замыкания на 5-ой секунде (длительность К.З 0,02 сек) происходит характерный провал напряжения. После ликвидации К.З. напряжение вновь восстанавливается, наблюдается сохранение результирующей динамической. Анализ устойчивости показывает способность ветроагрегата поддерживать напряжение в случаях возникновения аварийных режимов. Характер переходного процесса при АПВ приведен на рисунке 5.3.13.

Пояснение	N	Логика		Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3		
	1			Время				0.100				
	1		2.000	Шунт	5				30.000			
	1		2.120	Шунт	5				-30.000			
	1		2.120	Отключить связь	5	20						
			2.650	Включить связь	5	20						

Рисунок 5.3.10 – Моделирование автоматики при АПВ линии Тайман – ВЭС

```
Программа динамики к расчету готова
Старт программы расчета переходного процесса

   Трас    Тпеч      h     Тбл.1   Тбл.2    Ukp      Tf    Кпов     F0     Кдемп   Кблок
   7.00    0.05    0.01    0.00    0.00    0.70    0.10       0  50.00       0       0

Отсутствует ТО ДХН
Отсутствует ТО СХН
Проверить соответствие Ргном и Рг в исх. режиме, генератор-2
Проверить соответствие Ргном и Рг в исх. режиме, генератор-61

       ЗНАЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН
       N  Ргном     Iгном    Eqном     Eq      E''q      E''d     E'qp      X'dp    T''d0    T'd     T''d     T''q0

       2     240     1.48   332.08   205.86   119.39    17.78   122.18    13.027   0.2000  0.9451  0.1469   0.5000
      22      28     0.95    59.23    30.38    15.09    13.37    15.63     3.557   0.2000  0.9394  0.1419   0.5000
      23      28     0.95    59.23    30.41    15.11    13.35    15.64     3.557   0.2000  0.9394  0.1419   0.5000
      61     500     2.76   317.16   114.10   109.47     2.19   109.74     8.441   0.2000  1.1328  0.1231   0.5000

2.100 Изменен шунт в узле - 5
2.220 Изменен шунт в узле - 5
2.220 Отключена связь 5-20-0
2.750 Изменена связь 5-20-0
Расчет переходного процесса завершен
```

Рисунок 5.3.11 – Расчет переходного процесса при АПВ линии Тайман – ВЭС

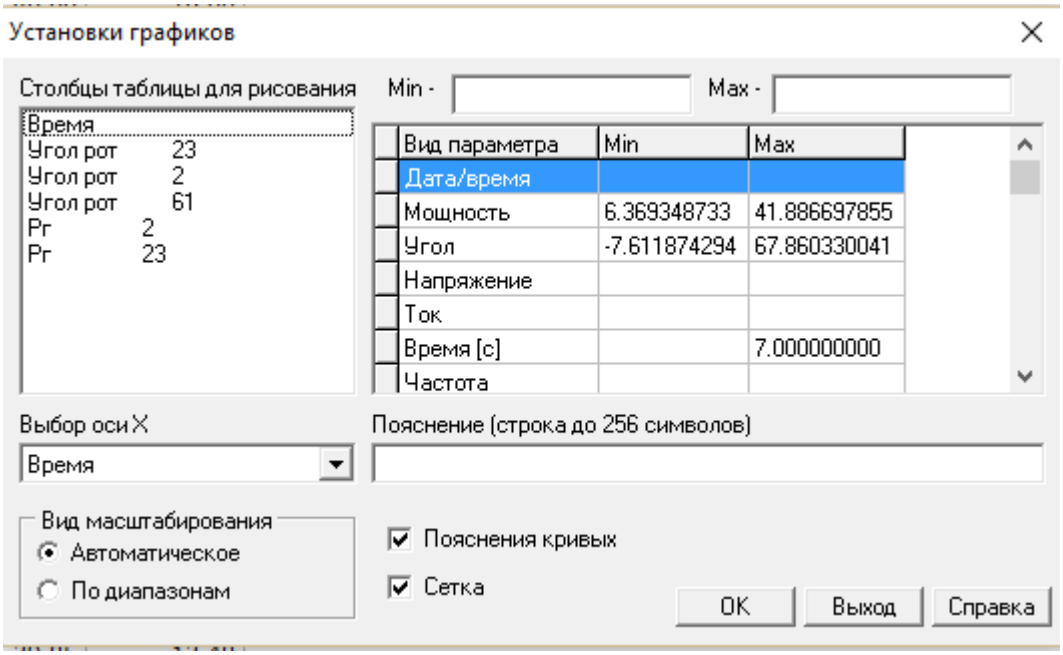


Рисунок 5.3.12 – Параметры установки графиков при АПВ линии Тайман – ВЭС

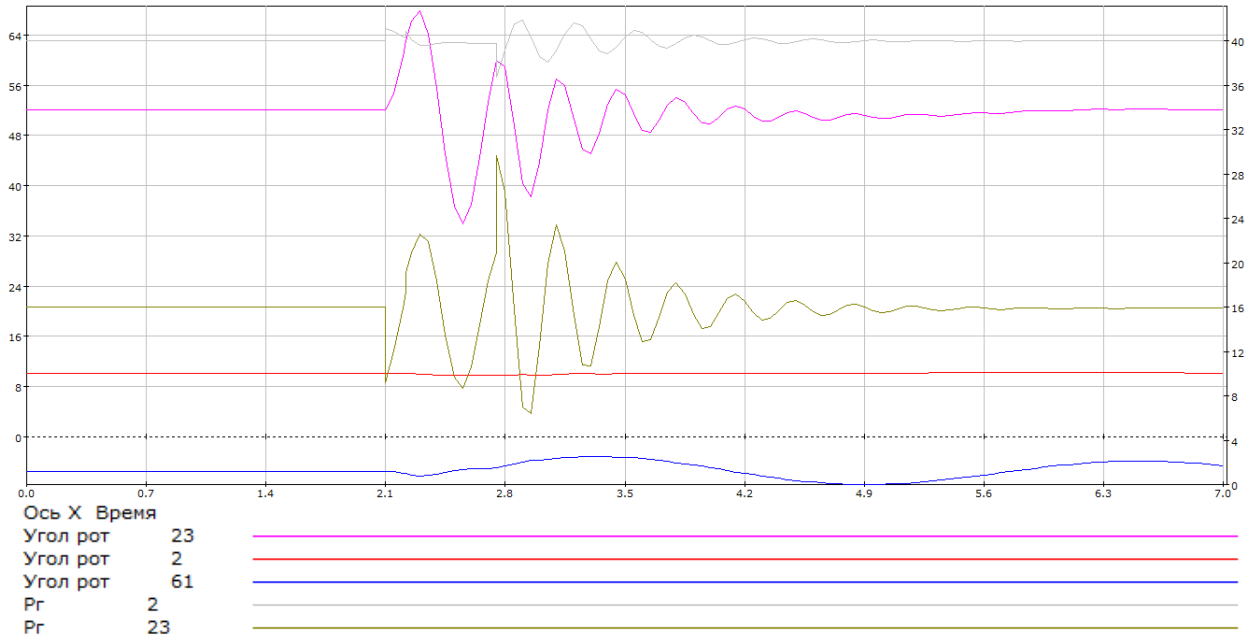


Рисунок 5.3.13 – Характер переходного процесса при АПВ линии Тайман – ВЭС

Автоматика#	Время	Действия	I	J	Nn	Параметры
1	2.10	Изменен шунт в узле	5			R = 0.0, X = 30.00
1	2.22	Изменен шунт в узле	5			R = 0.0, X = -30.00
1	2.22	Отключена связь	5	20		
1	2.75	Изменена связь	5	20		R = 9.070, X = 17.70, G = 0.0, B = -117.1

Рисунок 5.3.14 – Изменение автоматики при АПВ линии Тайман – ВЭС

Изменение активной мощности показывает, что в момент возникновения возмущения (К.З на шинах 110 кВ) активная мощность резко падает до минимального значения (0,001 о.е или 2 кВт). В результате разница

между механической и электрической мощностью вызывает увеличение скорости вращения ротора, в связи с чем ротор по инерции продолжает развивать скорость и генерация мощности резко возрастает.

Расчет переходного процесса ПС «Октябрьская» - «Ганюшкино».

