

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт ЭНИН
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроснабжения промышленных предприятий

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Динамическая устойчивость работы ветроэлектростанций в составе электроэнергетических систем

УДК 621.548:531.2.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2016г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт ЭНИН
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроснабжения промышленных предприятий

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4Ч	Дорошенко Александру Викторовичу

Тема работы:

Динамическая устойчивость работы ветроэлектростанций в составе электроэнергетических систем

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Материалы технической документации, преддипломной литературы, практики, техническая

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение, обзор отечественной и зарубежной литературы, аналитический обзор, постановка проблемы, разработка моделей энергосистем, проведение опытов, финансовый менеджмент, социальная ответственность, заключение.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова Светлана Николаевна
Социальная ответственность	Бородин Юрий Викторович

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
--

<p>Обзор литературы, технический анализ</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	Д.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4Ч	Дорошенко Александр Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа—149с., 22 рис., 37 табл., 27 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ветроэлектростанция, динамическая устойчивость, энергосистема, PSS/E Software.

Объектом исследования являются: модели энергосистем, тепловая электростанция мощностью 556 МВт.

Цель работы – исследование динамической устойчивости крупных ветроферм, работающих в энергосистеме, оценка влияния внедрения ветроэлектростанций на динамическую устойчивость синхронных генераторов энергосистемы.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MS Excel, MS Visio, PSS/E, EnergyPRO Software в текстовом редакторе MS Word.

Список условных сокращений

CHP	Combined heat and power	Когенерация
DFIG	Doubly-fed induction generator	Индукционный генератор двойного питания
HVG	High voltage generator	Высоковольтный генератор
FACTS	Flexible alternating current transmission systems	Гибкие системы передачи энергии на переменном токе
OSIG	OptiSlip induction generator	Индукционный генератор с оптическим управлением
PMSG	Permanent magnet synchronous generator	Синхронный генератор на постоянных магнитах
SCIG	Squirrel cage induction generator	Индукционный генератор с ротором в форме беличьей клетки
SRG	Switch reluctance generator	Генератор с переключаемым магнитным сопротивлением
TFG	Transverse flux generator	Генератор с перекрестным магнитным потоком
WRIG	Wound rotor induction generator	Индукционный генератор с фазным ротором
WRSG	Wound rotor synchronous generator	Синхронный генератор с фазным ротором
WT	Wind turbine	Ветрогенератор

Оглавление

Введение	8
1 Влияние ветроэнергии на энергосистему	10
1.1 Особенности выработки ветроэнергии	10
1.2 Оценка влияния энергии ветра на энергосистему	13
2 Анализ существующих моделей и конструкций ветротурбин	15
2.1 Классификация ветротурбин	15
2.2 Обзор концепций контроля мощности	16
2.3 Обзор генераторов ветротурбин	18
2.4 Обзор современных конфигураций турбин	19
2.5 Асинхронный генератор двойного питания	25
3 Стандарты качества энергии ветровых турбин	28
4 Проблемы при интеграции ветровой энергии в сеть	33
4.1 Базовые проблемы интеграции	33
4.2 Обеспечение баланса активной мощности в энергосистеме	38
4.3 Обеспечение баланса реактивной мощности в энергосистеме	40
5 Устойчивость энергосистем с ветрогенераторами	42
5.1 Режимы работы энергосистемы	42
5.2 Статическая устойчивость	44
5.3 Динамическая устойчивость	47
6 Анализ динамических нарушений устойчивости	52
6.1 Виды возмущений динамической устойчивости	52
6.2 Агрегированное моделирование ветроферм для исследования устойчивости	54
6.3 Моделирование и анализ динамической устойчивости в программе PSS/E	55
7 Проверка динамической устойчивости синхронных генераторов, работающих параллельно с крупными ветрофермами	58
7.1 Модель энергосистемы	58

7.2 Исследование динамической устойчивости модели	61
8 Анализ влияния на динамическую устойчивость замены синхронного генератора на ветроферму	69
8.1 Анализ текущего состояния и перспектив развития ТЭЦ	69
8.2 Разработка конфигурации и выбор оборудования ветрофермы	72
8.3 Моделирование и анализ установившегося режима	75
8.4 Моделирование динамической симуляции	76
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82
9.1 Описание объекта исследования	82
9.2 Анализ первого сценария	83
9.3 Анализ второго сценария	93
10 Социальная ответственность	110
10.1 Описание автоматизированного рабочего места оператора	110
10.2 Анализ выделенных вредных факторов	111
10.3 Анализ выявленных опасных факторов	116
10.4 Охрана окружающей среды	122
10.5 Защита в чрезвычайных ситуациях	123
10.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	126
Заключение	129
Список публикаций	131
Список используемых источников	132
Приложение А	136

Введение

Величина выработки ветроэнергии возрастает по всему миру. Ветроэнергия превратилась в одну из главных альтернатив для производства чистой энергии, которая не загрязняет окружающую среду.

В настоящее время в энергосистемах многих стран возрастает доля электроэнергии, полученной от ветроустановок. Однако с теоретической точки зрения вопрос внедрения ветроэнергии в энергосистему остается малоисследованным. С технической точки зрения возможно внедрение весьма крупных объемов ветроэнергетических мощностей в энергосистему. Так как внедрение ветроэнергии в региональные энергосистемы исследовано только на теоретических основах, внедрение ветроэнергии все еще лимитировано во многих странах и энергосистемах.

Выработка ветроэнергии вносит дополнительную вариативность и неопределенность в управление энергосистемой. Это может повлиять на надежность и эффективность энергосистемы. Влияние ветра может быть как позитивным, так и негативным, однако даже позитивное влияние может сказаться негативным образом, когда стоимость интеграции ветра в энергосистему превышает допустимую. Для решения этой задачи требуется большая гибкость энергосистемы. Требуемая гибкость энергосистемы с одной стороны зависит от того, какова доля ветроэнергии введена в энергосистему, с другой стороны, зависит от уже присутствующей гибкости в энергосистеме.

До недавнего времени вклад ветровой энергии в обеспечении стабильности энергосистемы был незначительным. Однако, с увеличением мощностей ветроферм стало очевидным, что отключение крупных ветроферм от сети во время сетевых возмущений приведет к потере большой части генерируемой энергии, что в свою очередь вызовет дальнейшее нарушение стабильности энергосистемы. Из-за увеличения фракции ветровой энергии ветротурбины должны выдавать реактивную мощность во время установившегося режима и в условия переходного процесса. В странах со значительной долей ветроэнергии в системе системными операторами были

разработали и добавлены в правила эксплуатации энергосистем правила, которые устанавливают правила и требования для ветроферм во время сетевых возмущений.

В отношении единой энергосистемы России и стран СНГ попытки провести подобные исследования не предпринимались. Цель данной работы состоит в том, чтобы определить в процентном соотношении, какая доля ветроэнергии может быть внедрена в конкретную энергосистему без существенного снижения эффективности и надежности. Цель работы также состоит в исследовании динамической устойчивости подобных энергосистем.

1 Влияние ветроэнергии на энергосистему

1.1 Особенности выработки ветроэнергии

Ветроэнергия вносит дополнительную вариативность и неопределенность в энергосистему. Это может оказать влияние на эффективность и надежность энергосистемы. Влияние ветра может быть как позитивным, так и негативным, однако даже позитивное влияние может сказаться негативным образом, когда стоимость интеграции ветра в энергосистему превышает допустимую стоимость. В данной части рассказывается о результатах исследования неопределенности ветроэнергии и возможном влиянии на энергосистему.

Для эксплуатации энергосистемы с присутствием ветроэнергии важны следующие характеристики: информация об изменчивости ветровой энергии, информация о возможностях ветротурбин, информация о планируемом строительстве ветроустановок для планирования работы энергосистемы.

Вариативность выработки ветроэнергии

Очень важно принимать во внимание вариативность ветра при исследовании энергосистем. Вариативность сглаживается при большой площади распределения ветроустановок. Неожиданная потеря всей ветроэнергии в системе маловероятна. Неожиданная потеря больших объемов энергии из-за снижения уровня напряжения в сети может быть предотвращена при правильном использовании реактивной мощности ветротурбин.

В общем случае, изменчивость ветра снижается при увеличении числа ветротурбин, распределенных по территории. Большие площади также уменьшают число часов с нулевой выходной мощностью – одна ветроферма может иметь нулевую выходную мощность в течение более чем 1000 часов в год, в то время как выходная мощность крупной ветрофермы, расположенной на большой площади всегда больше нуля. Неопределенность также снижается с

уменьшением отрезка времени наблюдения – секундная и минутная изменчивость крупной ветрофермы обычно невысокая, в то время как изменчивость на часовом интервале высокая даже на большом участке с распределенными на нем ветрогенераторами. Можно сделать вывод о том, что изменчивость энергии ветра крупной ветрофермы зависит от площади и от плана расположения ветрогенераторов. Также имеет значение ландшафт.

Прогнозирование выработки ветроэнергии

Известно, что выходная мощность ветротурбины зависит от скорости ветра в кубе, следовательно, прогнозирование скорости ветра является ключевой задачей.

Ветер характеризуется скоростью, являющейся случайной величиной в пространстве и времени. Поэтому, на современном уровне исследований, энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используются час, сутки, сезон, год.

Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона. Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра;
- повторяемость скоростей;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона;

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени. Наиболее целесообразны десятилетние объемы выборки наблюдений.

Краткосрочное прогнозирование выработки ветроэнергии это сравнительно новый инструмент по сравнению с прогнозированием нагрузки. Для ветровой энергии уровень точности не такой высокий как для нагрузки. Опыт показывает, что объем выработки на основном временном интервале может быть спрогнозирован. Однако, крупные отклонения могут произойти и в определении скорости ветра, и в определении времени действия этих ветров. Для управления энергосистемой неопределенность прогнозов также важна, как и уровень точности.

Уровень точности увеличивается при прогнозировании выработки на более крупных площадях. Для единичной ветроустановки величина ошибки варьируется от 10% до 20%. Для прогнозирования выработки на площади величина ошибки менее 10% [1].

1.2 Оценка влияния энергии ветра на энергосистему

Регулирование и обеспечение нагрузки

Последствия крупных системных аварий могут быть весьма крупными и дорогостоящими. Следовательно, надежность энергосистемы должна поддерживаться на очень высоком уровне. Ветровая энергия оказывает влияние на надежность и эффективность энергосистемы. Эти влияния могут быть как положительными, так и отрицательными.

Важно понимать, насколько вариативность и неопределенность энергии ветра будет влиять на расположение и использование резервов системы. Ошибки прогнозирования ветровой энергии на большой площади должны быть объединены с другими ошибками, такими как определение ошибки в подсчете нагрузки. Общие выводы в прогнозировании усиления требований по обеспечению требований баланса будут зависеть от размера региона, доступного для балансирования, начальные изменения нагрузки, от того, насколько распределена или сконцентрирована ветроэнергия. Цена будет

зависеть от предельного уровня издержек для обеспечения баланса или методов уменьшения отрицательных последствий, используемых в энергосистемах для случаев увеличения вариативности и неопределенности. Правила рынка также оказывают влияние, так как техническая стоимость может отличаться от рыночной стоимости.

Эффективность работы агрегатов

Проблема состоит в том, как традиционные установки будут работать в присутствии вариации и неопределенности в генерации ветровых турбин и как это изменит их режим работы. Анализ и разработка методов внедрения ветроэнергии в существующие инструменты планирования имеет решающее значение для решения этой проблемы. На электроэнергетических рынках ошибки в прогнозировании ветровой энергии могут привести к высокой стоимости небалансов. Также важен анализ того, как существующие механизмы рынка влияют на производство электрической энергии.

Достаточность генерации энергии

Данная проблема касается количества доступной энергии во время пиковых нагрузок. Оценка требуемых нужд генерации включает в себя спрос на энергию со стороны системы и энергию на собственные нужды установок. Критерии для оценки достаточности энергии включают в себя математическое ожидание потери нагрузки, вероятность потери нагрузки, математическое ожидание потери энергии. Проблема состоит в адекватной оценке общего запаса мощности ветротурбин во время пиковых нагрузок, принимая во внимание эффект географического распределения и объединения энергосистем. Локальные системы накопления энергии с большими объемами мощности начинают использоваться в некоторых энергосистемах и могут оказать сильное влияние на достаточность генерации, когда они экономически эффективны.

Эффективность передачи энергии

Влияние ветровой энергии на передачу зависит от расположения ветровых электростанций по отношению к нагрузке, корреляция между выработкой ветроэнергии и потреблением. Ветроэнергия влияет на перетоки

мощности в сетях. Это может изменить направление потоков энергии, увеличить или уменьшить потери энергии. Есть несколько способов максимизировать использование существующих линий, такие как передача информации с помощью FACTS технологий и контроль выходной мощности ветротурбин. Однако усиление сети может быть необходимым для обеспечения передачи всей энергии. При определении необходимости усиления сети требуется анализ потоков мощности в нормальном режиме и анализ динамической устойчивости в переходном режиме.

Устойчивость системы

Различные виды ветротурбин имеют различные регулировочные характеристики и следовательно различные возможности для поддержания синхронизма в системе в нормальном и аварийном режиме. Это относится к контролю напряжения и мощности и реагирование ветротурбины на различные аварии и сбои. Расположение ветровых электростанций по отношению к центрам нагрузки также будет иметь некоторое влияние. Для обеспечения устойчивости системы с помощью ветротурбин требуются такие же инструменты, какие используются в энергосистемах с традиционными генераторами. Для тестирования и развития стратегий контроля требуются дальнейшие исследования по обеспечению устойчивости энергосистем с различными видами ветротурбин с использованием новых компонентов (FACTS) на ветровых электростанциях или ближайших шинах [2].

2 Анализ существующих моделей и конструкций ветротурбин

2.1 Классификация ветротурбин

Ветротурбины с постоянной скоростью вращения

Данная глава рассказывает о традиционных и новых концепциях генераторов, используемых в крупных энергосистемах в настоящий момент. Начиная с начала 20 века использовались генераторы с постоянной скоростью вращения. Это означает, что независимо от скорости ветра, скорость ротора турбины остается постоянной и определяется частотой сети, передаточным числом и дизайном генератора. Наиболее распространены ветротурбины с постоянной частотой вращения оборудованные индукционным генератором (беличья клетка или фазный ротор), который напрямую подсоединен к сети, а также устройством мягкого старта и батареей конденсаторов для уменьшения потребления реактивной мощности. Эти генераторы сконструированы для достижения максимальной эффективности на одной конкретной скорости ветра. Для увеличения выработки энергии некоторые генераторы с постоянной скоростью вращения оснащаются двумя наборами обмоток: одна используется на низких скоростях ветра, а другая на средних и высоких скоростях ветра. Ветротурбины с постоянной скоростью вращения имеют следующие преимущества, такие как простота, функциональность, надежность, невысокая стоимость. К недостаткам можно отнести неконтролируемое потребление реактивной мощности, ограниченный контроль активной мощности. Все изменения скорости ветра передаются как изменения частоты вращения ротора генератора и в результате являются причиной флуктуаций энергии в сети. В случае слабых сетей, колебания мощности могут привести к колебаниям напряжения, что в свою очередь может привести к большим потерям в линиях.