Пояснение	N	Логика		Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3		
	1			Время				0.100				
	1		2.000	Шунт	6				30.000			
	1		2.120	Шунт	6				-30.000			
	1		2.120	Отключить связь	6	7						

Рисунок 5.3.15 – Моделирование автоматики при КЗ и отключении линии Октябрьская – Ганюшкино

```
Программа динамики к расчету готова
Старт программы расчета переходного процесса

   Tрас    Tпеч      h     Тбл.1   Тбл.2    Uкр      Tf    Кпов      F0     Кдемп   Кблок
   7.00    0.05    0.01    0.00    0.00    0.70    0.10       0   50.00       0       0

Отсутствует ТО ДХН
Отсутствует ТО СХН
Проверить соответствие Pгном и Pг в исх. режиме, генератор-2
Проверить соответствие Pгном и Pг в исх. режиме, генератор-61

       ЗНАЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН
       N  Pгном     Iгном    Eqном     Eq      E''q      E''d     E'qp      X'dp    T''d0     T'd     T''d     T''q0

       2     240     1.48   332.08   205.86   119.39    17.78   122.18    13.027   0.2000   0.9451   0.1469   0.5000
      22      28     0.95    59.23    30.38    15.09    13.37    15.63     3.557   0.2000   0.9394   0.1419   0.5000
      23      28     0.95    59.23    30.41    15.11    13.35    15.64     3.557   0.2000   0.9394   0.1419   0.5000
      61     500     2.76   317.16   114.10   109.47     2.19   109.74     8.441   0.2000   1.1328   0.1231   0.5000

2.100 Изменен шунт в узле - 6
2.220 Изменен шунт в узле - 6
2.220 Отключена связь 6-7-0
Расчет переходного процесса завершен
```

Рисунок 5.3.16 – Расчет переходного процесса при КЗ и отключении линии Октябрьская – Ганюшкино

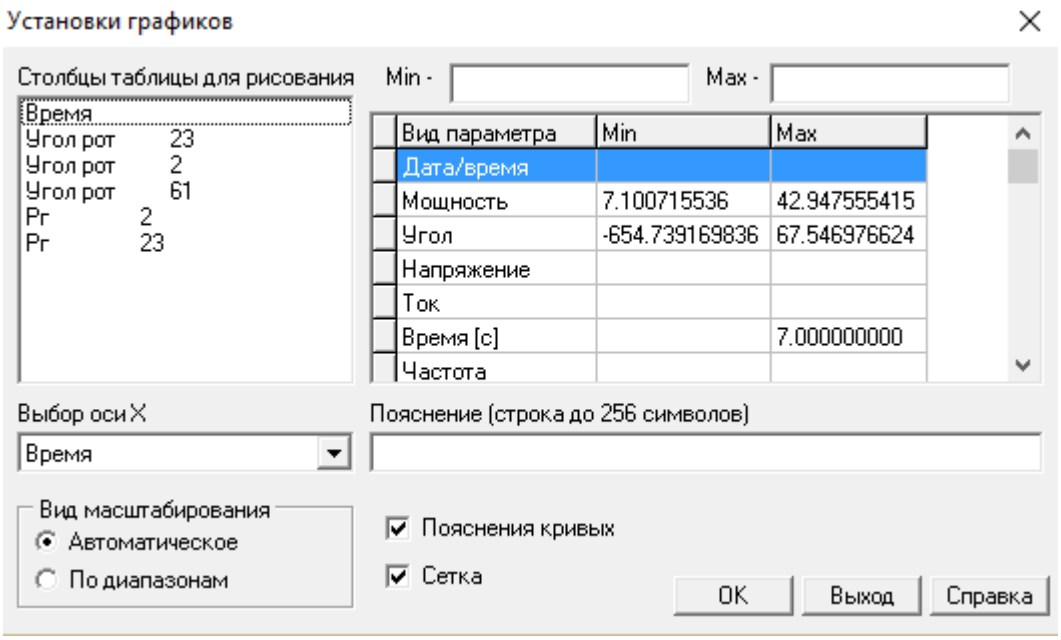


Рисунок 5.3.17 – Параметры установки графиков при КЗ и отключении линии Октябрьская – Ганюшкино

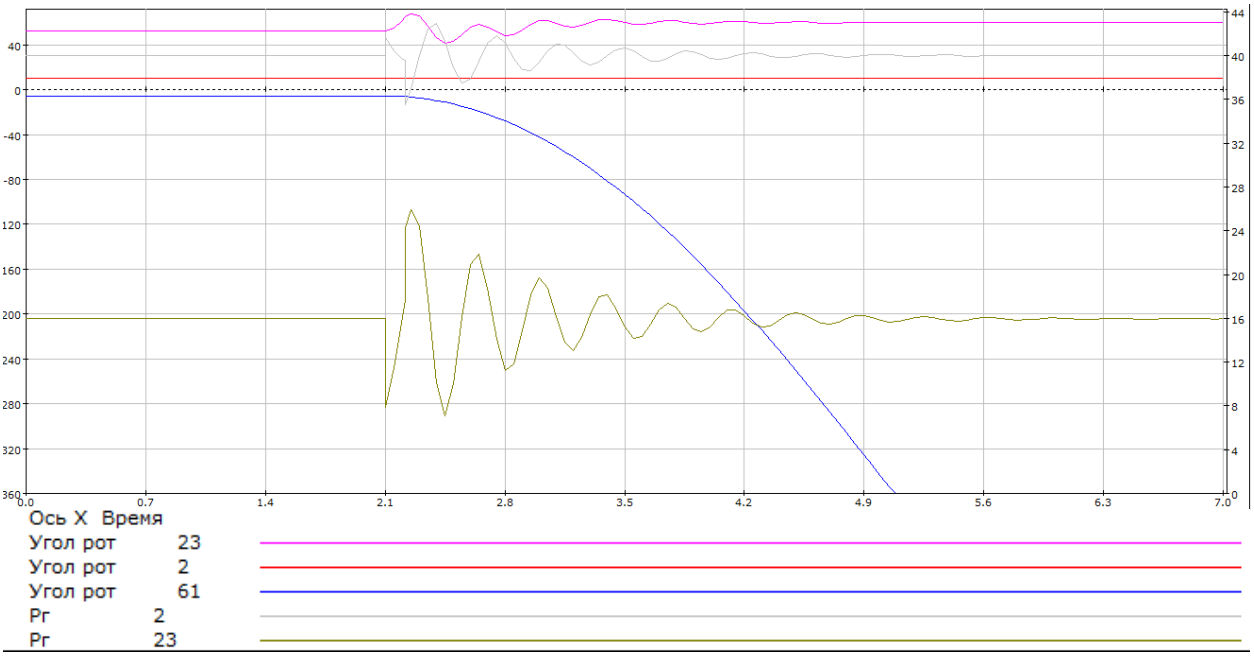


Рисунок 5.3.18 – Характер переходного процесса при КЗ и отключении линии Октябрьская – Ганюшкино

Во время возникновения К.З. скорость вращения ротора увеличивается, что является причиной возникновения отрицательного скольжения. Это происходит за счет падения мощности практически до нулевого значения. Во время аварийного режима все ветрогенераторы выдают реактивную мощность в сеть. Характер переходного процесса при АПВ приведен на рисунке 5.3.23.

Пояснение	N	Логика		Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Kв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3		
	1			Время				0.100				
	1		2.000	Шунт	6				30.000			
	1		2.120	Шунт	6				-30.000			
	1		2.120	Отключить связь	6	7						
			2.650	Включить связь	6	7						

Рисунок 5.3.19 – Моделирование автоматики при АПВ линии Октябрьская – Ганюшкино

```
Программа динамики к расчету готова
Старт программы расчета переходного процесса

   Трас   Тпеч      h    Тбл.1  Тбл.2   Uкр     Tf    Кпов     F0    Кдемп  Кблок
   7.00   0.05   0.01    0.00   0.00   0.70   0.10       0  50.00        0      0

Отсутствует ТО ДХН
Отсутствует ТО СХН
Проверить соответствие Ргном и Рг в исх. режиме, генератор-2
Проверить соответствие Ргном и Рг в исх. режиме, генератор-61

       ЗНАЧЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН
       N  Ргном    Iгном   Eqном    Eq     E''q     E''d    E'qp     X'dp   T''d0    T'd    T''d    T''q0

       2     240    1.48  332.08  205.86  119.39   17.78  122.18   13.027  0.2000  0.9451  0.1469  0.5000
      22      28    0.95   59.23   30.38   15.09   13.37   15.63    3.557  0.2000  0.9394  0.1419  0.5000
      23      28    0.95   59.23   30.41   15.11   13.35   15.64    3.557  0.2000  0.9394  0.1419  0.5000
      61     500    2.76  317.16  114.10  109.47    2.19  109.74    8.441  0.2000  1.1328  0.1231  0.5000

2.100 Изменен шунт в узле - 6
2.220 Изменен шунт в узле - 6
2.220 Отключена связь 6-7-0
2.750 Изменена связь 6-7-0
Расчет переходного процесса завершен
```

Рисунок 5.3.20 – Расчет переходного процесса при АПВ линии Октябрьская – Ганюшкино

Автоматика#	Время	Действия	I	J	Nn	Параметры
1	2.10	Изменен шунт в узле	6			R = 0.0, X = 30.00
1	2.22	Изменен шунт в узле	6			R = 0.0, X = -30.00
1	2.22	Отключена связь	6	7		
1	2.75	Изменена связь	6	7		R = 17.60, X = 34.90, G = 0.0, B = -255.1