Ветротурбины с переменной скоростью вращения

За последние несколько лет ветротурбины с переменной скоростью вращения становятся доминирующим типом среди всех установленных ветротурбин. Ветротурбины с переменной скоростью вращения сконструированы для достижения максимального аэродинамического эффекта в широком диапазоне скоростей ветра. В отличие от турбин с постоянной скоростью вращения, система с переменной частотой вращения поддерживает крутящий момент генератора постоянным и вариации скорости ветра поглощаются изменениями скорости генератора.

Электрическая система ветрогенератора с переменной частотой вращения более сложна по сравнению с системой с постоянной скоростью вращения. Обычно они оборудованы индукционным или синхронным генератором и подключены к сети через силовой преобразователь. Преобразователь управляет скоростью генератора, так что скачки ветра поглощаются изменением скорости ротора генератора и соответственно скорости вращения ветротурбины. Преимущества ветротурбин с переменной частотой вращения это улучшенный захват энергии, качество энергии, уменьшенное механическое давление на ветротурбину. К недостаткам данной системы можно отнести потери энергии в силовом преобразователе, увеличение числа компонентов, увеличение стоимости оборудования.

Внедрение ветротурбин с переменной частотой вращения увеличивает количество применимых типов генераторов и также предоставляет возможности для комбинирования типов генератора и типов силового преобразователя.

2.2 Обзор концепций контроля мощности

Все ветротурбины конструируются с устройствами контроля мощности. Есть несколько способов контроля аэродинамических сил, действующих на

турбину, и соответственно ограничивать мощность на высоких скоростях ветра, чтобы избежать угрозы повреждения ветротурбины.

Наиболее простой, практичный и дешевый способ контроля это контроль остановки лопастей (пассивный контроль), когда лопасти закреплены под постоянным углом. Дизайн аэродинамики ротора вынуждает ротор останавливать (терять мощность) когда скорость ветра превышает определенный уровень. Соответственно, аэродинамическая сила лопастей ограничивается. Такое медленное регулирование аэродинамической мощности вызывает меньше флуктуаций мощности чем регулирование мощности быстрым изменением наклона. К недостаткам данного метода можно отнести снижение эффективности при малых скоростях ветра, отсутствие стартовой системы, вариации в максимальной мощности установившегося режима из-за вариаций в плотности воздуха и частоты сети.

Другой тип контроля это контроль наклона (активный контроль), когда лопасти могут быть повернуты к ветру или отвернуты от ветра, тогда выходная мощность становится выше или ниже соответственно. В общем случае преимущества данного типа контроля это хороший контроль выходной мощности, помощь при запуске и экстренная остановка. С точки зрения электрической системы хороший контроль мощности означает, что при высоких скоростях ветра среднее значение выходной мощности приближенно к номинальной мощности генератора. К недостаткам можно отнести излишнюю сложность из-за механизма активного контроля и большие флуктуации мощности при больших скоростях ветра. Мгновенная мощность будет изменяться в диапазоне номинального среднего значения мощности.

Третий возможный тип контроля это активный контроль остановки. Как следует из названия, остановка лопастей контролируется с помощью наклона лопастей. При низких скоростях ветра лопасти наклонены так же, как и у ветротурбины с контролем наклона лопастей для того чтобы достичь максимальной эффективности. Турбины с активным контролем остановки достигают более гладкой ограничительной мощности, без высоких флуктуаций

как в случае с ветротурбинами с контролем наклона. Этот тип контроля имеет преимущество в способности компенсировать изменения плотности воздуха. Комбинация с механизмом наклона облегчает экстренную остановку и запуск ветротурбины [3].

2.3 Обзор генераторов ветротурбин

В общем случае ветротурбина может быть оборудована трехфазным генератором любого типа. Сегодня спрос на электроэнергию требуемого качества может быть удовлетворен с помощью присоединения частотных преобразователей, даже если генератор выдает переменное напряжение переменной частоты или постоянное напряжение. Далее приведены основные типы генераторов, которые используются в ветротурбинах.

Асинхронные (индукционные) генераторы:

–асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (SCIG)

–асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG)

- Индукционный генератор с оптическим управлением (OSIG)
- Индукционный генератор двойного питания (DFIG)

Наиболее распространенным типом генератора в ветротурбинах является индукционный генератор. Он имеет такие преимущества как надежность и простота, невысокая стоимость, его главным недостатком является необходимость в реактивном намагничивающем токе. Асинхронный генератор не имеет постоянных магнитов и возбуждается отдельно. Поэтому он должен получать ток возбуждения от другого источника и потреблять реактивную мощность. Магнитное поле генератора создается только тогда, когда он подключен к сети. Ротор индукционного генератора может быть изготовлен короткозамкнутым или фазным.

Синхронные генераторы:

–синхронный генератор с фазным ротором (WRSG)

–синхронный генератор на постоянных магнитах (PMSG)

Синхронный генератор имеет более высокую стоимость и более сложное исполнение, чем индукционная машина такой же мощности. Однако его неоспоримым преимуществом является то, что он не потребляет реактивную мощность из сети. Два классических типа синхронных генератора широко используются в индустрии ветротурбин: синхронный генератор с фазным ротором и синхронный генератор на постоянных магнитах. Синхронный генератор на постоянных магнитах широко применяется в ветрогенераторах из-за способности к самовозбуждению, которая позволяет работать с высоким коэффициентом мощности и высокой эффективностью.

Далее представлены типы генераторов, которые являются возможными будущими кандидатами для применения в ветротурбинах.

Другие типы генераторов:

–высоковольтный генератор (HVG)

–генератор с переключаемым магнитным сопротивлением (SRG)

–генератор с перекрестным магнитным потоком (TFG) [3].

2.4 Обзор современных конфигураций ветротурбин

Наиболее часто применяемые конфигурации ветротурбин классифицируются по их способности контролировать скорость и по типу контроля мощности. Применяя контроль скорости как критерий, можно выделить четыре различных доминирующих типа ветротурбин, как показано на рисунке 2.1.

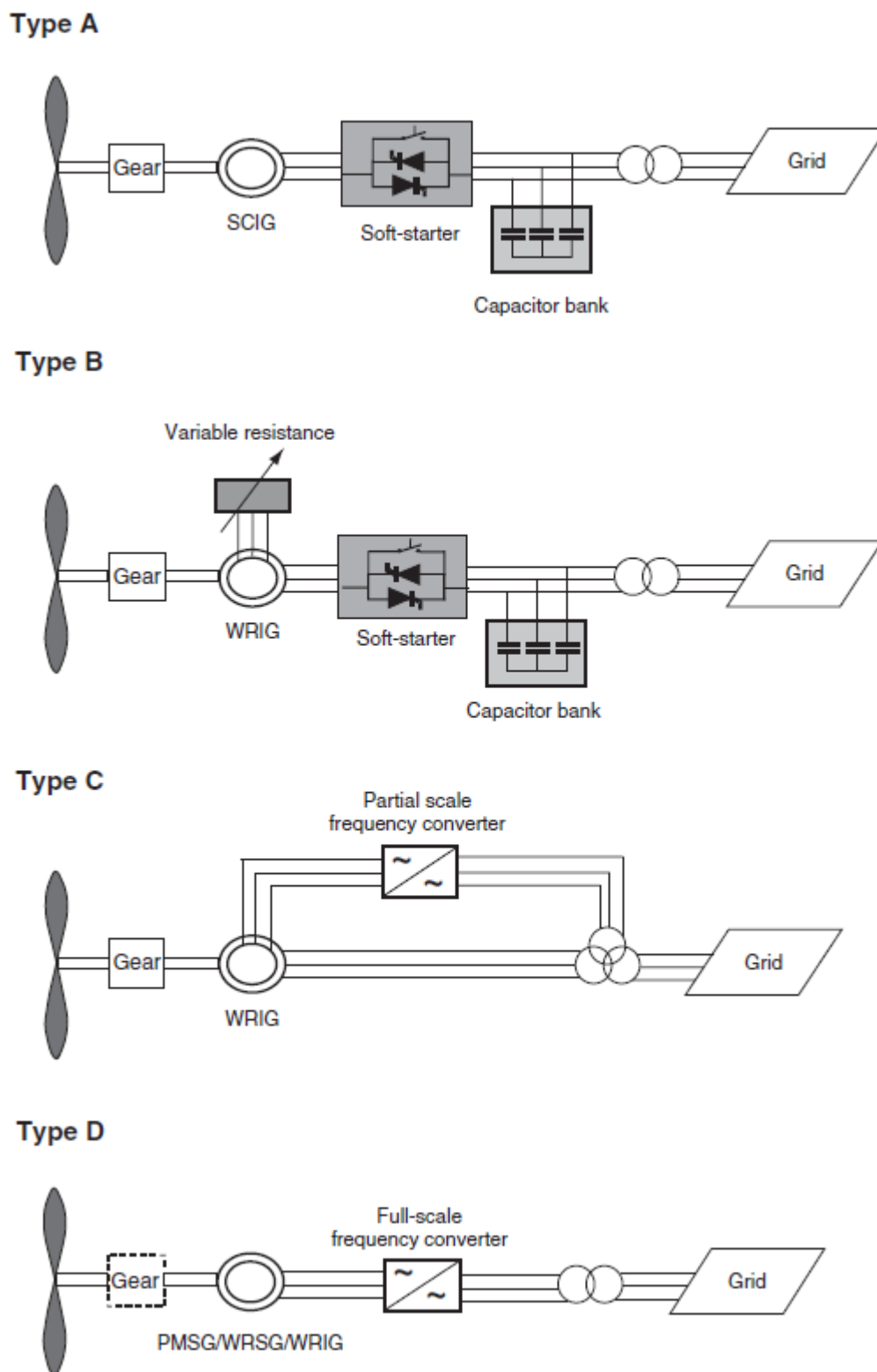


Рисунок 2.1 – Типовые конструкции ветротурбин

Конфигурации ветротурбин могут быть также классифицированы по типу контроля мощности: контроль остановки, контроля наклона, активный контроль остановки. Таблица 2.1 объединяет различные типы ветротурбин,

принимая во внимание оба критерия (контроль скорости и контроль мощности). Каждая комбинация этих двух критериев получает имя, серыми зонами обозначены комбинации, которые не используются в индустрии ветротурбин в настоящее время.

Таблица 2.1 – Концепции ветротурбин

Контроль скорости		Контроль мощности		
		Контроль остановки	Контроль наклона	Активный контроль остановки
Переменная скорость	Тип А	Тип А0	Тип А1	Тип А2
	Тип Б	Тип Б0	Тип Б1	Тип Б2
	Тип В	Тип В0	Тип В1	Тип В2
Постоянная скорость	Тип Г	Тип Г0	Тип Г1	Тип Г2

Ветротурбина с постоянной скоростью вращения

В ветротурбине с постоянной скоростью вращения генератором является индукционный генератор с короткозамкнутым ротором, который напрямую подключен к сети, как показано на рисунке 2.2.

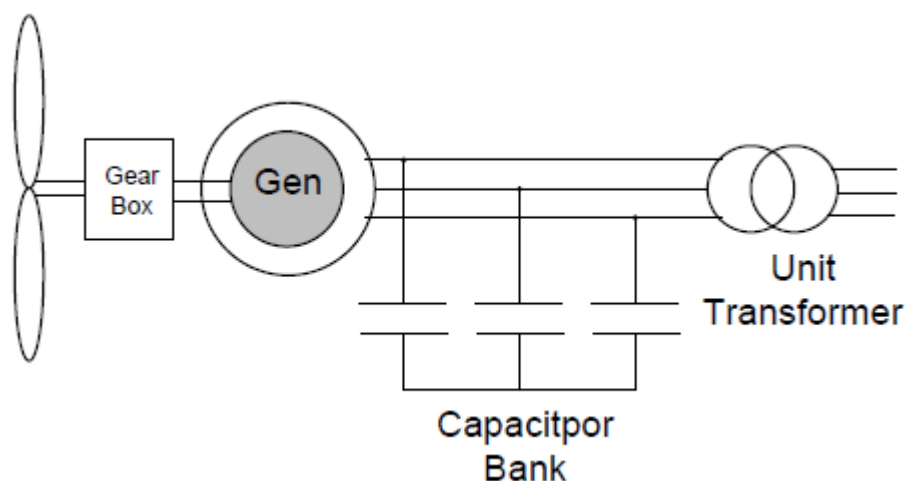


Рисунок 2.2 – Ветротурбина с постоянной скоростью вращения

Ротор турбины вращается с постоянной скоростью определяемой частотой сети, передаточным числом редуктора, числом пар полюсов. Ветротурбина с постоянной скоростью вращения присоединяется к сети через

устройство плавного запуска. Индукционный генератор потребляет реактивную мощность из сети, батареи конденсаторов необходимы для компенсации реактивной мощности. Редуктор используется для того чтобы преобразовать энергию ветротурбины с низкой скоростью вращения в энергию вращения ротора генератора с высокой скоростью вращения. Генераторное напряжение повышается с помощью повышающего трансформатора до напряжения в точке присоединения к сети.

Достоинства данной конфигурации это простота, надежность, меньшая стоимость по сравнению с другими типами ветротурбин. Однако, потребление реактивной мощности не контролируется, изменения скорости ветра приводят к изменению вращающего момента и изменению выходной мощности, которые передаются в сеть. Колебания мощности могут привести к большим колебаниям напряжения, если ветроферма присоединена к слабой сети.

Риск потери синхронизма из-за сильного разгона в случае падения напряжения и увеличение потребления реактивной мощности, особенно в послеаварийном режиме также являются недостатками данной ветротурбины. Динамические характеристики индукционного генератора не могут быть усовершенствованы. Превентивные или корректирующие меры, которые могут быть применены для того чтобы ограничить разгон ветротурбины в момент падения напряжения, это улучшение контроля наклона и обеспечение поддержки реактивной мощностью в послеаварийном режиме с помощью устройств FACTS. Установка FACTS устройств приведет к удорожанию ветротурбины.

Ветротурбина с переменным сопротивлением ротора

В ветротурбине с переменным сопротивлением ротора генератором является индукционная машина с фазовым ротором, напрямую присоединенная к сети. Как и в ветротурбине с постоянной скоростью вращения, батареи конденсаторов необходимы для обеспечения индукционной машины реактивной мощностью. Более точное присоединение к сети достигается с помощью устройства плавного старта. Уникальная особенность этой концепции

в дополнительном переменном сопротивлении ротора, которое может быть изменено с помощью оптически управляемого преобразователя на валу турбины. Оптическое управление устраняет необходимость в установке и обслуживании дорогостоящих контактных колец и щеток. Сопротивление ротора изменяется и контролирует скольжение. Так контролируется выходная мощность данной турбины. При изменении сопротивления ротора, скорость ротора может регулироваться в пределах 10% от синхронной скорости. Структура ветротурбины данного типа показана на рисунке 2.3.