Рисунок 5.3.21 – Изменение автоматики при АПВ линии Октябрьская – Ганюшкино

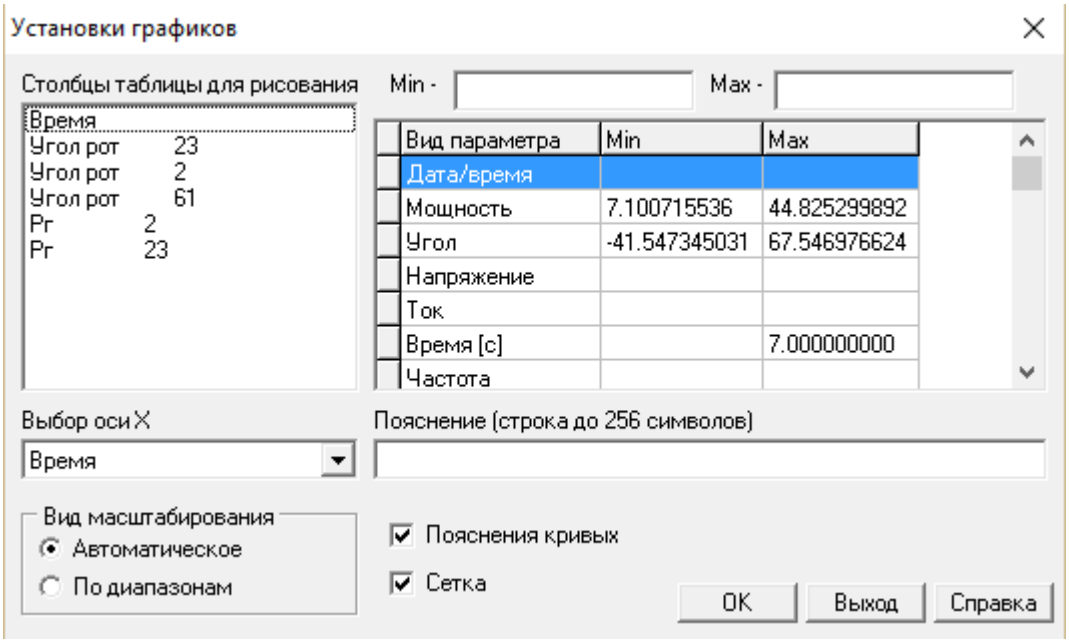


Рисунок 5.3.22 – Параметры установки графиков при АПВ линии Октябрьская – Ганюшкино

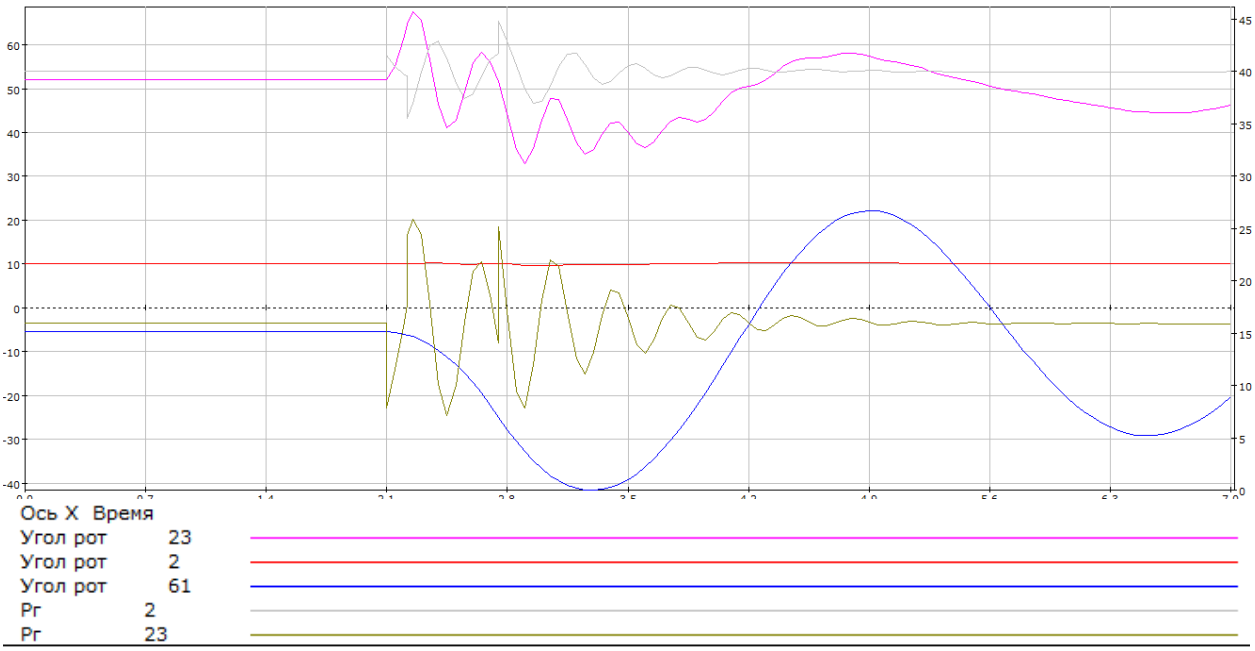


Рисунок 5.3.23 – Характер переходного процесса при АПВ линии Октябрьская – Ганюшкино

Как видно из рисунка, скорость вращения падает в момент возникновения К.З и после 0,5 секунд восстанавливается до номинального значения.

Расчет динамической устойчивости был проведен для анализа влияния площадки ВЭС мощностью 52,8 МВт на режим существующей сети. Анализ расчетов показывает, что возникновение аварийных режимов на линии 110 кВ не вызывает нарушение динамической устойчивости. Переходные процессы характеризуются изменением активной мощности, скорости вращения ветрогенератора, напряжения, которые затем переходят в установившиеся значения послеаварийного режима в течение 0-1 секунд.

6. Энергосбережение

При разработке схемы выдачи мощности от ВЭС были учтены основные направления по энергосбережению, принятые в законе Республики Казахстан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 13.01.2013 год, включающие в себя:

оптимизацию намечаемой электрической сети, в том числе уменьшение числа трансформаций напряжения и применение глубокого ввода (ПС 220/10 кВ), т. е. оптимизацию режимов производства, распределения и потребления;

внедрение мероприятий по снижению потерь электроэнергии и мощности, в том числе:

— применение современного коммутационного оборудования (элегазовых и вакуумных выключателей, отличающихся от масляных и воздушных более высокой коммутационной способностью, надежностью, долговечностью, малым весом, сниженными затратами на их эксплуатацию);

— применение быстродействующих устройств РЗА на базе микропроцессорных терминалов;

— применение новых технологий в диспетчеризации (автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии АСКУЭ и системы SCADA-диспетчерского учета и сбора информации в режиме реального времени).

При разработке схемы расширения выдачи мощности от АтыраускойВЭСбыли учтены требования по энергосбережению на стадии проектирования, а именно:

1) при проектировании ПС и ЛЭП применено высокотехнологичное, и энергосберегающее оборудование с лучшими техническими, механическими характеристиками и сроком службы:

— элегазовые выключатели напряжением 110 кВ и выше, которые отличаются от воздушных и масляных более высокой коммутационной способностью, долговечностью, малым весом, надежностью и экономичностью в эксплуатации. Элегазовые выключатели отличаются малым потреблением электроэнергии за счет пружинных приводов, используемых в схеме электропривода, низким электропотреблением на подогрев привода и шкафа управления. Годовая экономия электроэнергии на один выключатель составляет 75...80 тыс. кВтч.

— силовые трансформаторы с улучшенной системой охлаждения, циркуляцией масла, низкими потерями и др.

2) при разработке принципов системы управления электросетевыми объектами рекомендовано:

— РЗА, ПА выполнять на основе микропроцессорной цифровой техники (применение цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические) с избирательным воздействием на поврежденные участки сети, что обеспечивает сохранение устойчивости и снижение ущербов при повреждении электросетевого оборудования.

— применение АСКУЭ, SCADA и системы телекоммуникаций. Внедрение системы АСКУЭ и SCADA обеспечивает:

- повышение уровня контроля и управления технологическими процессами в нормальном и аварийных режимах;

- безошибочность и быстроту реакции персонала за счет достоверной и своевременной информации о режимах работы и состояния основного и вспомогательного оборудования;

- внедрение современных прогрессивных методов и средств диагностики основного оборудования;

- развитие диспетчерской и технологической связи на основе корпоративных сетей;

- обеспечение надежности и безопасности при эксплуатации оборудования.

3) расчеты режимов работы электрических сетей выдачи мощностиТГ выполнялись с учетом минимизации потерь в сетях.

Расчеты электрических режимов проведены с целью проверки загрузки элементов сети, определения уровней напряжения на шинах подстанций 220 кВ и определения мероприятий, обеспечивающих нормальные уровни напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

При рассмотрении и выборе рекомендуемого варианта были подсчитаны расчетные затраты по вариантам с учетом эксплуатационных затрат и затрат на потерю электроэнергии в сети.

7 Экономическая часть

7.1 Технико-экономическое обоснование строительства ВЭС

7.1.1 Цели разработки проекта

В проекте предусмотрено строительство ПС-110/20 кВ ВЭС «Забурунье» и ВЛ-110Кв.

Для реализации проекта выполнены следующие мероприятия:

- имеется предварительный контракт с поставщиком оборудования;
- за счет собственных средств произведена оплата 2-х ветрогенераторов типа «Vestas V66-1,65»;
- осуществляется производство подготовительных работ по строительству оснований и фундаментов ветроэнергетических установок.

Реализация проекта ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» по строительству ВЭС позволит решить проблему дефицита электроэнергии как на районном, так и на региональном уровне, снизить зависимость от импорта электроэнергии, рационально использовать имеющиеся ресурсы возобновляемой энергии, увеличить долю альтернативных источников энергии в общем энергетическом балансе страны и снизить выбросы парниковых газов.

7.1.2 Рынок сбыта

В таблице 7.1 приведена перспективная электрическая нагрузка Атырауской области до 2020 года.

Таблица 7.1 – Перспективная электрическая нагрузка Атырауской области до 2020 года.

№	Вид деятельности	Максимальная электрическая нагрузка в том числе основные потребители с учетом Ко,Км, МВт		
		2012 год	2016 год	2020 год
1	Промышленные предприятия с установленной мощностью свыше 750 кВА	121.58	123.60	129.78
2	Промышленные предприятия с установленной мощностью до 750 кВА	46.23	47.00	49.35
3	Непромышленные потребители	22.43	22.80	23.94
4	Бюджетные потребители	13.39	13.61	14.29
5	Сельскохозяйственные потребители	0.42	0.43	0.45
6	Население и населенные пункты	58.95	59.94	62.93
7	Перспективные нагрузки основных отраслей индустрии, в том числе:			
7.1	Нефтепереработка и инфраструктура нефтегазового сектора		13.68	14.32
7.2	Стройиндустрия и деревообрабатывающая промышленность		26.64	27.97
7.3	Химическая и фармацевтическая промышленность		8.51	9.15
7.4	Машиностроение		23.47	24.35
7.5	АПК и сельхозпереработка		15.7	16.62
8	Крупнейшие реализуемые проекты до 2017г:			
8.1	Реконструкция и модернизация Атырауского НПЗ. Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов.		147	180
9	**Итого суммарная нагрузка**	**263.00**	**502**	**553**

С 2016 до 2020 года рост нагрузок ожидается умеренный и будет составлять 10%. Основным составляющим роста нагрузок является: «Реконструкция, модернизация Атырауского НПЗ. Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов». На долю этого предприятия приходится 30% в 2016 году, и 35% до 2020 года нагрузки всей энергосистемы.

Ветровая электростанция ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» с установленной мощностью в 52,8 МВт и дальнейшим увеличением установленной мощности до 100 МВт вписывается в схему покрытия дефицита мощности Атырауской области и обеспечивает потребителей т.н. «зеленой» энергией согласно концепции Президента РК.

7.2 Расчет технико-экономических показателей ВЭС

7.2.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Капитальные вложения — это реальные инвестиции (вложения) в основной капитал (основные фонды), в том числе затраты на новое строительство, на расширение, приобретение машин, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, оборудования, проектно-изыскательские работы и другие затраты. По другому их называют капиталообразующими инвестициями, а именно в статистическом учете и экономическом анализе.

По экономическому содержанию капитальные вложения представляют часть общественного продукта (главным образом фонда накопления), направляемую на воспроизводство основных фондов.

По форме же капитальные вложения представляются в виде денежных средств, которые вкладываются на капитальное строительство, приобретение оборудования и других средств труда, входящих в состав основных фондов.

Капитальные вложения могут осуществлять не только государство, но и юридические и физические лица.

В этой главе произведены расчеты затрат на строительство ВЭС – 110/20 кВ на площадке ВЭС ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» с двумя силовыми трансформаторами 110/20 кВ мощностью по 40 МВА, четырьмя секциями шин 20кВ, строительство двух ВЛ-110 кВ длиной по 5 км, в рассечку существующей ВЛ-110 кВ.

Капитальные вложения в ВЛ состоят из:

- оборудования ВЛ, а именно: опоры портального типа, провода, устройства для заземления и линейно-подвесная арматура. Цена рассчитана с помощью укрупнённой справочной стоимости линий данного напряжения по длине;

- оборудование для подключения ВЛ к существующей сети 110 кВ ЕЭС Казахстана.

Капитальные вложения в подстанцию состоят из затрат на основное оборудование подстанции:

- силовые автотрансформаторы;

- коммутационное оборудование (элегазовые выключатели, разъединители);

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

- распределительные устройства (КРУ);

- система мониторинга и управления;

- устройства релейной защиты и автоматики;

- вспомогательные сооружения.

Определение уровня качества и конкурентоспособности проекта производится, предварительно выбрав три наиболее важных показателя качества, по которым осуществлена сравнительная оценка технического уровня выбранного оборудования, аналога и перспективного объекта.

Выбранные показатели представлены в порядке убывания их весомости:

- протяженность ВЛ;

- потери активной мощности на ВЛ;

- надежность электроснабжения.

Чем больше надежность электроснабжения, тем меньше расходы на ремонт оборудования, меньше ущерба от недоотпуска электроэнергии. Следовательно, этот показатель качества является одним из важных.

Протяженность ВЛ влияет на технико-экономическое обоснование. Если длина ВЛ меньше, следовательно она экономичнее, так как требуются меньшие затраты на проектирование, сооружение и эксплуатацию ВЛ. При меньшей потере активной мощности в сети, сеть является более надежной.

Ниже в таблице 7.2 приведены капиталовложения, необходимые для строительства ВЭС.

Таблица 7.2.1 – Капиталовложения, необходимые для строительства ВЭС

Наименование	**Ед. стоимости, тыс.тенге**	**Кол-во**	**Всего стоимость (тыс.тенге)**
Капиталовложения			
Линии электропередачи			
ВЛ 110кВ, двухцепная, на Ж/Б опорах, АС 120	24 300	2	48 600
Проектно-изыскательские работы (11%)			5 346
Содержание дирекции строительства (2%)			972
Прочие затраты (5%)			2 430
Итого по ЛЭП			**57 348**
Подстанции			
ОРУ 110/10 кВ	301 800	2	603 600
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ	39 491	5	197 455
Трансформатор 40 МВа	185 000	2	370 000
Итого по оборудованию			1 171 055
Проектно-изыскательские работы (11%)			128 816
Содержание дирекции строительства (2%)			23 421
Прочие затраты (5%)			58 553
Временные здания и сооружения (2%)			23 421
Затраты на общеподстанционное устройства (8%)			93 684

Продолжение таблицы 7.2.1

Наименование	**Ед. стоимости, тыс.тенге**	**Кол-во**	**Всего стоимость (тыс.тенге)**
Затраты на подготовку территории, строительство зданий, сооружений, водоснабжение и канализация, пожаротушение и др. (15%)			175 658
Итого по ПС			**1 674 609**
Всего по ЛЭП и ПС			**1 731 957**
Всего в ценах 2015 г			**2 112 987,11**

7.2.2 Определение ежегодных издержек подстанции и ЛЭП

Предоставление товаров и услуг связано с вложением труда, капитала или природных ресурсов, которые представляют факторы или ресурсы производства. Для каждого продукта или услуги есть свой набор факторов производства. Передача электроэнергии осуществляется в результате использования различных факторов в разнообразных сочетаниях и пропорциях. Эти факторы обладают свойством взаимозаменяемости, обусловленной как спецификой продукта или услуги, так и ограниченностью самих ресурсов производства и необходимостью их эффективного использования. Независимо от взаимозаменяемости и разнообразия сочетания факторов производства стоимость их использования для изготовления продукта или создания услуги представляет издержки производства.

Издержки производства – плата собственникам факторов (ресурсов) производства в соответствии с их участием в производстве.

Издержки производства в условиях данного дипломного проектирования связаны с затратами на содержание подстанций, линии электропередач и распределительных устройств.

Передача и распределение электрической энергии связаны с частичной потерей при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Так как такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек на передачу электроэнергии.

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \quad (7.2.1)$$

где $И_{экс}$ – суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на эксплуатацию сетей, тенге/год;

$И_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге/год.

Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей и подстанции производится по укрупненным показателям. Издержки на эксплуатацию сетей включают в себя издержки на амортизацию, издержки на обслуживание и ремонт.

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (7.2.2)$$

где $И_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год;

Иоб/рем – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год.

Ежегодные издержки на амортизацию в свою очередь определяются:

$$И_{ам} = \frac{а_{ам}}{100} \cdot К_{эс}, \quad (7.2.3)$$

где $а_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$К_{ЭС}$ - общие капитальные вложения в строительство энергообъекта.

Ежегодные амортизационные отчисления включаются в издержки производства. Поэтому ЭСО заинтересованы в увеличении списаний в амортизационный фонд, так как эти средства более выгодно, чем прибыль, использовать для финансирования инвестиций, в связи с тем, что с них нет нужды выплачивать налоги.

Амортизация энергообъектов определяется как оценка износа основного капитала за определенный период времени. На основе этой оценки происходит ежегодное списание части стоимости основных фондов, так называемые амортизационные отчисления. Они поступают в амортизационный фонд, который служит для возмещения износа основного капитала. Амортизационные отчисления зачисляются по нормам амортизации и по балансовой стоимости основных фондов.

Издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие) определяются так же как и издержки на амортизацию:

$$И_{об/рем} = \frac{а_{об/рем}}{100} \cdot К_{эс}, \quad (7.2.4)$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Необходимые нормы отчислений на амортизацию рассчитаны, и являются справочными данными. Нормы отчислений на амортизацию подстанции данного типа принимаются 8,6 % в год. В расчетах применим метод ускоренной амортизации $\alpha_{ам}$ =17,2 %.

Таким образом, годовые издержки на эксплуатацию ВЭС-110/20 кВ определяются:

$$И_{ам} = \frac{17,2}{100} \cdot 1674609 = 288032,748 \text{тыс. тенге/год;}$$

$$И_{об/рем} = \frac{5}{100} \cdot 1674609 = 83730,45 \text{тыс. тенге/год.}$$

По формуле (8.2.2) издержки на эксплуатацию подстанции:

$$И_{экс.п} = 288032,748 + 83730,45 = 371763,2 \text{тыс. тенге/год.}$$

Определение амортизационных отчислений, расходов на обслуживание и полные годовые отчисления на передачу электроэнергии (ЛЭП) производится аналогичным образом. Здесь разделения издержек на амортизацию и на обслуживание и ремонты нет. Полные годовые отчисления для линий электропередач напряжением 110 кВ 8 %/год.

$$И_{ам} = \frac{8}{100} \cdot 57348 = 4587,84 \text{тыс. тенге/год.}$$

Тогда суммарные издержки на линию и подстанцию по (7.2.2):

$$И_{экс} = 4587,84 + 371763,2 = 376351,04 \text{тыс. тенге/год.}$$

Издержки, связанные с потерями энергии обусловлены непосредственно передачей и распределением электрической энергии по линиям электропередач и трансформации. Потери электроэнергии распределяются на постоянные (не зависящие от передаваемой мощности) и переменные (которые зависят от передаваемой мощности). Издержки на потерю энергии рассчитываются по формуле:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} , \qquad (8.2.5)$$

где$\Delta Э$ – величина потерь энергии, кВт·ч;

$Ц_{пот}$. - стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, тенге.