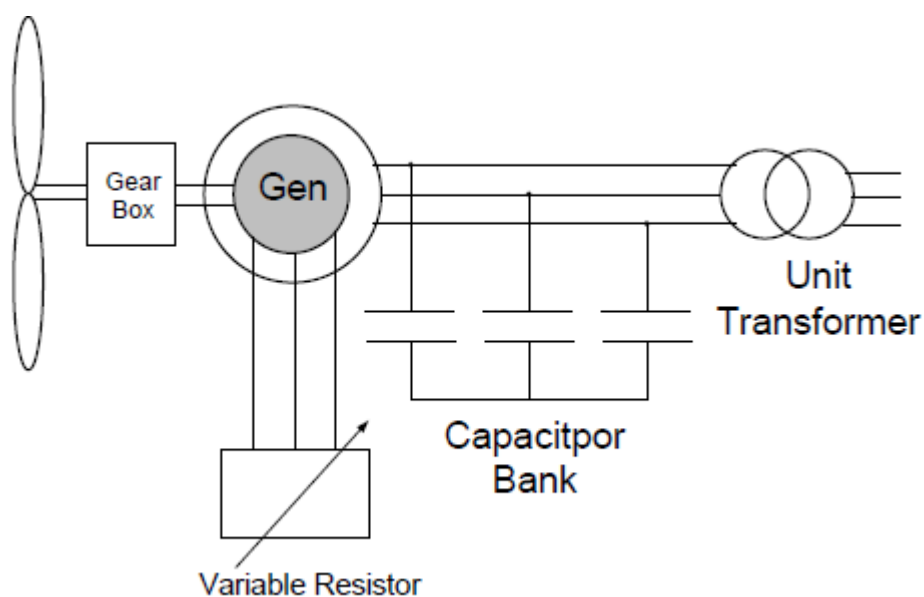


Рисунок 2.3 – Ветротурбина с переменной скоростью вращения с переменным сопротивлением ротора

Ветротурбина с переменной скоростью вращения с полным преобразователем

В ветротурбинах с переменной скоростью вращения с полным преобразователем генератором может быть короткозамкнутый индукционный или синхронный генератор, который присоединен к сети через силовой преобразователь как показано на рисунке 2.4.

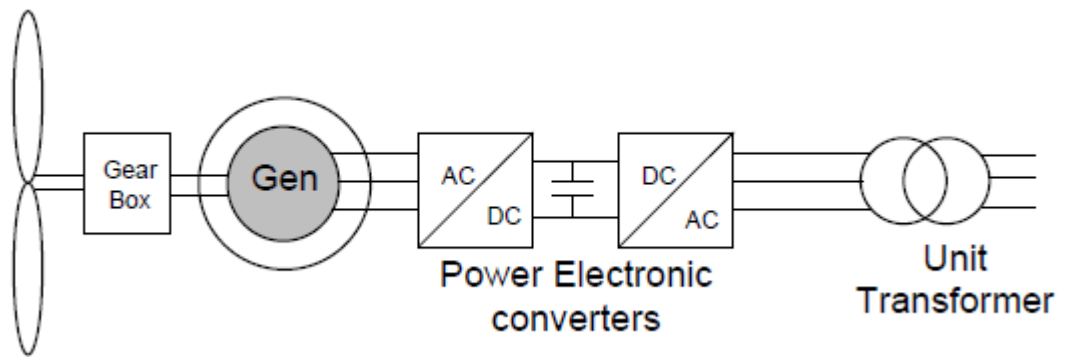


Рисунок 2.4 – Ветроурубина с полным преобразователем

Силовой преобразователь присоединенный к статору должен преобразовывать всю мощность генератора. Частотный преобразователь обеспечивает компенсацию реактивной мощности и более плавное подключение к сети. Возбуждение генератора может быть электрическим (синхронный генератор с фазным ротором) или с помощью постоянных магнитов (синхронный генератор на постоянных магнитах). На некоторых моделях такого типа редуктор не устанавливается, а используется многополюсный генератор большого диаметра. Главным преимуществом данной конструкции является наиболее благоприятное динамическое поведение во время возмущений с наименьшими переходными процессами, а также способность усиливать контроль активной и реактивной мощности и соответствие с требованиями сетей может быть соблюдено.

Ветроурубина с переменной скоростью вращения с индукционным генератором двойного питания

В ветроурубинах с переменной скоростью вращения с асинхронной машиной двойного питания, показанной на рисунке 2.5, используется силовой преобразователь.

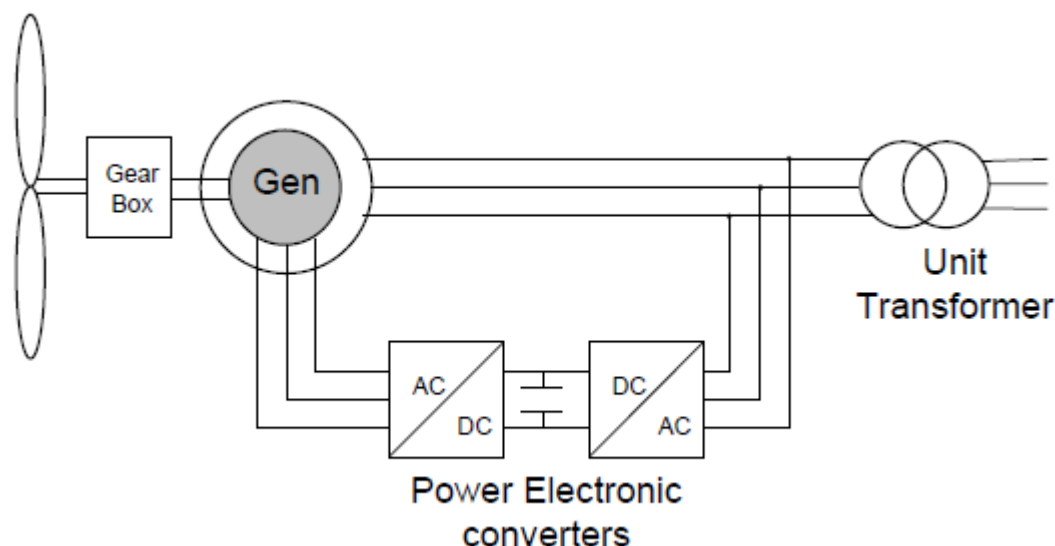


Рисунок 2.5 – Ветроурубина с асинхронной машиной двойного питания

Преобразователь присоединен к ротору генератора, статор генератора напрямую подключен к сети. По сравнению с ветроурубиной с полным силовым преобразователем, этот тип является более подходящим для ветроурубин большой мощности, так как только небольшая часть (обычно 20–30%) общей энергии проходит через силовой преобразователь. Это дает возможность устанавливать преобразователь меньшей мощности, и что в результате приводит к меньшим затратам и потерям энергии в преобразователе [4].

2.5 Асинхронный генератор двойного питания

У асинхронного генератора двойного питания такой же статор, как и у стандартного асинхронного генератора, однако вместо обычного ротора используется фазный ротор. Обмотки фазного ротора соединены с распределительной коробкой при помощи токособирательных колец ротора и карбоновых щеток.

Становится возможным использование отдельного питания обмоток ротора и статора (двойное питание). Ротор не присоединен прямо к сети, он

питается через инвертор. При использовании инвертора питание ротора может быть контролировано.

Принципы асинхронного генератора двойного питания так же как система с меняющимися скоростями применяются ВЭУ. Это позволило использовать характерные принципы асинхронной машины двойного питания с отдельным питанием статора и ротора от двух трехфазных систем, независимых друг от друга.

С применением основного принципа асинхронных генераторов с прямым соединением к линии части генерируемой мощности, мощность скольжения не используется. Эта неиспользуемая мощность, генерируемая в роторе, но не передаваемая, становится доступной для применения в сети через асинхронный генератор двойного питания. Также питание ротора возможно из сети через инвертор. Таким образом, инвертор будет контролировать ток в роторе и будет возможно регулировать активную и реактивную мощность, а также при желании коэффициент мощности ($\cos\phi$).

Контроль коэффициента мощности осуществляется благодаря накладыванию частоты ротора и рабочей частоты инвертора. Полученная частота, поступившая в сеть, оставляет константу неизменной по отношению к скорости ротора. Это означает, что скорость ротора может меняться в диапазоне $\pm 30\%$. Таким образом, может быть использована скорость, максимально зависящая от мощности ВЭУ при изменении скоростей ветра.

Инвертор находится между ротором и точкой присоединения к сети. Статор непосредственно соединен с сетью. По этой причине только часть мощности передается через инвертор (около 35%) и инвертор не должен быть рассчитан для всей мощности генератора. Таким образом, достигается снижение затрат, в сравнении с системами прямого инвертора и синхронного генератора.

Асинхронный генератор двойного питания сочетает в себе преимущества синхронной и асинхронной машины:

- Работа на разных скоростях,
- Раздельный контроль активной и реактивной мощности.

Используя принцип двойного питания, генератор может непрерывно управляться как при субсинхронной, так и при сверхсинхронной скорости.

Соединение:

- Субсинхронная работа: сдвиг $s > 0$ – работа двигателя и генератора (потребление реактивной мощности)
- Сверхсинхронная работа: сдвиг $s < 0$ – работа двигателя и генератора (выделение реактивной мощности)

Благодаря своему дизайну, трехфазный асинхронный генератор является надежным и требует минимального обслуживания. Это большое преимущество этой технологии. Кроме того, это стандартно производимый доступный и дешевый двигатель или генератор.

Асинхронный генератор двойного питания имеет большое количество технических преимуществ в сравнении со стандартной асинхронной машиной. Однако при планировании системы необходимо учитывать высокую стоимость генератора и инвертора.

Использование асинхронного генератора двойного питания в ВЭУ большой мощности является компромиссом с экономической и технической точки зрения. Асинхронные генераторы двойного питания уже использовались на различных ВЭС, и этот опыт работы может быть использован в других проектах.

Машины двойного питания, работающие в энергосистемах как генераторы, имеют определенные преимущества по сравнению с обычными синхронными генераторами: они более устойчиво работают в режимах глубокого потребления реактивной мощности, имеют большую динамическую устойчивость, обеспечивают компенсацию колебания частоты и т. д.

3 Стандарты качества энергии ветровых турбин

Введение ветровой энергии в сеть влияет на качество напряжения. Качество напряжения должно находиться в определенных пределах в соответствии с требованиями потребителя. Для оценки влияния необходимо знать энергетические характеристики ветровых турбин, так как результатом может быть неподходящий дизайн подключения к сети. Зная энергетические характеристики каждой ветротурбины, можно оценить влияние на качество электроэнергии как одной ветротурбины, так и группы ветротурбин.

Видя необходимость в согласованной документации по качеству электроэнергии, производимой ветровыми турбинами, Международный Электротехнический комитет (МЭК) начал работу в 1996. Результатом этой работы стал стандарт IEC 61400 – 21 (IEC, 2001), и сегодня все крупные производители ветротурбин согласуют с ним данные по качеству электроэнергии.

IEC 61400 – 21 описывает процедуры для определения характеристик качества энергии для ветровых турбин. До разработки данного стандарта не существовало стандартных процедур для определения качества энергии ветровой турбины. Были приняты общие упрощенные правила для определения параметров качества для подключения ветротурбин к сети (например, мощность короткого замыкания 25 кВА, или то, что ветротурбина не должна вызывать увеличение напряжения более чем на 1 %). Этот метод подтвержден для обеспечения приемлемого качества напряжения, однако он приводит к потребности дорогостоящей поддержки со стороны сети и ограничивает развитие ветроферм в распределительных сетях. При большой мощности ветрофермы или в случае слабой сети для оценки влияния на устойчивость и управление могут потребоваться дополнительные исследования.

Характеристики качества энергии для ветровых турбин

По стандарту IEC 61400 – 21 следующие параметры используются для оценки качества энергии ветротурбины:

- Номинальные параметры (P_n, Q_n, S_n, U_n, I_n);
- Максимальная разрешенная мощность, P_{mc} (10-минутный отрезок);
- Максимальная измеренная мощность, P_{60} (60-секундный отрезок) и $P_{0.2}$ (0,2-секундный отрезок);
- Реактивная мощность, Q , как функция от активной мощности средних значений за 10-минутный отрезок
- Коэффициент перепада напряжения $s(\psi_k, v_a)$ для продолжительного отрезка как функция от фазового угла сопротивления сети ψ_k и среднегодовой скорости ветра v_a
- Максимальное количество коммутаций ветротурбины за 10-минутный период, N_{10} , и 2-часовой период N_{120} ;
- Шаговый коэффициент перепада, $k_f(\psi_k)$ и коэффициент изменения напряжения $k_u(\psi_k)$ для указанных коммутационных операций ветровой турбины как функция от фазового угла сопротивления сети ψ_k ;
- Максимальные гармонические токи, I_n , во время постоянной эксплуатации как среднее значение за 10-минутный отрезок для каждой гармоники вплоть до 50

Номинальные параметры

Номинальная активная мощность, P_n , это максимальная продолжительная выходная мощность, которую турбина достигает при нормальных условиях

Номинальная реактивная мощность, Q_n , это реактивная мощность турбины при номинальной мощности, напряжении и частоте

Номинальная полная мощность, S_n , это полная мощность, выдаваемая турбиной при номинальной частоте и номинальном напряжении.

Номинальный ток, I_n , ток, выдаваемый ветротурбиной при работе с номинальной мощностью, частотой, напряжением.

Максимальная разрешенная мощность

Средняя выходная мощность за 10-минутный отрезок. Для турбин с активным контролем выходной мощности $P_{mc} = P_n$.

Для турбин с пассивным контролем выходной мощности P_{mc} на 20% выше чем P_n .

Максимальная измеренная мощность

Максимальная измеренная мощность за 60-секундный и за 0,2 секундный интервалы служит двум целям: для настройки релейной защиты и для управления турбинами в изолированных энергосистемах.

В турбинах с переменной частотой вращения обычно $P_{60} = P_{0.2} = P_n$. В турбинах с постоянной частотой $P_{0.2} > P_n$.

Реактивная мощность

Реактивная мощность ветротурбины представляется в виде таблицы средних значений за 10-минутный интервал при выходной мощности от 0,1 % до 100%. Также указывается реактивная мощность при измерении P_{mc} , P_{60} , $P_{0.2}$.

Ветротурбины с индукционным генератором, соединенные с сетью напрямую, потребляют реактивную мощность в зависимости от выходной активной мощности. Потребление реактивной мощности обычно компенсируется конденсаторами.

Коэффициент колебаний

Колебания мощности, вызванные ветротурбинами, вызывают колебания напряжения в сети. Амплитуда колебаний напряжения зависит не только от мощности сети, но и от фазового угла сопротивления сети и коэффициента мощности турбины.