Стоимость потерь возмещается по курсу отпуска электроэнергии составляет 7,3 тенге/кВт·ч. Годовые потери энергии в ЛЭП определяются формулой:

$$\Delta Э = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau , \qquad (7.2.6)$$

где $\Delta P_{кор}$ - среднегодовые потери мощности на корону, кВт;

ΔP_{max} - потери мощности при максимальной нагрузке, кВт;

8760 – число часов в году;

τ – годовое время максимальных потерь, которое определяется с учетом коэффициента мощности и времени использования максимума нагрузки

(определение годового времени максимальных потерь в зависимости от T_{max} произведено по Рисунку 7.1).

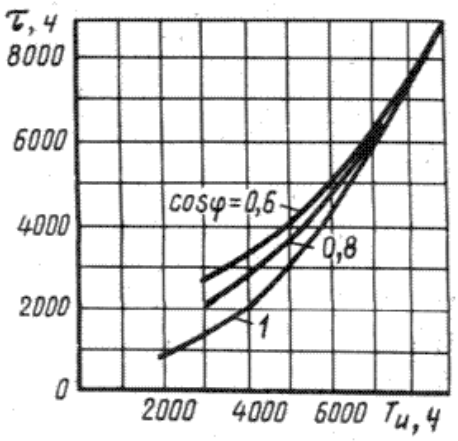


Рисунок 7.1– Зависимость годового времени максимальных потерь от времени использования максимума нагрузки

Потери мощности на корону определяются по формуле:

$$\Delta P_{кор} = p_{уд.кор.} \cdot L \ , \qquad (7.2.7)$$

где $p_{уд.кор.}$ – потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110 кВ, кВт/км,

L- длина ЛЭП, км.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S^2_{max}}{U^2} \cdot X_{л} \ , \qquad (7.2.8)$$

где S_{max} – мощность при максимальной нагрузке, кВА;

U - напряжение линии, кВ;

ρ - удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

α - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;

L - длина линии, км.

Перспективная нагрузка на проектируемой подстанции составит (6,7+j15), где активная мощность = 6,7 МВт, реактивная мощность 15 МВар, полная мощность, соответственно, 16,43 МВА.

Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = 0,06 \cdot 5 = 0,3 кВт.$$

Потери мощности при максимальной нагрузке:

$$\Delta P_{max} = \frac{16,43^2}{110^2} \cdot 1,25 = 0,03 \text{кВт}.$$

Таким образом по фоормуле (7.2.6), годовые потери энергии в ЛЭП составят:

$$\Delta Э = 0,3 \cdot 8760 + 0,03 \cdot 3411 = 2730,33 \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитываем переменные и постоянные потери для однофазных автотрансформаторов.

Потери в однофазных автотрансформаторах находятся по формуле:

$$\Delta Э_{АТ} = n \cdot (\Delta\Delta_x \cdot 8760 + \Delta P_к \cdot \tau) \ , \qquad (7.2.9)$$

где $\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$– потери короткого замыкания, кВт;

τ -время максимальных потерь.

$$\Delta Э_{АТ} = 2 \cdot (34 \cdot 8760 + 170 \cdot 3411) = 1755,420 \text{кВт}.$$

Общие издержки на потери электроэнергии для подстанции и в ЛЭП составят:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} = (2730,33 + 1755,420) \cdot 7,3 = 32,7 \text{млн. тенге/год}.$$

Рассчитываем себестоимость. Себестоимость – это полные издержки на производство продукции, работ, услуг, которые включают затраты на потребление средств и производства и оплату труда.

Полная себестоимость передачи электроэнергии по данным сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанные с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю:

$$S = \frac{И}{Э_{год}} \ , \qquad (7.2.10)$$

где И – суммарные издержки;

$Э_{год}$ - годовой объем переданной электроэнергии.

При этом полный объём передаваемой электроэнергии за год:

$$Э_{год} = P \cdot T_{max} \ , \qquad (7.2.11)$$

где Р – активная мощность потребителей, МВт;

T_{max} – число использования максимума нагрузки, часов.

Таблица 7.2 – Сводная таблица издержек на подстанции и ЛЭП

Издержки эксплуатационные, млн. тенге		Издержки, связанные с потерями, млн. тенге		Сумма, млн. тенге
Подстанция	ВЛ	ВЛ	Автотрансформаторы	
371,763	4,6	19,9	12,8	409,051
376,351		32,7		

Подставив полученные издержки на подстанции и ЛЭП по формуле (7.2.10) получаем себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{409,051}{6,7 \cdot 5000} = 12,2 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии по новому участку ВЛ-110 кВ через ВЭС 110/20 кВ ВЭС составит 12,2 тенге/кВт·ч.

Годовой объём передаваемой электроэнергии для ВЭС составит 33500 МВт·ч.

7.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются такие показатели как:

- простая норма прибыли;
- простой срок окупаемости капитальных вложений;
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости дисконтированных затрат;
- чистый приведенный доход (Net Present Value, NPV).

Простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

Простой срок окупаемости капитальных вложений, есть период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

Срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

Расчет чистого дисконтированного дохода производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $Э_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

Внутренняя норма доходности определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

Срок окупаемости дисконтированных затрат характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_р$.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, исходя из цены инвестированного капитала.

Определяется срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \qquad (7.3.1)$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн. тенге.

Для расчета простого срока окупаемости находим денежный поток, который состоит из чистой прибыли и издержек на амортизацию. Ежегодные амортизационные отчисления в свою очередь состоят из отчислений на линию электропередач и отчислений на подстанцию и составляют 292,6 млн. тенге.

Также допускаем, что для увеличения времени, которое требуется, чтобы инвестиция обеспечила достаточные поступления денег для возмещения инвестиционных расходов.

$$CF = И_{ам} = 292,6 \text{ млн.тенге.}$$

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (7.3.1):

$$PP = \frac{1731,9}{292,6} = 5,91$$

Таким образом, срок окупаемости подстанций и ВЛ-110 кВ составит примерно 6 лет. Но у данного метода есть недостатки, среди которых то, что в данном методе:

1) не учитывается влияние денежных притоков последних лет;

2) не учитываются различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) метод не обладает свойством аддитивности.

Также есть и некоторые преимущества данного метода:

1) простота для расчетов;

2) метод способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

3) метод показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, иными словами, доходы сравняются с расходами.

Метод простого срока окупаемости показал, что инвестиции, вложенные в данный проект, окупятся за 6 лет. Данный метод является недостаточно точным, поэтому целесообразно рассчитать показатели по NPV.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV нужно выполнить прогнозную величину финансовых потоков в каждый год реализации проекта, затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по выражению:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \ , \qquad (7.3.2)$$

где I_o – инвестиции в данный проект, млн. тг.;

CF_t – поток наличности, млн. тг.;

r – ставка дисконтирования;

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 292,6 млн. тенге.

По методике расчет NPV ведется до его первого положительного значения. Если NPV больше нуля, то при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, так как генерируемый им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r \qquad (7.3.3)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 6\%$, который принимается с предоставлением инвестиций от АО «Атырау-Жарык».

$$PV = 292{,}6 \cdot 0{,}943 = 276{,}03 \text{ млн. тенге;}$$

$$NPV = (-1731{,}9) + 276{,}03 = -1455{,}86 \text{ млн. тенге.}$$

Остальные значения рассчитаны аналогичным образом и сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет NPV и IRR

Год	**Денежный поток CF, млн.тг**	**$1/(1+r)^t$**	**PV**	**Текущая стоимость, млн. тенге**
0	-1731,9			-1731,9
1	292,6	0,943396	276,0377	-1455,86
2	292,6	0,889996	260,413	-1195,45
3	292,6	0,839619	245,6726	-949,777
4	292,6	0,792094	231,7666	-718,01
5	292,6	0,747258	218,6477	-499,362
6	292,6	0,704961	206,2715	-293,091
7	292,6	0,665057	194,5957	-98,4952
8	292,6	0,627412	183,5809	85,08567

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 8 лет. При этом PV = 1816,98.

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / I_0 \qquad (7.3.4)$$

Если: PI > 1, то проект следует принять, PI < 1, то проект следует отвергнуть, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{n} 1816,98/0,627}{292,6} = 9,89$$

Так как PI > 1, проект прибыльный, значит его следует принять.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Общие положения

Предполагается строительство ВЭС – 110/20 кВ на площадке ВЭС ТОО «ВетроЭнергоТехнологии» со следующим объемом строительства:

1) Строительство повышающей ПС 110/20 кВ, ОРУ 110 с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА;

2) Строительство двух ВЛ 110 кВ протяженностью по 5 км, маркой провода АС-120;

3) Строительство ВЭС, с вводом в эксплуатацию 32 ветровых турбин «VestasV66-1,65» мощностью по 1,65 МВт каждая;

4) Установка КСО – 20 кВ 48шт. (по 12шт. на каждую секцию шин).