Коэффициент колебаний это нормированная мера от максимального колебания (в процентном соотношении) ветровой турбины во время непрерывной работы:

$$c(\varphi_k, \nu_a) = P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad (3.1)$$

где P_{st} – исходящие искажения от ветровой турбины

S_n – номинальная полная мощность ветротурбины

S_k – мощность короткого замыкания сети

Турбины с переменной скоростью вращения имеют сравнительно низкий коэффициент колебаний, однако значения для турбин с постоянной скоростью вращения могут варьироваться от средних до высоких.

Максимальное число операций переключения

В данных случаях операции переключения особенно актуальны, так как могут вызвать значительные изменения напряжения:

- Запуск турбины при изменении скорости ветра
- Запуск турбины при номинальной скорости ветра
- Переключения между генераторами (для ветротурбин с более чем одним генератором)

Согласование операций переключения зависит не только от влияния на напряжение сети, но и от того, насколько часто переключения могут проводиться.

Поэтому должно быть указано количество переключений за 10-минутный период, и за 2-часовой период.

Шаговый коэффициент искажения

Шаговый коэффициент искажения это нормированная мера искажения от одной операции переключения ветротурбины. Определяется по формуле:

$$k_f(\varphi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot P_{st} \cdot T_p^{0.31} \quad (3.2)$$

где T_p – длительность искажения напряжения от операции переключения

P_{st} – исходящие искажения от ветровой турбины

S_n – номинальная полная мощность ветротурбины

S_k – мощность короткого замыкания сети

Коэффициент изменения напряжения

Шаговый коэффициент искажения это нормированная мера искажения от одной операции переключения ветротурбины. Определяется по формуле:

$$k_u(\varphi_k) = \sqrt{3} \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad (3.3)$$

Гармонические токи

Появление гармонических токов во время постоянной работы турбины должно быть учтено. Индивидуальные гармоники учитываются как средние значения за 10-минутный период для каждой гармоники до 50, далее максимальное общее искажение от гармонических токов должно быть учтено. В данный момент нет согласованной процедуры для измерения гармоник от индукционных машин, и нет организации, которая бы фиксировала ущерб, нанесенный потребителям и оборудованию от ветротурбин [3].

4 Проблемы при интеграции ветровой энергии в сеть

4.1 Базовые проблемы интеграции

Интеграция значительного количества ветровой энергии в сеть не только возможна, но и зачастую не требует внесения значительных изменений в существующую энергосистему. С технической точки зрения инженерам энергосистем следует иметь в виду, что главная цель энергосистемы – это снабжение потребителей энергией из сети в любой требуемый момент времени. Это условие также должно быть соблюдено, если ветровая энергия вводится в энергосистему. Трудность внедрения ветровой энергии в энергосистему состоит в вероятностной природе ветра и в относительно новых типах генераторов (например, асинхронные машины двойного питания), которые используются в ветротурбинах, но не распространены широко в традиционных энергосистемах.

Главная проблема внедрения ветровой энергии в энергосистему состоит из двух аспектов:

- как поддерживать принятый уровень напряжения для всех потребителей энергосистемы
- как обеспечить баланс мощности в энергосистеме

Опыт зарубежных исследований в этой области показывает, что проблемы интеграции ветровой энергии очень сильно зависят от энергосистемы. Однако базовые методы, которые применялись до этого, также могут применены для интеграции ветровой энергии. Однако, для разработки и управления энергосистемой, некоторые методы могут требовать модификации.

Главная задача, которую ставит ветровая энергия, показана на рисунке 4.1.

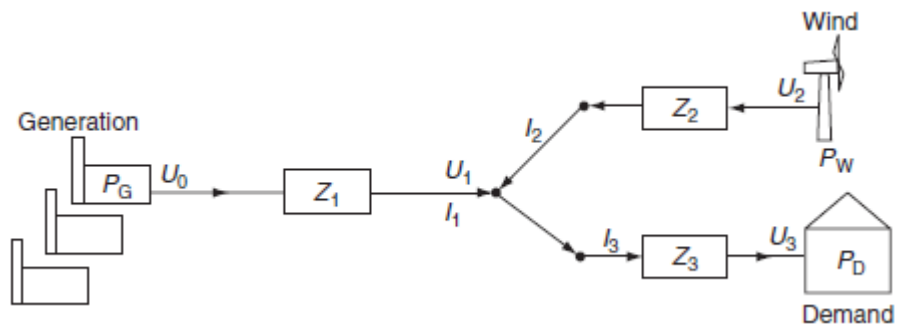


Рисунок 4.1 – Модель энергосистемы

В данной энергосистеме предприятия и дома потребляют нагрузку P_D , а ВЭС вырабатывает энергию P_W . P_G – это дополнительная энергия, которая вырабатывается в другом месте. Сопротивления Z_1 – Z_3 представляют сопротивления в линиях и трансформаторах.

Баланс активной мощности для данной энергосистемы:

$$P_G = P_D + P_L - P_W \quad (4.1)$$

где P_G –требуемая дополнительная энергия

P_D –потребляемая энергия

P_L –потери энергии

P_W –энергия производимая ВЭС

Данное выражение справедливо для коротких и длинных отрезков времени. Данное выражение также показывает, что электроэнергия не может быть накоплена в энергосистеме. Следовательно, изменение в нагрузке (или в энергии ветра) должно быть одновременно сбалансировано генерацией энергосистемы.

Главная задача это снабжение потребителя энергией в любой момент времени по разумной цене. Три главных требования потребителя:

– Требование потребителя 1 уровень напряжения должен оставаться постоянным, колебания напряжения в пределах $\pm 5\%$

– Требование потребителя 2 энергия должна быть доступна строго в тот момент времени, когда в ней нуждается потребитель

– Требование потребителя 3 потребляемая энергия должна быть доступна по разумной цене, первое и второе требования подразумевают надежность электроснабжения, большая надежность ведет к увеличению стоимости и, следовательно, возникает конфликт между требуемым уровнем надежности и ценой энергии

Также как и потребители, операторы ВЭС имеют четкие требования к существующей энергосистеме, чтобы быть уверенными в возможности продажи своей продукции.

– Требование ветроэнергии 1 также как и потребители, ветрофермы требуют заданный уровень напряжения в точке присоединения, так как ветротурбины работают на определенном уровне напряжения

– Требование ветроэнергии 2 владельцы ветроферм хотят иметь возможность продавать энергию тогда, когда производство ветровой энергии возможно, в противном случае энергия должна быть сброшена, что означает потерю дохода для производителя

– Требование ветроэнергии 3 большая надежность энергосистемы требует больших затрат

Проблема состоит в сопоставлении требований потребителя с требованиями операторов ветроферм экономически эффективным путем, даже в случае значительной доли ветровой энергии в энергосистеме. Эта проблема будет рассмотрена более подробно на примере энергосистемы, приведенной на рисунке 4.1.

Первое требование потребителя: уровень напряжения в точке подключения к потребителю

Предположим, что в энергосистеме нет энергии ветра и напряжение U_0 поддерживается постоянным генерацией P_G . Если нагрузка P_D изменится, то токи I_3 и I_1 изменятся. Следовательно, будет потеря напряжения на сопротивлениях Z_3 и Z_1 . Если сопротивления Z_3 и Z_1 достаточно велики, то напряжение U_3 будет меняться с изменением P_D . Существуют следующие методы для того чтобы избежать больших колебаний напряжения U_3 .

– использовать более мощную сеть (сопротивления Z_3 и Z_1 малы), это возможно при использовании более высоких напряжений линий и больших трансформаторов

– контролировать напряжения с помощью трансформаторов близких к U_3

– контролировать напряжение U_1 с помощью регулируемых трансформаторов или с помощью другого оборудования, контролирующего напряжение, такого как шунтирующие реакторы

Первое требование ветровой энергии: уровень напряжения в точке подключения ветровой фермы

Напряжение U_2 зависит от P_D , P_W , и величины Z_2 и Z_1 . Применима следующая мера:

– использовать регулируемый трансформатор вблизи U_2

Второе требование потребителя: доступность энергии при необходимости

Снова предположим, что в энергосистеме нет ветровой энергии. Следовательно, когда потребитель увеличивает потребление, энергия будет доставляться с тепловых электростанций.

Требования балансирования нагрузки означают что:

– энергосистема должна обладать первичным и вторичным регулированием мощности для того чтобы удовлетворять изменениям нагрузки

– данные электростанции должны всегда иметь резерв для увеличения мощности до уровня, требуемого для системы

Если ветровая энергия добавлена в энергосистему, то будет присутствовать дополнительный источник флуктуаций в энергосистеме. С увеличением доли ветровой энергии в энергосистеме требования по балансированию энергосистемы могут возрасти. Однако, первичное и вторичное регулирование будет осуществляться таким же образом как было описано выше. Также, если выработка ветровой энергии уменьшается, то для системы это будет иметь тот же эффект, что и увеличение нагрузки.

Последствиями является большая вариативность при балансировании во время первичного и вторичного регулирования.

Дополнительные системные требования для балансирования системы сильно зависят от индивидуальных характеристик системы: характеристики нагрузки, гибкость существующих электростанций, величина внедренной ветровой энергии, географическое положение ветровых ферм.

Второе требование ветровой энергии: доступность сети при необходимости

Ветровые фермы должны выдавать ветроэнергию в сеть в любой момент, когда возможна ее генерация. В зависимости от энергосистемы и величины внедрения ветровой энергии это может вызвать перегрузку энергосистемы и нестабильность.

Третье требование потребителя: экономичность электроснабжения

Дизайн энергосистемы должен анализировать цену конкретного уровня надежности электроснабжения. Не существует энергосистем со 100 % уровнем надежности.

Во-первых, энергосистема должна иметь соответствующий уровень мощности P_G , чтобы обеспечить максимальный спрос на энергию $P_D + P_L$.

Если нужно увеличить надежность, нужно построить дополнительные электростанции. В данном случае с экономической точки зрения более эффективно отключить потребителей.

Во-вторых, должна быть соответствующая емкость сети для передачи мощности от генераторов к потребителям. Потребители распределены по сети и емкость сети должна быть достаточной для электроснабжения каждого потребителя.

Третье требование ветровой энергии: надежность энергосистемы

Критический уровень мощности энергосистемы это важная проблема в обеспечении заданного уровня надежности. Если мы берем конкретную энергосистему, то всегда будет вероятность того, что доступные электростанции будут не в состоянии покрыть пиковую нагрузку. Если

ветровая энергия добавлена в энергосистему, надежность увеличится за счет покрытия дефицита мощности с помощью ветровой энергии. Внедрение ветровой энергии в энергосистему позволит сократить мощность электростанций без снижения надежности энергосистемы.

Также следует учитывать, что в отличие от систем, в которых изменяется только нагрузка, энергосистемы с ветровой энергией требуют больше балансирующего оборудования для поддержания заданного уровня надежности.

Теперь перейдем к вопросу передачи электроэнергии между ветрофермой и остальной сетью. Начнем с предположения, что ветровые ресурсы расположены на удаленных территориях на большом расстоянии от остальной сети (сопротивление Z_2 линий будет велико), следовательно, резервная передающая система между ветрофермой и главной сетью будет дороже по сравнению с экономическими преимуществами, которые она предоставляет.

Далее, если требуется стабильный уровень напряжения, сеть, представленная сопротивлением Z_2 , должна иметь оборудование, регулирующее напряжение. Альтернатива такова, что используемые ветровые турбины должны иметь низкую чувствительность к колебаниям напряжения.

Также следует заметить, что изменения напряжения от ветровой фермы будут влиять на потерю напряжения на сопротивлении Z_1 [3].

4.2 Обеспечение баланса активной мощности в энергосистеме

В каждый момент времени в энергосистеме в установившемся режиме должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей системы, т.е. генерирующие станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети :

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} = \sum P_{\Pi} + \sum \Delta P \quad (4.2)$$

где ΣP_r — выдаваемая активная мощность станции;

ΣP_n — суммарное потребление активной мощности;

ΣP_n — суммарная активная мощность нагрузки потребителей;

$\Sigma \Delta P$ — суммарные потери активной мощности.

При постоянном составе нагрузок энергосистемы потребляемая мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса мощности частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, возрастание обуславливает рост частоты. Другими словами, при $\Sigma P_r < \Sigma P_n$ частота уменьшается, при $\Sigma P_r > \Sigma P_n$ частота возрастает. Для наглядности можно представить систему, состоящую из одного генератора и двигателя, которые вращаются с одинаковой частотой. Как только мощность генератора начнет убывать, частота понизится. Справедливо также и обратное утверждение. Аналогично и в энергосистеме, при $\Sigma P_r > \Sigma P_n$ турбины начинают разгоняться и вращаться быстрее, частота растет.

Причинами нарушения баланса активной мощности могут быть: а) аварийное отключение генератора; б) неожиданный рост потребления мощности, например увеличение потребления мощности электронагревателями в результате не спрогнозированного сильного снижения температуры; в) аварийное отключение линий электропередач или трансформаторов связи.

Отклонение частоты Δf — это отличие ее фактического значения f от номинального $f_{\text{НОМ}}$ в данный момент времени, выражаемое в герцах или процентах:

$$\Delta f = f - f_{\text{НОМ}}; \quad (4.3)$$

$$\Delta f = \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} 100\% \quad (4.4)$$

Отклонение частоты допускается: нормальное — в пределах $\pm 0,2$ Гц и максимальное — в пределах $\pm 0,4$ Гц.

Приведенные нормы отклонений частоты относятся к нормальному режиму работы энергосистемы и не распространяются на послеаварийные режимы [5].

4.3 Обеспечение баланса реактивной мощности в энергосистеме

При выработке и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой не только активной, но и реактивной мощности. Это утверждение можно записать в виде выражения:

$$\Sigma Q_{Г} = \Sigma Q_{П} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma \Delta Q, \quad (4.5)$$

где $\Sigma Q_{Г}$ — выдаваемая реактивная мощность станций;

$\Sigma Q_{Н}$ — реактивная мощность потребителей;

$\Sigma \Delta Q$ — суммарные потери реактивной мощности в сетях;

$\Sigma Q_{П}$ — суммарное потребление реактивной мощностей.

Баланс реактивной мощности энергосистемы в общем случае определяет необходимый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы несколько отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может полностью определить требования, которые предъявляются к мощности источников реактивной мощности. Необходимо оценивать перспективу получения необходимой реактивной мощности, как по всей системе, так и по отдельным ее частям.

Необходимость в оценке баланса реактивной мощности возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения — реактивной мощности АСДУ (автоматизированной системы диспетчерского управления). В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и

в практике эксплуатации, например при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электростанций, изменениях схемы сети.

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой ($\Sigma Q_{Г} > \Sigma Q_{П}$), то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности ($\Sigma Q_{Г} < \Sigma Q_{П}$), напряжение в сети понижается. Для пояснения указанной связи напомним, что, например, емкостный ток линии на холостом ходу повышает напряжение на ее конце. Соответственно избыток генерируемой реактивной мощности приводит к повышению, а ее недостаток ведет к понижению напряжения.