8.2 Гигиеническая оценка ВЭС как источников шума и инфразвуков

Звуковые колебания с частотами ниже 20 Гц относятся к инфразвуковому диапазону.

Инфразвук обладает рядом особенностей:

- распространяется на значительно большие расстояния, чем шум; из-за большой длины волны свободно огибаются препятствия, экраны;

- может усиливаться за зданиями;

- может усиливаться в помещении при закрытых дверях и окнах.

“Гигиенические нормы инфразвука на рабочих местах” №2274-90, устанавливающие предельно допустимые уровни инфразвука по общему уровню 110 дБ и 105 дБ в октавных полосах частот 2, 4, 8, 16 Гц; для частоты

31,5 Гц как ненормируемый в звуковом диапазоне установлен уровень 102 дБ. В соответствии с “Санитарными нормами допустимых уровней инфразвука и низкочастотного шума на территории жилой застройки” №4948-89 допустимые уровни инфразвука на жилой территории составляют 90 дБ.

Инфразвук уровнем более 100 дБ оказывает неблагоприятное воздействие на центральную нервную систему, сердечно-сосудистую систему, объективное самочувствие. При этом индивидуальная чувствительность к инфразвуку у людей различная.

При воздействии инфразвука интенсивностью 180 дБ (частота 7 Гц) в течение 15 мин. можно получить серьезную травму всего организма.

Болевой порог находится на уровне для частоты 2-3 Гц – 165 дБ, 10 Гц – 148 дБ, 15-20 Гц 140 дБ, 100 Гц – 120 дБ.

Колебаний частотой 1-100 Гц интенсивностью до 150 дБ при экспозиции от 25 с до 2 мин, находится в пределах человеческой выносимости, более 150 дБ – совершенно непереносим.

8.2.1 Акустическое воздействие, шум

Звук – энергия, которая распространяется в той или иной среде с различными скоростями (в воздухе со скоростью 340 м/с). Слышимые человеком звуки находятся в частотных пределах от 20 Гц до 20 кГц. Звуки с частотой до 20 Гц – являются инфразвуки, свыше 20 кГц – ультразвуки. Они не воспринимаются человеческим слухом, но существенно влияют на его самочувствие. Понятие звука и понятие шума разные. Шумом является неритмичное звукообразование, беспорядочное смешение звуков.

Наименьший порог силы звука, который воспринимается человеческим ухом, равен 1 дБ. Тихий шепот на расстоянии 1,5 м оценивается в 10 дБ, тихий разговор в 40 дБ, разговор средней громкости 50 дБ. Пороговая выносливость человеческого уха, принятая на основе болевых ощущений, равна 130 дБ.

Шум от ВЭУ зависит от ее мощности и размеров. Он подразделяется на 2 категории:

1. Механический шум от генератора, подшипников и других соединений. Он не превышает нормируемого значения.

2. Аэродинамический шум, который создается вращением лопастей.

Один компонент этого шума широкодиапазонной, лежащий в пределах до нескольких кГц и создающий ритмичный свистящий звук. Другой компонент создает колебания, которые вызывают низкочастотные резонансные шумы. Также не превышает нормируемого значения.

Из двух критериев доминирующим является первый.

8.3 Нормирование микроклимата

В помещениях диспетчерских пунктов, в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны поддерживаться комфортные

метеорологические условия внешней среды: температура, влажность, скорость движения воздуха. Допустимые параметры микроклимата, приведены в таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1 – Допустимые параметры микроклимата

Показатели	Холодное время года	Тёплое время года
1.Температура воздуха, °С		
- диапазон ниже оптимальных величин	19,0-20,9	20,0-21,9
- диапазон выше оптимальных величин	23,1-24,0	24,1-28,0
2.Относительная влажность, %	15-75	15-75
3.Удельный расход воздуха, $м^3$/ч	8,5	8,5
4.Скорость движения воздуха, м/с		
-для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	0,1	0,1
для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более	0,2	0,3
5.Температура поверхностей, °С	18,0-25,0	19,0-29,0

Оптимальные параметры микроклимата, приведены в таблице 8.4.2.

Таблица 8.4.2 – Оптимальные параметры микроклимата

Показатели	Холодное время года	Тёплое время года
1.Температура воздуха, °С	21-23	22-24
2.Относительная влажность, %	60-40	60-40
3.Удельный расход воздуха, $м^3$/ч	8,5	8,5
4.Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,1
5.Температура поверхностей, °С	20-24	21-25

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочем месте диспетчера подстанции должны соблюдаться условия:

- перепад температуры воздуха по высоте не более 3 °С;

- перепад температуры воздуха по горизонтали и изменение в течение смены – 4 °С.

Оптимальная для работы температура составляет - 25 °С.

Тепловой режим в помещениях должен быть, по возможности, стабильным, колебания температуры в помещениях на протяжении суток не должны превышать двух-трёх градусов.

Совместное действие параметров микроклимата характеризуется индексом тепловой нагрузки среды (ТНС). Произведём расчёт ТНС по уравнению:

$$ТНС = 0,7 \cdot t_{вл} + 0,3 \cdot t_{м}, \quad (8.4.1)$$

где $t_{вл}$ = 23 °С – температура смоченного термометра аспирационного психрометра;

$t_{м}$ = 25 °С – температура внутри зачернённого шара.

Тогда,

$$ТНС = 0,7 \cdot 23 + 0,3 \cdot 25 = 23,3°С.$$

Таким образом, ТНС рабочего места диспетчера подстанции находится в допустимых пределах для работ I категории: 22,2-26,4 °С.

Чтобы поддерживать оптимальные параметры микроклимата необходимо применять систему кондиционирования воздуха второго класса. Систему кондиционирования данного класса, которая предназначенна для круглосуточного и круглогодичного обеспечения требуемых параметров воздуха в помещениях, следует предусматривать не менее чем с двумя 50 % требуемого воздухообмена и заданную температуру.

8.4 Расчет заземляющего устройства

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию ОРУ 110 кВ предусматриваются:

- ограждения токоведущих частей;
- необходимые изоляционные расстояния между токоведущими частями и отдельными присоединениями;
- проходы, проезды;
- система молниезащиты в виде молниеотводов;
- электромагнитные и механические блокировки, исключающие ошибки при операциях персонала во время оперативных переключений;
- защитное заземляющее устройство;
- дистанционное управление выключателями;
- системы контроля и автоматики режимов работ;
- стационарные заземляющие ножи с дистанционным управлением и системой блокировок;
- рабочее и аварийное освещение;
- защита от коротких замыканий.

Для снижения уровня электрического поля в ОРУ 110 кВ предусматриваются следующие стационарные средства защиты:

- вертикальные экраны, устанавливаемые между двумя выключателями соседних ячеек.

Для предотвращения несанкционированного доступа на территорию ОРУ людей, животных, которые могут создать аварийную ситуацию с угрозой для своей жизни и жизнедеятельности персонала на ОРУ выполняются следующие охранные мероприятия:

- сетчатое ограждение высотой два метра по периметру;
- предупреждающие плакаты.

Заземляющие устройства должны удовлетворять требованиям обеспечения безопасности людей и защиты электроустановок, а также обеспечения эксплуатационных режимов работы.

Произведем расчёт заземляющего устройства подстанции:

Для условий проектирования требуемая величина сопротивления заземляющего устройства 0,5 Ом, для ее обеспечения необходимо монтировать искусственные заземлители.

Удельное сопротивление грунта в соответствии с данными изысканий ρ = 100 Ом/м на глубине до 10 м, глубина промерзания суглинка 150 см.

Принимаются заземлители из электродов диаметром 20 мм длиной 4,3 м, для связи используется стальная полоса сечением 40х4 мм^2. Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру.

Определяем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя (соединительной полосы):

$$R_г = \frac{\rho}{2\pi\pi} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \qquad (8.5.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

l – длина контура, м;

b – ширина полосы, м;

t = 0,7 м – глубина заглубления полосы от уровня земли.

$$R_г = \frac{100}{2\pi \cdot 164} \cdot \ln \frac{2 \cdot 164^2}{0{,}04 \cdot 0{,}7} = 1{,}302 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_в = R_u - R_г, \qquad (8.5.2)$$

где R_u – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$R_в = 0{,}5 - 1{,}302 = |-0{,}802| = 0{,}802 \text{ Ом}.$$

Определяется сопротивление стеканию тока одного вертикального заземлителя:

$$R_{во} = \frac{\rho}{2\pi(l-0{,}5)} \cdot \left(\ln \frac{2(l-0{,}5)}{d} + 0{,}5 \ln \frac{4 \cdot (h+0{,}5l) + (l-0{,}5)}{4 \cdot (h+0{,}5l) - (l-0{,}5)} \right), \qquad (8.5.3)$$

где l – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

h – глубина промерзания грунта, м.

$$R_{во} = \frac{100}{2\pi(4{,}3-0{,}5)} \cdot \left(\ln \frac{2(4{,}3-0{,}5)}{0{,}02} + 0{,}5 \ln \frac{4 \cdot (1{,}5+0{,}5 \cdot 4{,}3)+(4{,}3-0{,}5)}{4 \cdot (1{,}5+0{,}5 \cdot 4{,}3)-(4{,}3-0{,}5)} \right) = 26{,}07$$

Ом

Необходимое число электродов:

$$N = \frac{R_{во}}{R_{в}} ; \qquad (8.5.4)$$

$$N = \frac{26{,}07}{0{,}802} = 32{,}5 \approx 32 .$$

Принимаем N = 32.