В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности.

Энергосистемы, дефицитные по активной мощности, обычно испытывают нехватку и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, так как это загружает линии электропередач, а генерировать в компенсирующих устройствах, установленных в конкретных узлах энергосистемы [5].

5 Устойчивость энергосистем с ветрогенераторами

5.1 Режимы работы энергосистемы

Режимом системы называется совокупность процессов в системе и определяющих её состояние в любой момент времени.

Показатели режима, отражающие условия работы системы, называются параметрами режима. К параметрам режима относятся значения мощностей, напряжений, токов, частоты и т.п.

Все режимы электроэнергетической системы можно разделить на нормальные, аварийные и послеаварийные.

Нормальный установившийся режим характеризуется длительным сохранением значений режимных параметров безаварийно работающих элементов системы. Согласно установившемуся режиму разрабатывается электроэнергетическая система и определяется её эксплуатационные характеристики.

Послеаварийный установившийся режим, наступает после аварийного отключения какого – либо элемента или нескольких элементов энергосистемы.

Во время переходного процесса система переходит от одного состояния к другому.

Переходные процессы, нормальные или аварийные, которые составляют переходный режим – это закономерные последовательные изменения параметров режима системы от момента возмущающего воздействия до момента начала нового нормального установившегося режима.

Нормальные переходные процессы возникают в процессе текущей эксплуатации системы. Такие процессы возникают при обычных эксплуатационных операциях: оперативных переключениях, при вводе и выводе элементов системы, при плановых изменениях мощностей нагрузок и

генерирующих мощностей генераторов, при действии автоматических регулирующих устройств.

Аварийные переходные процессы возникают при системных авариях, когда некоторые элементы системы переходят в аварийное состояние.

Переходные процессы и, следовательно, переходные режимы начинаются с возмущающих воздействий – первоначальных отклонений значений токов, напряжений, мощностей и других системных параметров.

В качестве возмущающих воздействий могут выступать короткие замыкания, обрывы линий электропередач, оперативные переключения в электрических сетях. Системные возмущения подразделяются на малые и большие.

Малые возмущения непрерывно присутствуют в действующей энергосистеме. Существование этих возмущений обуславливается непрерывным хаотическим изменением нагрузки, работой регулирующих устройств генераторов, изменениями активных сопротивлений элементов системы при изменении температуры окружающей среды и другими причинами. Поэтому строго неизменного режима системы не существует и, говоря об установившемся режиме, в сущности имеют в виду режим малых возмущений. При этом предполагают, что малые возмущения и связанные с ними непрерывные процессы происходят около некоторого равновесного состояния системы.

Большими возмущениями считаются начальные отклонения параметров режима, вызванные какими – либо резкими изменениями в электроэнергетической системе, то есть интенсивными возмущающими воздействиями, такими как короткие замыканиями, коммутационные переключения в электрической сети.

Устойчивость синхронной работы электрических машин при малых и больших возмущениях в электроэнергетической системе должна сохраняться. В зависимости от вида возмущений различают два основных типа устойчивости энергосистемы.

Статической устойчивостью называется способность системы восстанавливать исходный режим после малого возмущения или режим, весьма близкий к исходному при неснятом возмущающем воздействии.

Динамической устойчивостью называется способность системы восстанавливать исходное состояние, или близкое к исходному, после действия больших возмущающих воздействий [6].

5.2 Статическая устойчивость

Многие принципиальные вопросы электромеханических переходных процессов рассматриваются с использованием простых моделей электроэнергетических систем.

Самыми распространенными являются одномашинная и двухмашинная модели энергосистем. Наиболее простой среди них является одномашинная модель энергосистемы, которая имеет другое название модель «машина–шины».

Одномашинная модель энергосистемы представляется одной электростанцией (одним эквивалентным генератором), работающей через трансформаторные связи и линию электропередач параллельно с мощной концентрированной энергосистемой, приемные шины которой обозначают как шины бесконечной мощности (ШБМ). Характерными признаками ШБМ являются неизменное по модулю напряжение и неизменная частота данного напряжения. При использовании ШБМ соответствующие им энергосистемы в электрических схемах, как правило, не изображаются. В схемах замещения шины бесконечной мощности используются как элемент, изображающий мощную систему.

Для упрощения расчетов примем, что активные сопротивления и полные проводимости всех элементов системы равны нулю ($r=0$, $g=0$, $b=0$) и составим схему замещения. При данных упрощениях схема замещения примет вид

цепочки из индуктивных сопротивлений (рисунок 5.1), включенной между двумя источниками электродвижущих сил. Источником E_q обозначается синхронная ЭДС генератора, источником U – напряжение на ШБМ.

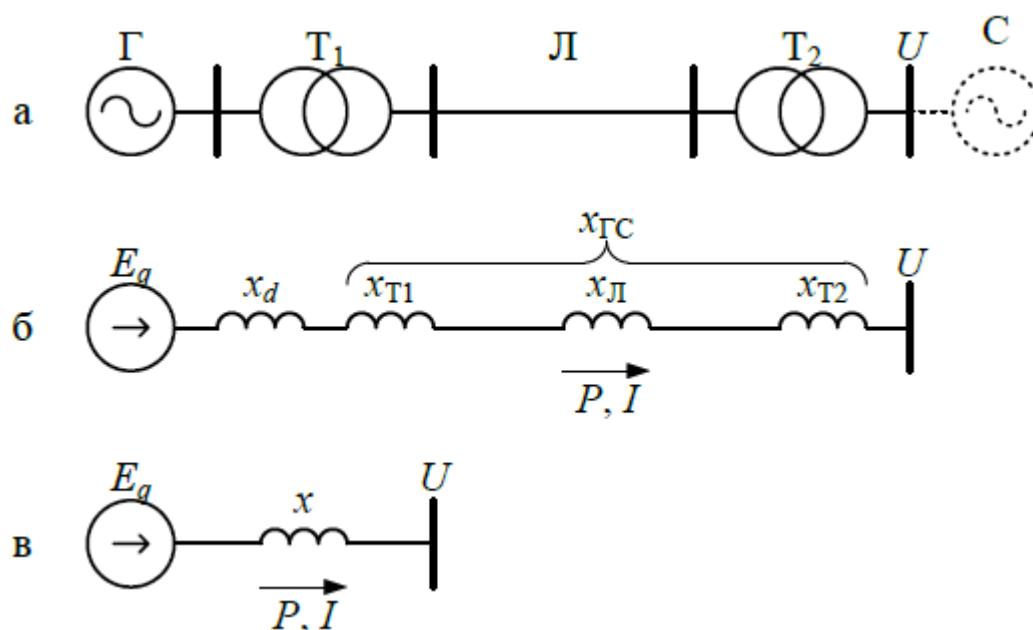


Рисунок 5.1 – Одномашинная модель энергосистемы

Угловая характеристика генератора является геометрическим местом точек, соответствующих всем возможным значениям мощности, передаваемой от генератора в систему. В установившемся режиме от генератора передается только одна конкретная величина мощности, которой соответствует конкретное значение угла. Эта мощность P_0 равна мощности турбины P_T , в результате чего турбина, вал и ротор генератора сохраняют равномерное вращательное движение.

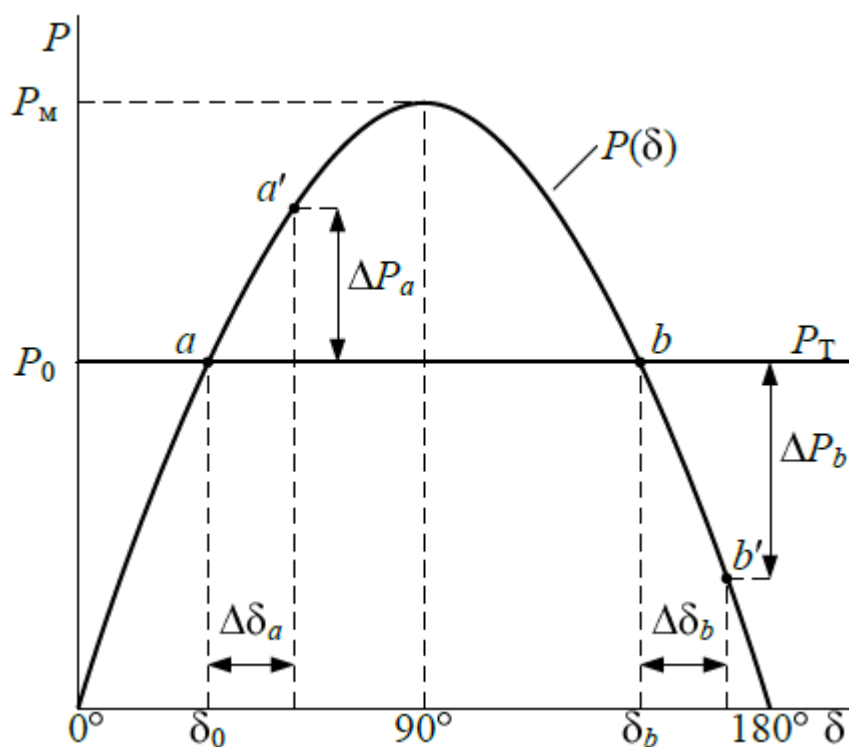


Рисунок 5.2 – Угловая характеристика генератора

Практический критерий статической устойчивости одномашинной энергосистемы:

$$\frac{dP}{d\sigma} \geq 0 \quad (5.1)$$

В условиях постоянной эксплуатации генератор не рекомендуется загружать до максимальной мощности P_m , так как в таком случае любое незначительное отклонение параметров режима может привести к потере синхронизма и переходу генератора в асинхронный режим. На случай появления незапланированных возмущающих воздействий предусматривается некоторый запас по нагрузке генератора, который характеризуется коэффициентом запаса по статической устойчивости:

$$K_{ст} = \frac{P_m - P_0}{P_0} \quad (5.2)$$

Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем предписывается, что в нормальных режимах энергосистем должен обеспечиваться запас, который соответствует коэффициенту $K_{ст} \geq 20\%$. В некоторых тяжёлых режимах, когда увеличение перетоков мощности по

линиям позволяет уменьшить ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается снижение запаса по статической устойчивости до $K_{ст} \geq 8\%$. В кратковременных послеаварийных режимах также должен обеспечиваться запас $K_{ст} \geq 8\%$. В данном случае под кратковременными понимаются послеаварийные режимы длительностью до 40 минут, в течение данного отрезка времени диспетчер энергосистемы должен восстановить нормальный запас по статической устойчивости.

Коэффициент запаса по напряжению

Значения коэффициента запаса по напряжению K_U относятся к узлам нагрузки и приближенно вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U} \quad (5.3)$$

где U —напряжение в узле в данном режиме

$U_{кр}$ —критическое напряжение в том же узле [6].

5.3 Динамическая устойчивость

Основной причиной динамических нарушений устойчивости энергосистем являются короткие замыкания, которые приводят к резким изменениям электромагнитных моментов синхронных машин.

Для более подробного рассмотрения принципиальных положений анализа динамической устойчивости рассмотрим явления, возникающие при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей линии электропередачи одномашинной энергосистемы (рисунок 5.3).

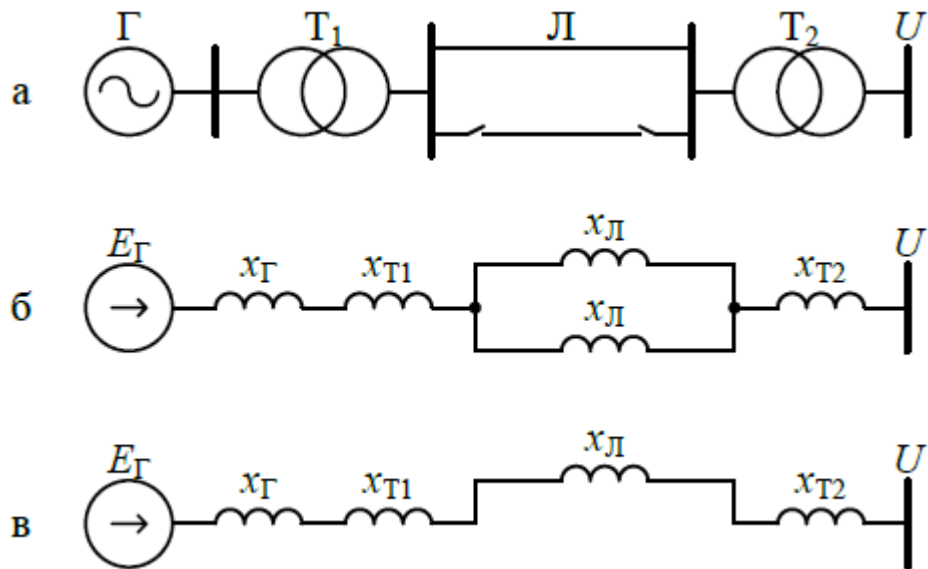


Рисунок 5.3 – Одномашинная энергосистема (а) и ее схемы замещения: для нормального режима (б) и режима с отключенной цепью (в)

Взаимное реактивное сопротивление схемы замещения определяет максимум угловой характеристики мощности генератора в исходном режиме. После отключения одной из цепей линии электропередачи будет получено новое большее по значению сопротивление.

Следовательно, максимум новой угловой характеристики составит меньшую величину.

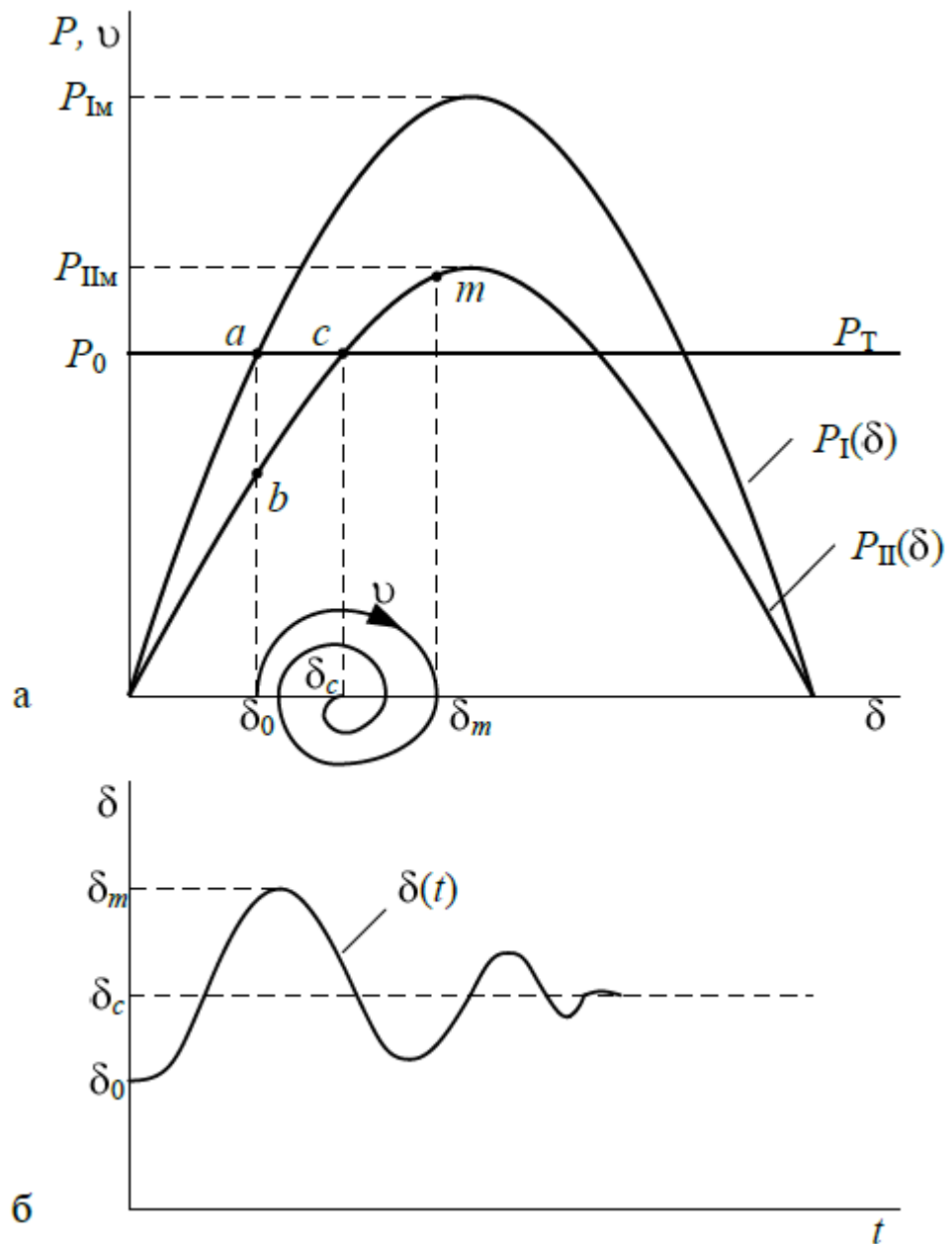


Рисунок 5.4 – Устойчивый динамический переход энергосистемы

Угол δ_0 , мощность P_0 и скорость (частота) ω_0 соответствуют точке пересечения а мощностной характеристики турбины $P_T(\delta)=\text{const}$ и угловой характеристики генератора $P_I(\delta)=P_{IM} \sin\delta$ в нормальном режиме. При отключении цепи происходит сброс активной мощности, отдаваемой генератором в сеть, до величины, соответствующей точке b. В результате нарушается баланс мощностей или вращающих моментов на валу ротора генератора и турбины за счет уменьшения тормозящего момента, обусловленного электрической нагрузкой. Угол δ_0 и относительная скорость

сохраняют свои значения в момент отключения цепи по причине большой инерции ротора генератора. Далее под действием избыточного ускоряющего момента относительная скорость v нарастает и становится наибольшей при значении угла δ_c .

В точке c ускоряющий и тормозящий моменты сравниваются, но ротор в силу большой инерции и за счёт дополнительной кинетической энергии, которая была накоплена на участке bc , будет продолжать относительное движение. Это движение будет происходить с замедлением, так как справа от точки c ускоряющий момент турбины меньше, чем тормозящий электромагнитный момент генератора. Увеличение угла остановится при значении δ_m , когда дополнительная кинетическая энергия, накопленная ротором на участке bc , компенсируется равной по величине потенциальной энергией на участке cm . Очевидно, что при значении угла δ_m режим не установится, поскольку в этом состоянии тормозящий момент генератора выше ускоряющего момента турбины. Под действием избыточного тормозящего момента от точки m ротор будет возвращаться к углу δ_c и снова по инерции его пройдёт. Однако следует отметить, что к начальному углу δ_0 ротор не возвратится по причине потерь на трение и действия демпфирующих моментов. Амплитуда изменения угла при дальнейших последующих качаниях ротора будет уменьшаться (рисунок 5.4), и окончательно режим системы установится в новой точке с устойчивого равновесия системы.

Однако возможен другой результат данного переходного процесса. Если угол достигнет критической величины $\delta_{кр}$, в точке f (рисунок 5.5) прежде, чем относительная скорость v примет нулевое значение, то избыточный момент на валу ротора генератора становится вновь ускоряющим. Относительная скорость v ротора опять начинает возрастать до выпадения генератора из синхронизма. Такой характер нарушения устойчивости называется динамическим.

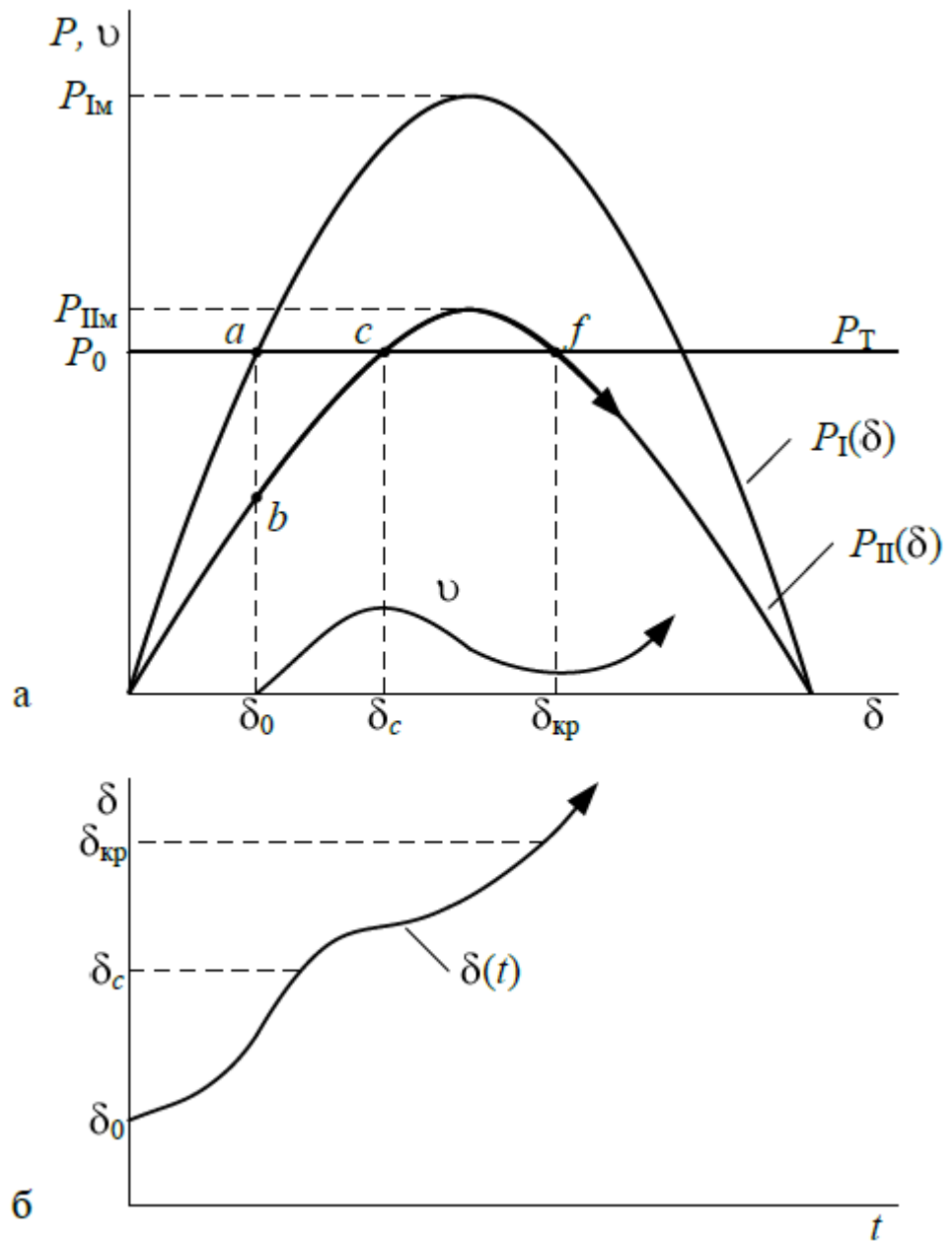


Рисунок 5.5 – Неустойчивый динамический переход энергосистемы

Можно сделать вывод, что главной причиной динамических нарушений устойчивости энергосистем являются короткие замыкания, приводящие к резким изменениям электромагнитных моментов вращающихся синхронных машин [6].

6 Анализ динамических нарушений устойчивости

6.1 Виды возмущений динамической устойчивости

В данной главе рассмотрены проблемы динамической устойчивости ветротурбин с асинхронными машинами двойного питания, присоединенных к сети бесконечной мощности.

Доля энергии ветра в сетях будет увеличиваться и в будущем постепенно начнется замещение традиционных синхронных генераторов, это может оказать влияние на поведение энергосистемы в целом. Влияние ветроэнергии на динамическую устойчивость должно быть исследовано для того, чтобы обозначить потенциальные проблемы и разработать меры для их решения. Динамическая устойчивость энергосистемы определяется генераторами. До настоящего момента, почти все электроэнергия генерировалась традиционными синхронными генераторами, объединенными в сеть. Поведение синхронных генераторов, объединенных в сеть при различных условиях, исследовалось десятилетиями и хорошо известно. Ветротурбины используют другие типы генераторов, такие как индукционный генератор с короткозамкнутым ротором или генераторы, которые подключаются к сети через силовые преобразователи. Как следствие, поведение ветрогенераторов может отличаться от поведения синхронных генераторов.

До последнего момента принято было считать, что вкладом ветрогенераторов в обеспечение устойчивости системы можно пренебречь. Однако с увеличением мощности ветроферм стало понятно, что отключение крупных ветроферм повлечет за собой потерю большей части генерирующих мощностей в сети, что в свою очередь может вызвать потерю устойчивости. Ранее, во время возмущения в сети ветротурбины отключались от сети и не участвовали в обеспечении динамической устойчивости системы. Такие ветрофермы имели небольшую мощность. В настоящее время мощность

ветроферм увеличивается. Отключение крупных ветроферм от сети приводит к большой потере мощностей. В странах с большой долей энергии ветра рекомендации по эксплуатации сетей требуют оставлять ветротурбины в сети в течение определенного периода времени.

Операторы энергосистем в странах с большой долей генерации от ветротурбин внесли некоторые дополнения в рекомендации по эксплуатации энергосистем, которые требуют от ветротурбин оставаться в сети во время аварий определенное количество времени [7].

Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем и могут повлиять на динамическую устойчивость в энергосистеме:

- А) Короткое замыкание в сети
- Б) Неполнофазный режим
- В) Скачки напряжения в сети
- Г) Увеличение или уменьшение мощности ветрогенератора вследствие изменения скорости ветра
- Д) Короткое замыкание на нагрузке

Для обеспечения устойчивости и качества энергии было разработано предписание по выдаче энергии установок более 1,5 МВт. Фактически, оно касается всех современных ветротурбин. Процедура подключения к сети меняется и адаптируется к масштабному расширению ветроэнергетики. Эта адаптация приведет к необходимости получения информации поведения ветроэнергетической единицы в сети. Для определения влияния увеличения ветроэнергии на устойчивость системы и для модернизации системы необходимо создание динамических моделей ветротурбин и проведение моделирования возмущений для исследования динамической устойчивости энергосистем с большими объемами ветроэнергии.

6.2 Агрегированное моделирование ветроферм для исследования

устойчивости

Агрегированное моделирование крупных ветроферм для исследования устойчивости энергосистем делится на два вида. Первый вид это детальное представление всех ветротурбин, производящих энергию, внутренней структуры ветрофермы и схемы ее подключения к энергосистеме. Энергосистема с другой стороны точки подключения может быть представлена упрощенно. Эквивалентная сеть может быть представлена одной или небольшим количеством передающих линий между точкой присоединения ветрофермы и шинами бесконечной мощности представляющими энергосистему. Сопротивление передающей линии зависит от мощности короткого замыкания S_k , передающей сети в точке присоединения ветрофермы. Параметры эквивалентного генератора основаны на сосредоточенной мощности и сосредоточенной инерции, соответствующие реальным генерирующим единицам системы внешнего питания. Это упрощенное представление энергосистемы возможно для группы синхронно вращающихся синхронных генераторов традиционной сети.

Второй вид моделирования описывает упрощенные модели крупных ветроферм, которые внедрены в детальные модели крупных энергосистем, которые используются для анализа устойчивости. В этом случае, внимание акцентируется на коллективном влиянии крупных ветроферм на крупные сети. Это означает, что ветроферма может быть представлена единственным эквивалентным генератором. Энергосистема может включать несколько крупных или мелких ветроферм. В этом случае они будут представлены их эквивалентными моделями.

При данном моделировании предполагаются следующие допущения:

- Мощность эквивалентного ветрогенератора равна сумме мощностей всех ветротурбин, входящих в состав ветрофермы
- Реактивная мощность эквивалентного ветрогенератора в точке подключения к сети равна нулю

Использование эквивалентной машины вместо детальной модели с представлением большого количества ветротурбин уменьшает трудоемкость анализа. Внимание концентрируется на объединение ветроферм в крупные энергосистемы. Это упрощение также оправдано, потому что традиционные тепловые электростанции представляются в виде упрощенных, эквивалентных машин. Если модель энергосистемы усложнена и включает несколько электростанций с центрами нагрузки, передающие и распределительные сети, то ветроферма также представляется ее эквивалентной моделью [3].

6.3 Моделирование и анализ динамической устойчивости

в программе PSS/E

Программа PSS/E разработана компанией Siemens и предназначена для построения и исследования моделей энергосистем. Эта программа является широко распространенным инструментом в индустрии энергосистем. PSS/E предназначена для исследования энергосистем, работы генераторов в установившихся и переходных режимах, программа может быть использована для расчетов и различных анализов, включая расчет перетоков мощности, построение оптимального перетока мощности, симметричные и несимметричные короткие замыкания, создание эквивалентной сети, динамическую симуляцию.

Расчет перетоков мощности

Расчет перетоков мощности это важный инструмент, включающий в себя численный анализ энергосистем. В отличие от традиционного анализа,

исследование перетоков мощности ведется упрощенно с использованием однолинейной модели и относительных единиц.

Исследования перетоков мощности является важным для планирования и будущего расширения существующих энергосистем. Исследование перетоков мощности может быть использовано для определения наилучшей и наиболее эффективной конфигурации энергосистемы.

Динамическая симуляция

Динамическая симуляция включает в себя набор инструментов для исследования переходных процессов, статической и динамической устойчивости. Динамическая симуляция используется для обеспечения надежности энергосистемы и прогнозирования поведения энергосистемы при различных условиях, выявления проблем и разработки мер по обеспечению надежности. С помощью тестирования моделей ветротурбин появляется возможность проанализировать влияние ветротурбин на сеть.