Размещаем электроды по контуру заземляющего устройства с тем расчетом, чтобы расстояние между электродами было больше длины электрода.

Дополнительно к контуру на территории подстанции устраиваем сетку из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 30 м, для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываем углублённые полосы. Эти неучтённые горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идёт в запас надежности.

Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей показано на рисунке 8.1.

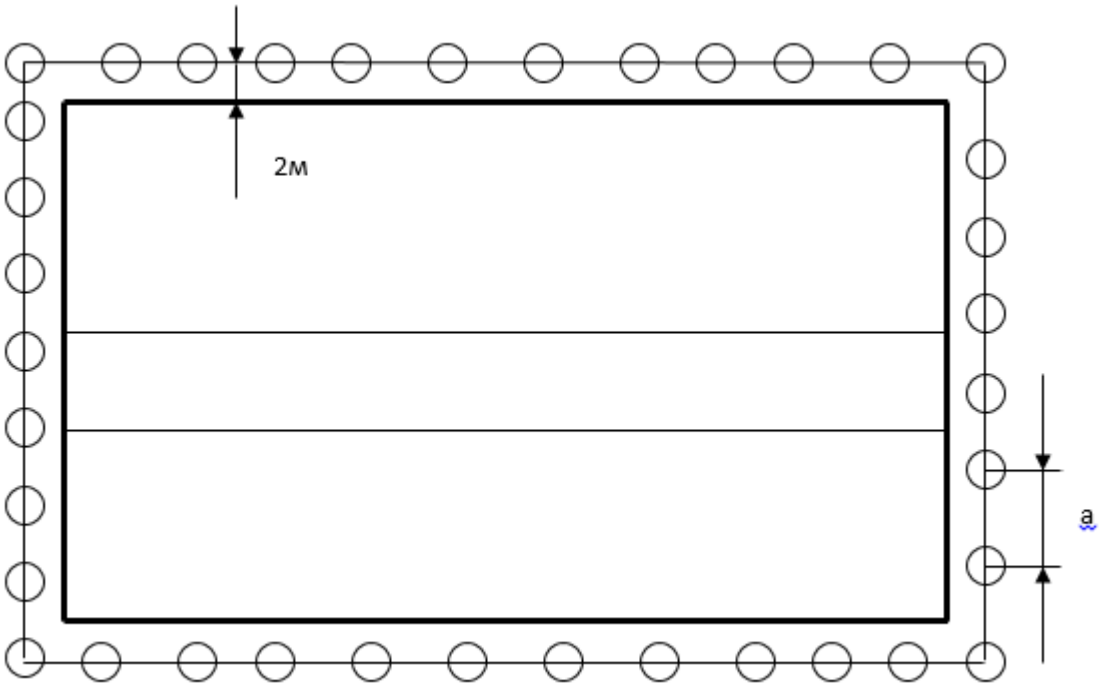


Рисунок 8.1 – Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей

8.5 Противопожарные мероприятия

Помещения зданий ОПУ и ЗРУ – 20 кВ относятся к производствам по взрыво – пожарной опасности к категории «Г» и «Д», в соответствии с которыми выполнены противопожарные требования (СН РК В.3.1-98 и СНиП 2.02-.05-2002).

Кабельные каналы ЗРУ имеют объем не превышающий 100 м^3.

Автоматическое пожаротушение не требуется.

Все помещения ОПУ и ЗРУ-10 кВ (включая кабельные каналы) оборудуются пожарной сигнализацией в соответствии со СН РК 2.02-11-2002.

В соответствии со СНиП РК 2.02-11 и РД 34.49.101-87 на ПС ВЭС «Забурунье» автоматическое пожаротушение трансформаторов не предусматривается.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняется сеть маслоотводов со сбросом масла в закрытый маслосборник.

Тушение пожара предусматривается местной пожарной командой и аварийным выездными бригадами.

При компоновке ПС учтены следующие требования и мероприятия по обеспечении пожарной безопасности:

- Главная схема электрических соединений, схемы собственных нужд, схемы оперативного тока, схемы управления и компоновки оборудования выполнены таким образом, что при возникновении пожара в кабельном хозяйстве или вне его исключается одновременная потеря резервирующих присоединений.

- Для прохода кабелей через строительные конструкции в последних предусмотрены отрезки асбоцементных труб. После прокладки кабелей все отверстия должны быть заделаны огнезащитным составом с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости строительных конструкций, но не менее 0,75 часа. В качестве огнезащитного состава может быть использован цементно-песчанный раствор (марка цемента не выше 200 и соотношение цемента и песка 1:10).

8.6 Меры пожарной безопасности при проведении огневых работ на объектах станции и при пожаре

Руководителем тушения пожара на энергообъекте до прибытия первого пожарного подразделения является старший смены (начальник смены, дежурный инженер станции) или руководитель энергообъекта.

По прибытии первого пожарного подразделения старший смены (руководитель энергообъекта) должен информировать о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения и передать ему руководство тушением пожара выдачей письменного допуска.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение её представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар

электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Если почему-либо снять напряжение невозможно, то допускается тушение установки, находящейся под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности, которые предусмотрены Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций.

Тушение пожаров ручными средствами в сильно задымленных помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

При пожаре трансформатора он должен быть отключён со всех сторон, после чего немедленно следует приступать к тушению воздушно-механической пеной, распылённой водой или огнетушителями. Горящее масло не следует тушить компактной водяной струёй во избежание увеличения площади пожара. При тушении трансформатора, установленного в камере, необходимо предупредить распространение пожара через вентиляционные и другие каналы.

При загорании кабелей, расположенных в туннелях, каналах и других помещениях, при наличии стационарной установки пожаротушения необходимо её включить в работу. При тушении горящих кабелей напряжением выше 1 кВ в кабельном туннеле работающий с пожарным стволом должен направлять струю воды через дверной проём или люк, не заходя в отсек с горящими кабелями. Одновременно необходимо принять меры к скорейшему снятию напряжения.

На каждом предприятии должен производиться противопожарный инструктаж вновь принимаемых на работу, который проводит начальник местной пожарной охраны или инструктор по пожарной профилактике. На объектах, не имеющих специальной пожарной охраны первичный инструктаж проводит инженерно-технический работник, хорошо знакомый с вопросами пожарной безопасности.

Перед производством огневых работ на ёмкостях или внутри их и на трубопроводах, в которых находились легковоспламеняемые и горючие материалы, они должны отключаться от всех коммуникаций и выполняться следующие мероприятия:

- закрываться ближайшие задвижки и вывешиваться плакаты;
- удаляться остатки, находящихся в них веществ;
- организовывать пропарку и промывку пожаробезопасными растворами.

При проведении огневых работ запрещается:

- приступать к работе при неисправной аппаратуре;
- производить работы ближе 5 м от и на свежеокрашенных конструкциях до полного высыхания краски;
- начинать работы при неизолированных соединениях сварочных проводов;
- пользоваться одеждой и рукавицами со следами масел, жиров и других горючих жидкостей.

При авариях сварочные и другие огневые работы проводятся без выдачи наряда, но под непосредственным наблюдением начальника цеха или по его указанию другим ответственным лицом данного цеха.

8.7 Расчет молниезащитного устройства подстанции

Молниезащита – это совокупность защитных устройств, предназначеные для обеспечения безопасности людей, сохранности сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молнии и других проявлений атмосферного электричества. Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, подразумевающее некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшую надежность защиты объект имеет, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны, надежность его защиты повышается.

На подстанциях 110-220 кВ трансформаторы, ОРУ, ЗРУ маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения проектируются с защитой от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях, которые имеют металлическую кровлю, достаточно заземлить металлические части. ОРУ защищаются стержневыми молниеотводами. Полное сопротивление заземлителя не должно превышать 80 Ом.

Согласно рекомендациям "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87" нормируется два типа зон: зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов, на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли; зона типа Б в этих случаях имеет надежность не ниже 0,95. Рабочее напряжение 110 кВ на ошиновке распределительного устройства заметно снижает надежность защиты. Элементы токопроводов и аппаратов защищаются молниеотводами с зоной типа А.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_o на уровне земли.

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте h_i рассчитываются по формуле:

$$r_i = r_0\left(1 - \frac{h_i}{h_{эф}}\right) \qquad (8.8.1)$$

где $h_{эф}$ и r_o для двух типов зон защиты одиночных стержневых молниеотводов различной высоты приведены в табл. 8.8.1.

Таблица 8.8.1 – Расчет границы зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Тип зоны защиты	Эффективная высота ($h_{эф}$) и радиус основания (r_o) конической зоны защиты молниеотвода высотой h (м)	
	$h \le 150$	$150 < h < 600$
А	$h_{эф} = 0{,}85\ h$ $r_o = (1{,}1 - 0{,}002\ h) \cdot h$	$h_{эф} = (0{,}85 - 1{,}7 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$ $r_o = (0{,}8 - 1{,}8 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$
Б	$h_{эф} = 0{,}92\ h$ $r_o = 0{,}5$	$h_{эф} = (0{,}92 - 0{,}8 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$ $r_o = 225$

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов высотой до 150 м.

Торцевые внешние области зон определяются по формуле (9.8.1) с использованием данных таблицы 9.8.1 как для одиночных молниеотводов.