Многие производители ветротурбин создают модели своих ветротурбин в программе PSS/E и используют их для проверки соответствия ветротурбин требованиям сети, однако большинство данных моделей не находятся в открытом доступе. В настоящее время только одна динамическая модель ветротурбины с асинхронным генератором двойного питания находится в открытом доступе в библиотеке программы PSS/E.

Анализ встроенной модели ветротурбины

Динамическая модель ветротурбины с асинхронной машиной двойного питания в программе PSS/E разработана в соответствии с рекомендациями организации GE Energy. Данная модель дает представление о том, как ветротурбина реагирует на сетевые возмущения, такие как аварии в передающей системе.

Чтобы создать полную модель ветротурбины нужно объединить четыре модели: модель генератора/преобразователя (WT3G), модель электрического контроля (WT3E), модуль ветротурбины (WT3T), модуль контроля наклона (WT3P). Эти четыре модели представлены на рисунке 6.1.

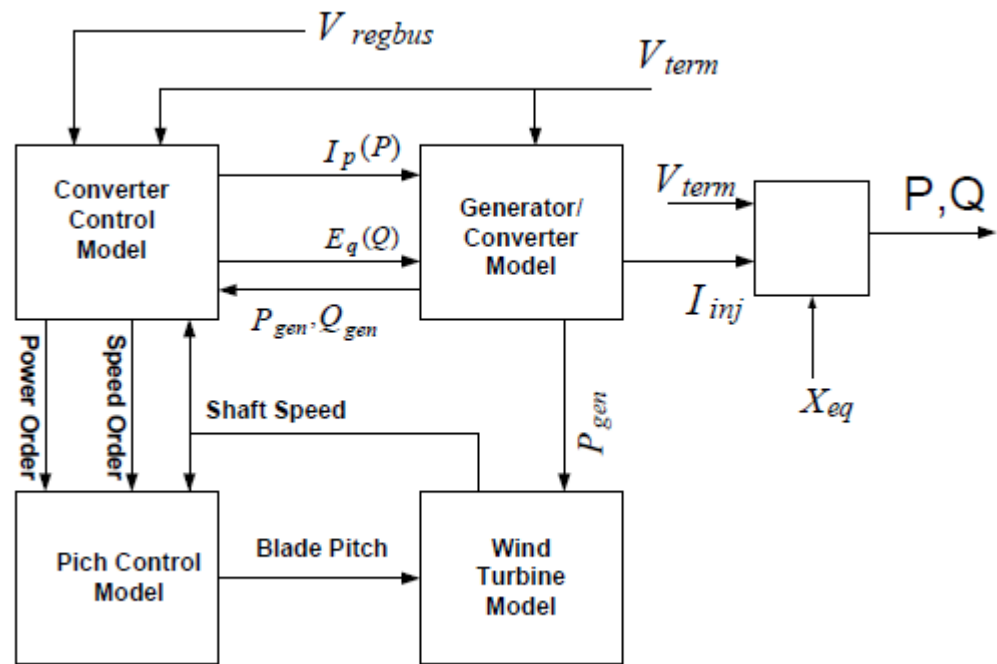


Рисунок 6.1 – Структура модели ветротурбины

Модель генератора/преобразователя WT3G1 это эквивалент генератора и преобразователя, он обеспечивает взаимодействие ветротурбины с сетью. Модель электрического контроля WT3E определяет объем активной и реактивной мощности, которая должна быть выдана генератором в сеть. Ветротурбина с асинхронной машиной двойного питания мощностью 2 МВт принята за базовую и будет использоваться во всех моделях [4].

7 Проверка динамической устойчивости синхронных генераторов, работающих параллельно с крупными ветрофермами

7.1 Модель энергосистемы

Тестируемая модель энергосистемы состоит из двух ветроферм мощностью 120 МВт (1, 501 на схеме) и одной электростанции с синхронными генераторами мощностью 300 МВт (601 на схеме). Ветрофермы присоединены к сети 110 кВ с помощью двух повышающих трансформаторов мощностью 63 МВА. Синхронные генераторы суммарной мощностью 300 МВт также присоединены через повышающие трансформаторы. Схема присоединения синхронных генераторов показана укрупненно в целях упрощения расчетов. Схема сети показана на рисунке 7.1.

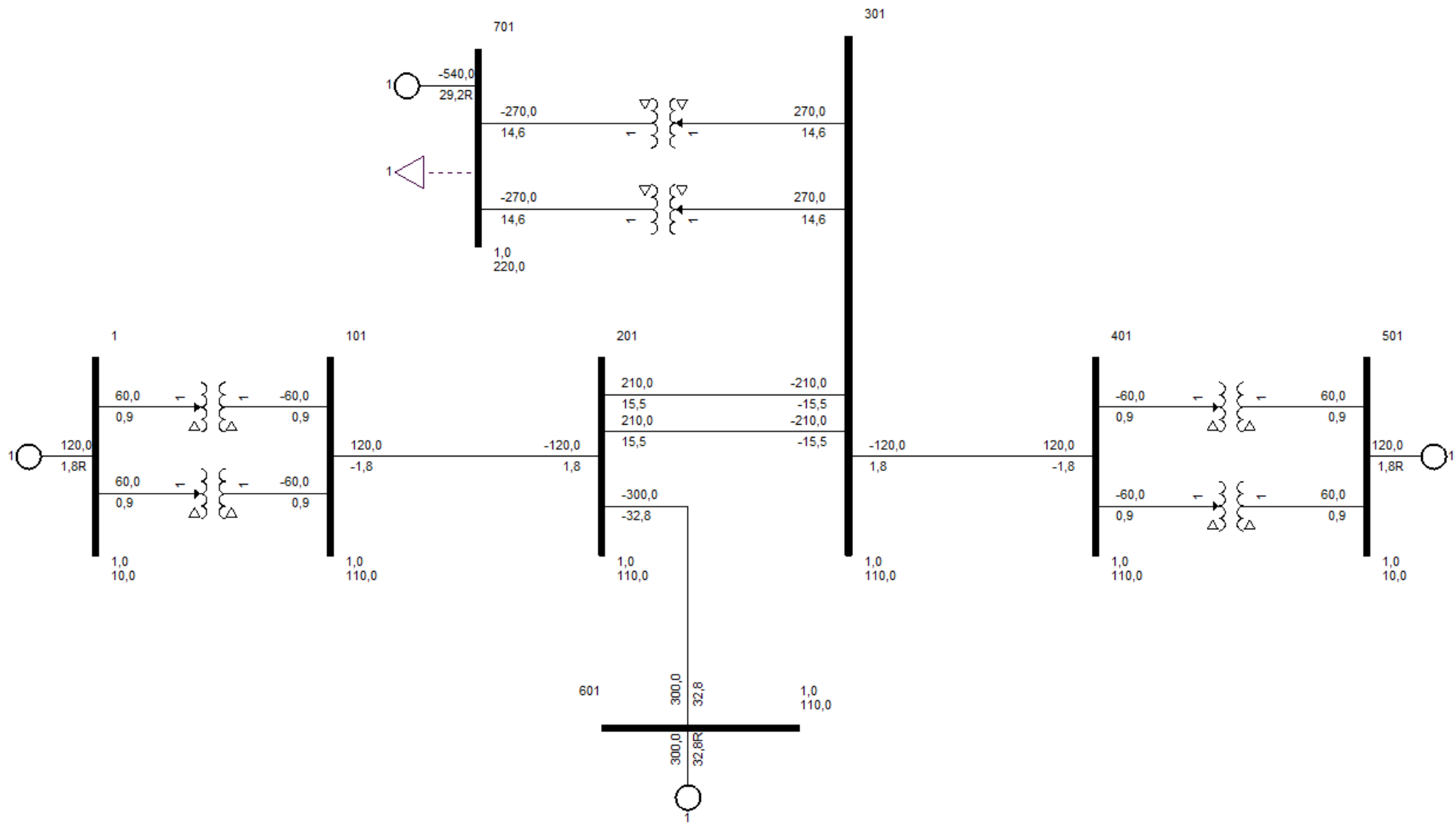


Рисунок 7.1 – Схема энергосистемы

Модель линий

Воздушные линии в программе PSS/E представляются П-образной схемой замещения. Параметры линий представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры воздушных линий

	Активное сопротивление, о.е.	Реактивное сопротивление, о.е.	Зарядная мощность, о.е.
101 – 201	0,069	0,38	0,00095
201 – 301	0,073	0,4	0,001
301 – 601	0,053	0,53	0

Модель нагрузки

В системе присутствует одна нагрузка, которая остается постоянной в каждом опыте. Причина, по которой нагрузка остается постоянной, это низкая чувствительность системы к изменению нагрузки во время симуляции и рациональное количество симуляций.

Модель трансформатора

В целях обеспечения надежности энергоснабжения для подключения ветрофермы было выбрано два трансформатора небольшой мощности вместо одного крупного трансформатора. РПН трансформатора не включено в модель, так как время его работы занимает гораздо большее время, чем продолжительность переходного процесса.

Присоединение к сети

Присоединение к сети выполнено на напряжении 220 кВ, в программе PSS/E сеть представляется как классический синхронный генератор с бесконечно большим моментом инерции и мощностью короткого замыкания. В симуляции присоединение к сети используется для выдачи и поглощения излишков энергии.

7.2 Исследование динамической устойчивости модели

На первом этапе был проведен расчет перетоков мощности, который показал, что отклонение напряжения во всех точках сети находится в пределах нормы. Для оценки устойчивости данной системы моделируем самоустраняющееся короткое замыкание на шине 301. Графики, полученные при моделировании, изображены на рисунках 7.2 – 7.4.

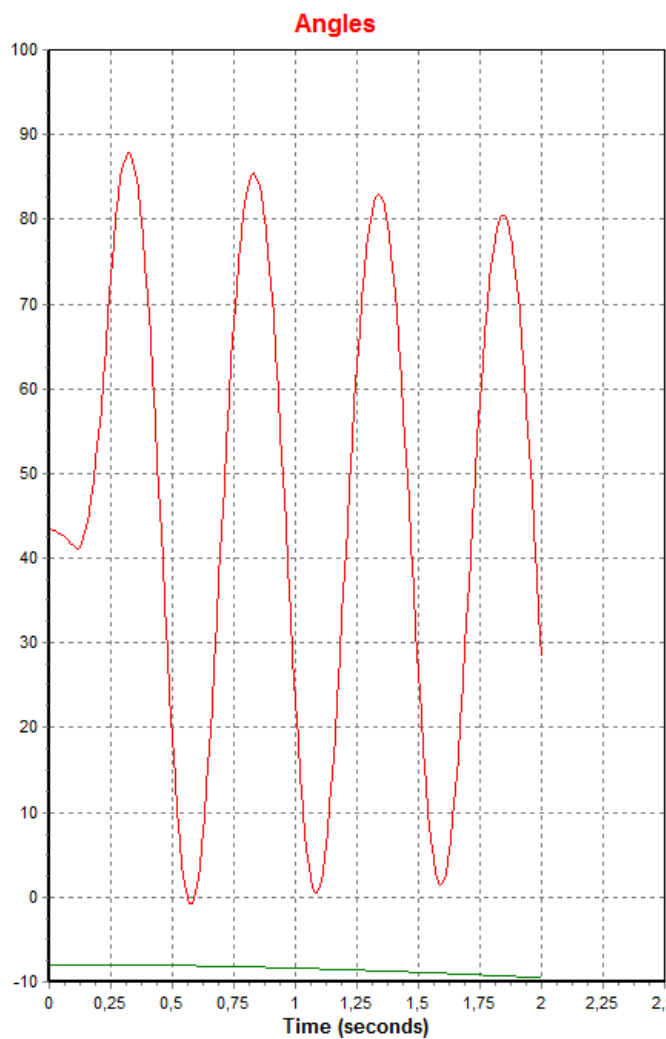


Рисунок 7.2–График изменения угла

Как видно из рисунка 7.2, при коротком замыкании на шине 201 в течение 0,15 секунд синхронные генераторы системы совершают устойчивый

динамический переход. Амплитуда колебаний угла синхронного генератора постепенно сокращается.

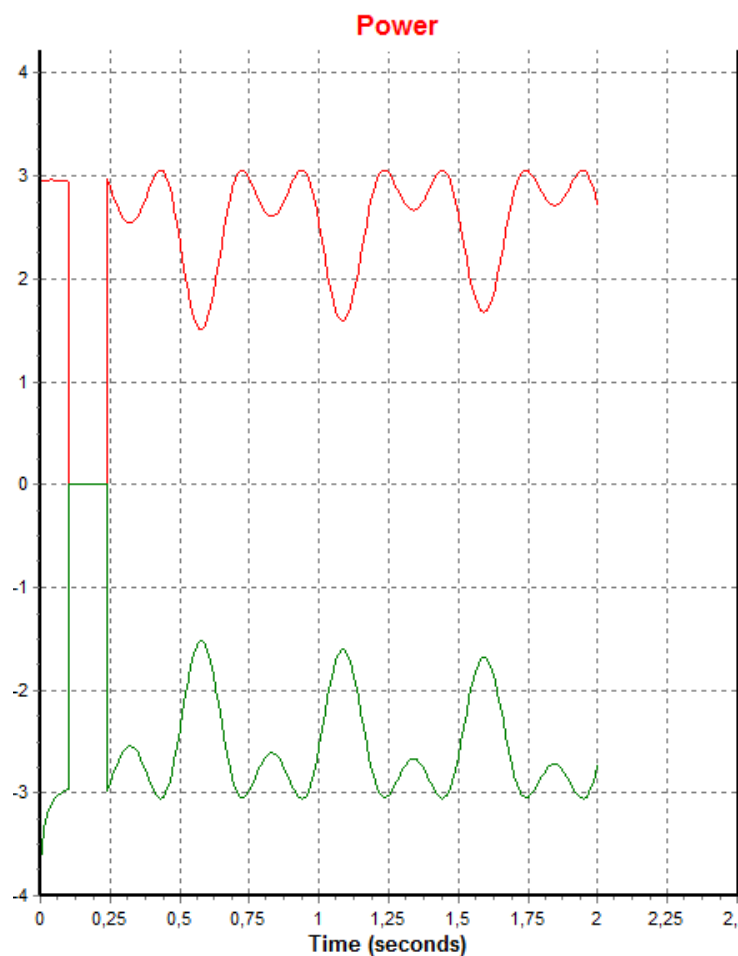


Рисунок 7.3 – График изменения выдаваемой и потребляемой мощности

На рисунке 7.3 можно увидеть колебания генерируемой и потребляемой мощности тестируемой энергосистемы. Из рисунка 7.3 видно, что колебания носят затухающий характер.