Границы внутренней области зоны защиты при расстоянии между молниеотводами $L_{м\text{-}м} \le h$ также рассчитываются по формуле (9.8.1). При больших расстояниях $L_{м\text{-}м}$ для расчета r_{ci} для высоты h_i используется формула:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cг} - h_i}{h_i}\right), \qquad (8.8.2)$$

где $h_{сг}$ и $r_{со}$ - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты принимаются по таблице 8.8.2.

Таблица 8.8.2 – к расчету границы внутренней зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты

Тип зоны	высота ($h_{с.г}$) и половина ширины внутренней зоны защиты ($r_{со}$) на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами при различных расстояниях ($L_{м\text{-}м}$) между ними	
	$h < L_{м\text{-}м} \le 2h$	$2h < L_{м\text{-}м} \le q''h$
А* (q"= 4)	$h_{с.г} = h_{эф} - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4}\ h)\ (L_{м\text{-}м} - h)$	
	$r_{со} = r_o$	$r_{со=r_0}\left(1 - \frac{0{,}2(L_{м-м} - 2h)}{h}\right)$
В* (q"= 6)	$h_{с.г} = h_{эф} - 0{,}14\ (L_{м\text{-}м} - h)$ $r_{со} = r_o$	

Защита изоляции от прямых ударов молнии осуществляется установкой стержневых молниеотводов на расширяемой части ОРУ-110 кВ высотой 37 метров. Расстояние между молниеотводами 96 м. Территория подстанции относится к зоне защиты А.

Область защиты двойного стержневого молниеотвода определяется по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода по формуле из таблицы 8.8.1.:

$$h_{эф} = 0{,}85h\ , \qquad (8.8.1.1)$$

где h = 37 м – высота молниеотвода.

$$h_0 = 0{,}85 \cdot 37 = 31{,}45\ \text{м}.$$

Границы зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1{,}1 - 0{,}002 \cdot h) \cdot h \qquad (8.8.1.2)$$

$$r_0 = (1{,}1 - 0{,}002 \cdot 37) \cdot 37 = 37{,}96 \approx 38\,\text{м}.$$

Рассчитываем границы внутренней области зоны защиты при расстоянии между молниеотводами 96 метров по формулам из таблицы 8.8.2.

$$h_{сг} = h_{эф} - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_{м-м} - h) \qquad (8.8.2.1)$$

$$h_{сг} = 31{,}45 - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 37)(96 - 37) = 20{,}83\,\text{м}.$$

$$r_{со} = r_о\left(1 - \frac{0{,}2(L_{м-м} - 2h)}{h}\right) \qquad (8.8.2.2)$$

$$r_{со} = 38 \cdot \left(1 - \frac{0{,}2(96 - 2 \cdot 37)}{37}\right) = 15{,}2\,\text{м}.$$

Границы зоны защиты на высоте h_x = 9 м – максимальной высоты основного оборудования подстанции:

$$r_x = r_{со}\left(\frac{h_{сг} - h_x}{h_x}\right) \qquad (8.8.3)$$

$$r_x = 15{,}2 \cdot \left(\frac{20{,}83 - 9}{9}\right) = 19{,}9\,\text{м}.$$

Предусматривается растекание тока молнии по магистралям заземления в нескольких направлениях, а также установка 2 вертикальных электродов длиной 5 м для каждого молниеотвода.

Сокращения и обозначения

1. ВЭС – Ветроэлектростанция
2. АО «АТЭЦ» - АО «Атырауская теплоэлектроцентраль»;
3. ТОО «АНПЗ» - ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;
4. НХК–нефтехимический комплекс
5. ЦРП – центральный распределительный пункт;
6. ОРУ – открытое распределительное устройство;
7. К.З. – короткое замыкание;
8. ГТЭС – газотурбинная электрическая станция;
9. СМ – синхронная машина;
10. СД – синхронный двигатель;
11. АД – асинхронный двигатель;
12. СВ - системы возбуждения;
13. АРВ - автоматическое регулирование возбуждения;
14. БСС - блок сильной стабилизации;
15. ОМВ - ограничитель минимального возбуждения;
16. АРВСД - АРВ сильного действия;
17. СХН - статические характеристики нагрузки;
18. АЛАР - автоматика ликвидации асинхронного режима;
19. ЧДА - частотной делительной автоматики;
20. АР - асинхронных режимов;
21. ЭЦК - электрический центр качаний;
22. ПА - противоаварийная автоматика;
23. ПАО – производство ароматных углеродов;
24. АЧР – автоматический частотный регулятор;
25. АСКУЭ – Автоматическая система контроля и учета электроэнергии;
26. IRR – норма прибыли инвестиционного проекта;
27. PP – срок окупаемости инвестиций;
28. ЛЭП – линии электропередач.

Выводы

АО «Атырауская ТЭЦ» является единственным источником тепловой и электрической энергии в Атырауской области. По состоянию на 01.01.2015 года установленная мощность генераторов составляет 499 МВт, располагаемая мощность составляет 282 МВт. АО Атырауская ТЭЦ покрывает более 80 % потребляемой мощности по г.Атырау и Атырауской области в зимний период и 100 % в летний период времени.

Обеспечение перспективных нагрузок по Атырауской области необходимо осуществлять путем строительства новых энергоисточников какой является ВЭС.

В соответствии с предоставленными данными до 2020 года предполагается ввести несколько ветрогенераторовобщей мощностью 52,8 МВт.

Для выдачи мощности ВЭС были рассмотрены 3 варианта схемы:

1. Сооружение ОРУ 110 кВ предусматривается выполнить по блочной схеме с присоединением по двухцепной ВЛ проводом АС 150 протяженностью 5 км в рассечку ВЛ 110 кВ «Октябарьская-Тайман». ОРУ 110 кВ предполагается по схеме 110-5АН, с установкой 2-х обмоточного трансформатора 110/20кВ;
2. Сооружение ОРУ 110 кВ предусматривается выполнить по блочной схеме с присоединением по двухцепной ВЛ проводом АС 150 протяженностью 5 км к рассечки ВЛ 110 кВ «Октябрьская-Тайман». ОРУ 110 кВ предполагается по схеме 110-5АН, с установкой 3-х обмоточного трансформатора 110/20/10 кВ
3. Расширение существующего ОРУ 110 кВ ПС «Октябрьская» с установкой с установкой 2-х обмоточного трансформатора 110/20 кВ; и присоединением по двухцепнойВЛ проводом АС 70 протяженностью 5 км к закрытым распределительным устройствам РУ 20кВ.

Рекомендуемым вариантом принятпервый вариант присоединения ВЭСк электрическим сетям АО «Атырау-Жарык». Предлагаемый вариант необходимо согласовать с АО «Атырау-Жарык» и АО «KEGOC».

В соответствии с электрическими расчетами выдача мощности с учетом выдачи мощности от ВЭСпо рекомендуемой схеме обеспечивается необходимой надежностью с допустимой загрузкой элементов сети и допустимыми уровнями напряжения в нормальных и послеаварийных режимах при условии обеспечения $\cos(\varphi) = 0{,}9$.

Уровни токов КЗ на шинах рассматриваемых ПС Октябрьская и ПС Тайман, ОРУ 110/20 кВ ВЭС не превышают отключающей способности существующих и вновь устанавливаемых выключателей.

Для рекомендуемой схемы разработаны принципы выполнения релейной защиты и линейной автоматики, противоаварийной автоматики, а также средств диспетчерско – технологического управления.

В экономической части был рассмотрен вопрос о технико-экономическом обосновании строительства ВЭС. Также были произведены расчеты технико-экономических показателей ВЭС. В итоге рассматривались показатели финансово-экономической эффективности инвестиций.

В разделе безопасности жизнедеятельности были рассмотрены вопросы гигиенической оценки ВЭС как источников шума и инфразвуков, нормирование микроклимата. Проводились расчеты заземляющего устройства. Были рассмотрены противопожарные мероприятия. Также производился расчет молниезащитного устройства подстанции.

Список литературы

1. Рокотян С.С., Шапиро И.М., «Справочник по проектированию электроэнергетических систем» Москва, 1985г.
2. С.Е Соколов, «Регулирование реактивной мощности и напряжения в электрических сетях» Алма-Ата, 1991г.
3. А.А Герасименко, «Передача и распределение электрической энергии» КНОРУС, 2014 г.
4. «Распределительные электрические сети национальное достояние требующие государственного регулирования» Энергетика, ноябрь 2006 г. с10-11.
5. И.И. Карташев, В.Н. «Управление качеством электроэнергии» Издательский дом МЭИ, 2006 г.
6. Железко Ю.С., «Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах» Энергоатомиздат Москва, 1981г.
7. В.А Козлов, «Электроснабжение городов» Энергия, 1977г.
8. Арзамасцев, «Оптимизация режима в энергосистемах» Москва, 1983 г.
9. Идельчик В.И, «Электрические системы и сети» Энергоатомиздат, 1989 г.
10. В.А Веников, «Электрические системы и сети» Энергоатомиздат, 1998 г.
11. К.т.н Булатов Б.Г., Ушаков И.М, Фомин Н.И. «Методы расчета потерь электроэнергии в задаче оптимизации эксплуатации схемы распределительной сети»
12. Под редакции Строева В.А «Электрические системы и сети» Москва, 1999г.
13. Л.А Солдаткина, «Электрические системы и сети» Энергия, 1973г.
14. Аберсон М.Л, «Оптимизация регулирования напряжения» Москва Энергия, 1975 г.
15. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., «Электрооборудование станций и подстанций» Москва Энергоатомиздат, 1987 г.