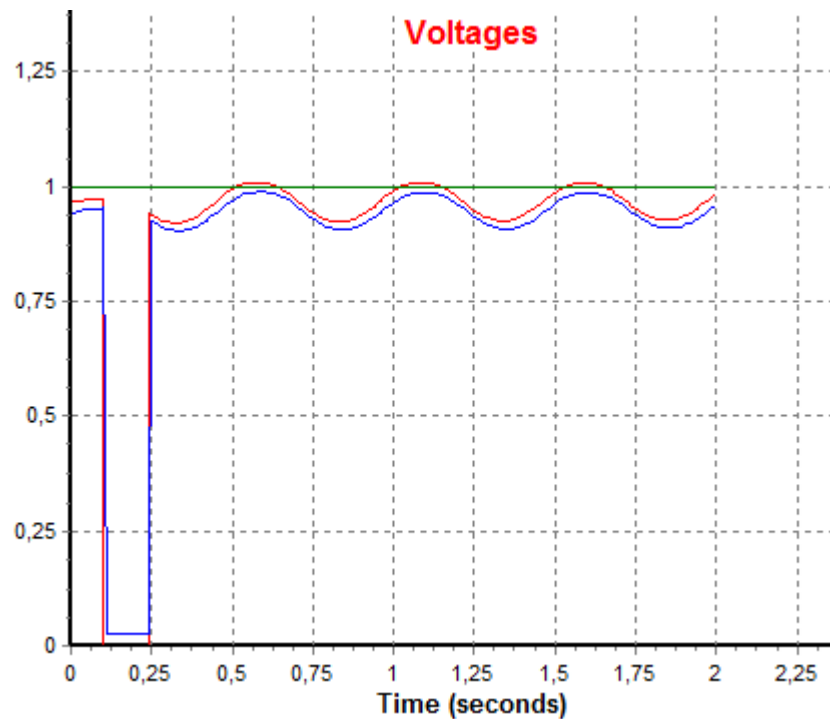


Рисунок 7.4 – График изменения напряжения

Из рисунка 7.4 видно, что короткое замыкание не оказывает влияние на напряжение в системе, так как система имеет бесконечную мощность. Напряжение синхронных генераторов падает до нуля, затем восстанавливает прежнее значение. Напряжение ветрофермы во время короткого замыкания падает до 0,05 и также восстанавливается в течение пяти секунд.

Далее моделируем короткое замыкание на шине 301 с последующим отключением одной из двух параллельных линий между шинами 201 и 301. Графики, полученные при моделировании, изображены на рисунках 7.5 – 7.7.

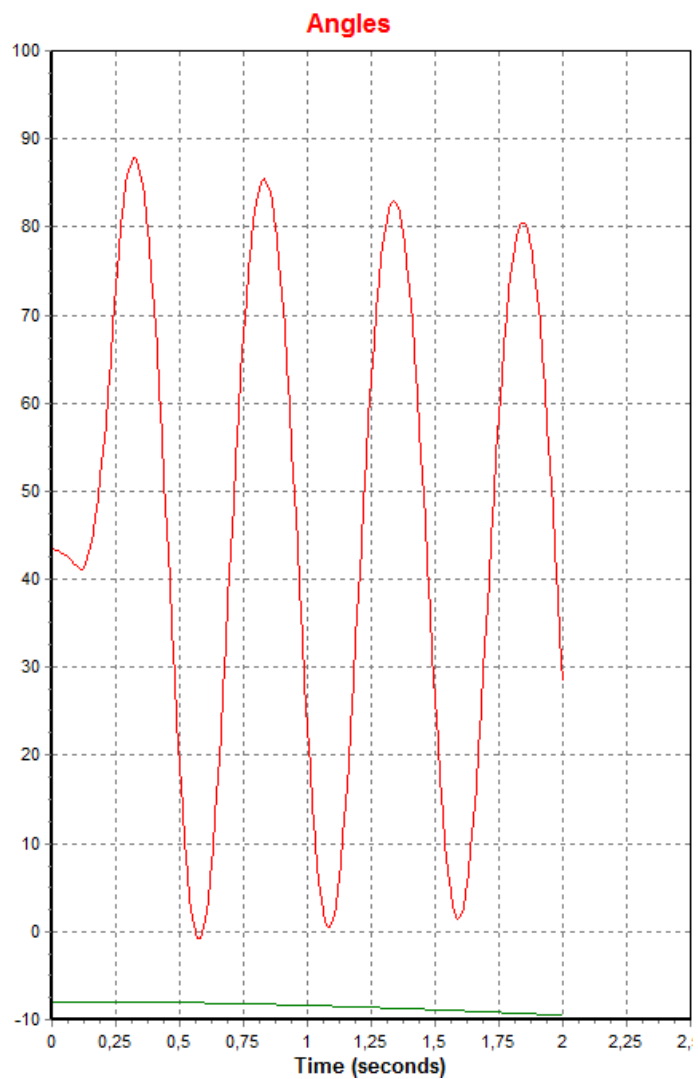


Рисунок 7.5 – График изменения угла

Как видно из рисунка 7.5, при коротком замыкании на шине 201 в течение 0,15 секунд синхронные генераторы системы совершают устойчивый динамический переход. Амплитуда колебаний угла синхронного генератора постепенно сокращается.

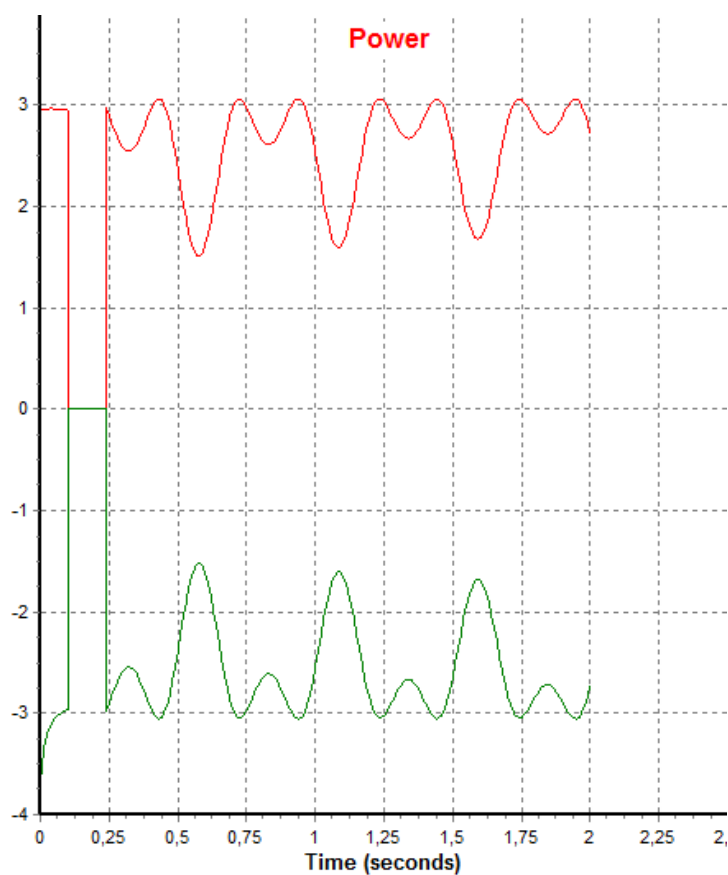


Рисунок 7.6 – График изменения выдаваемой и потребляемой мощности

На рисунке 7.6 можно увидеть колебания генерируемой и потребляемой мощности тестируемой энергосистемы. Из рисунка 7.6 видно, что колебания носят затухающий характер.

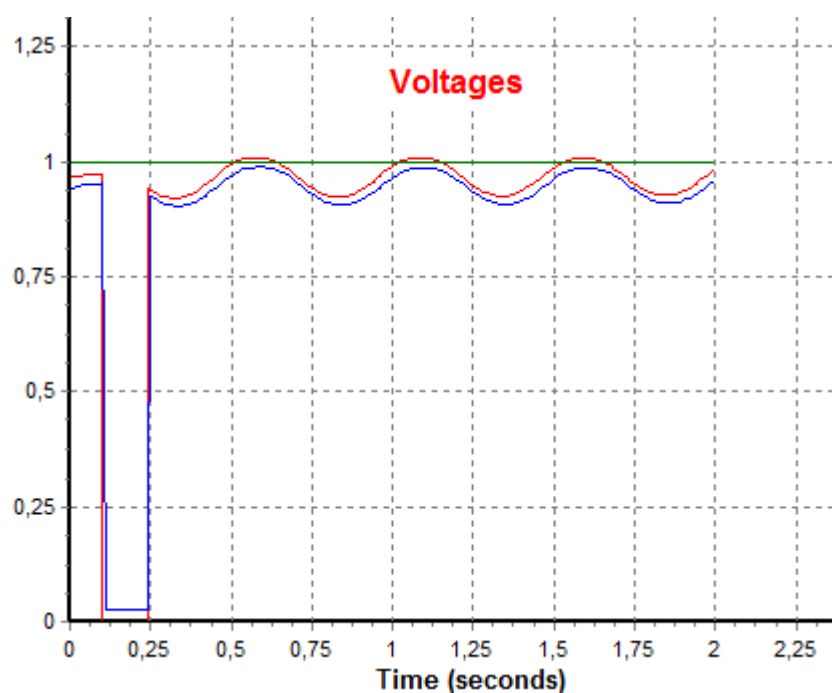


Рисунок 7.7 – График изменения напряжения

Из рисунка 7.7 видно, что короткое замыкание не оказывает влияние на напряжение в системе, так как система имеет бесконечную мощность. Напряжение синхронных генераторов падает до нуля, затем восстанавливает прежнее значение. Напряжение ветрофермы во время короткого замыкания падает до 0,05 и также восстанавливается в течение пяти секунд.

В качестве третьего опыта моделируем короткое замыкание на шине 501 в точке присоединения ветрофермы к сети с последующим ее отключением. Результаты моделирования представлены на рисунках 7.8–7.10.

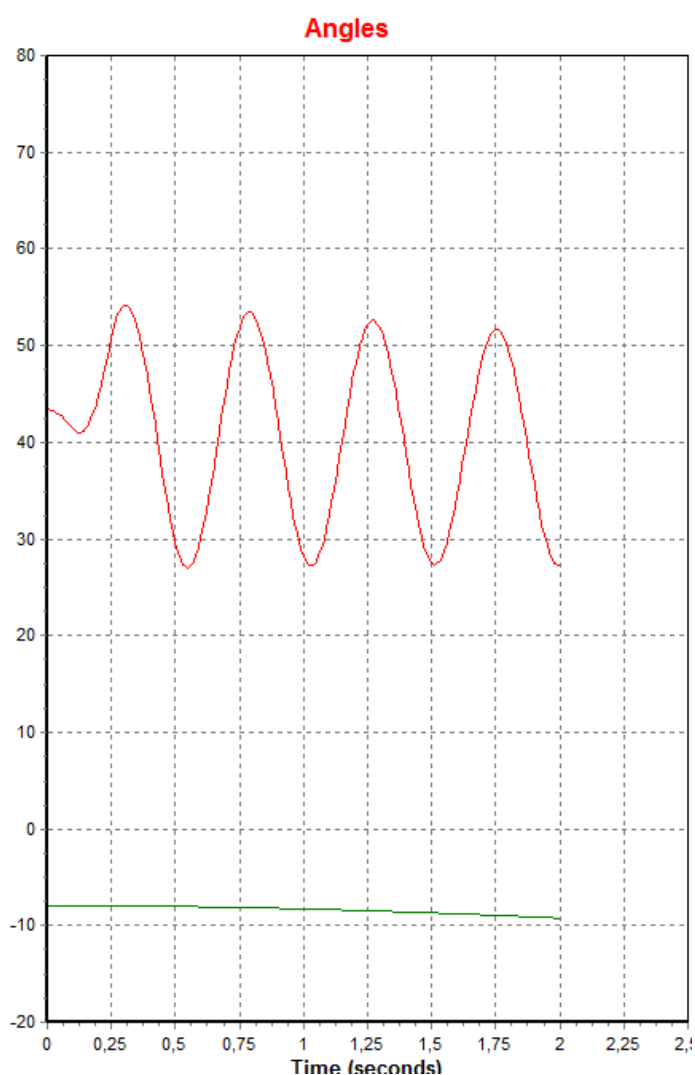


Рисунок 7.8 – График изменения угла

Из рисунка 7.8 видно, что амплитуда колебаний угла синхронного генератора меньше, чем при предыдущих возмущениях. Колебания носят

затухающий характер. Динамическая устойчивость синхронных генераторов и системы при отключении крупной ветрофермы не нарушается.

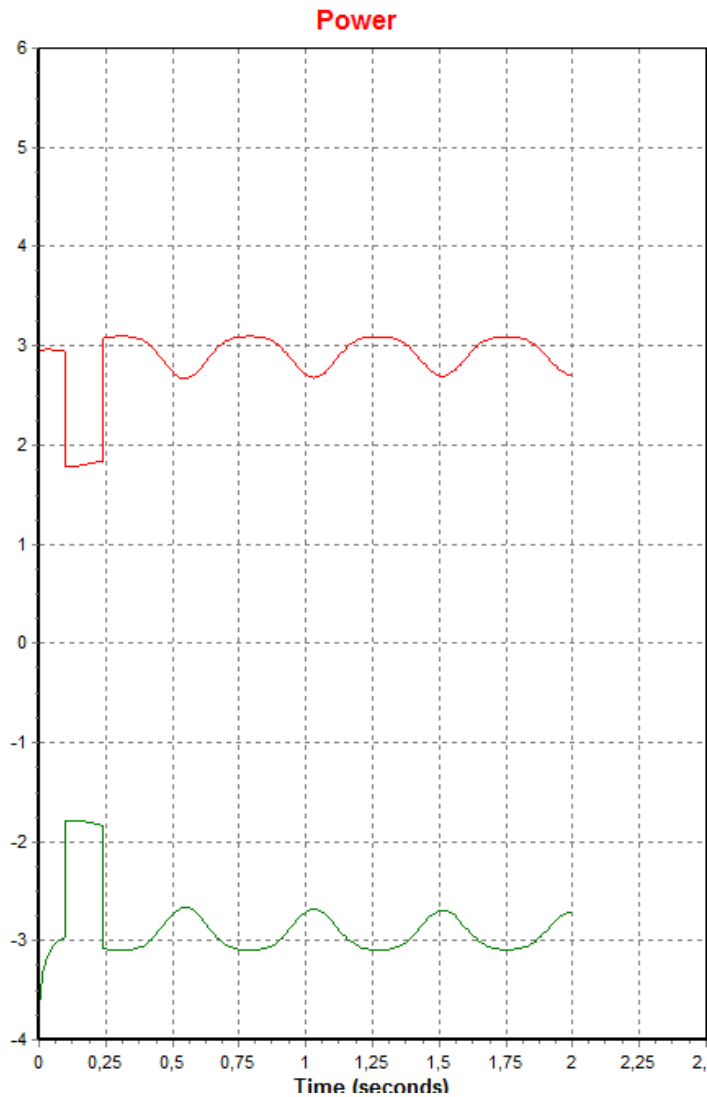


Рисунок 7.9 – График изменения мощности

На рисунке 7.9 изображен график выдачи мощности синхронным генератором и график потребления мощности сетью бесконечной мощности. Колебания мощности затухают через период времени равный десяти секундам.

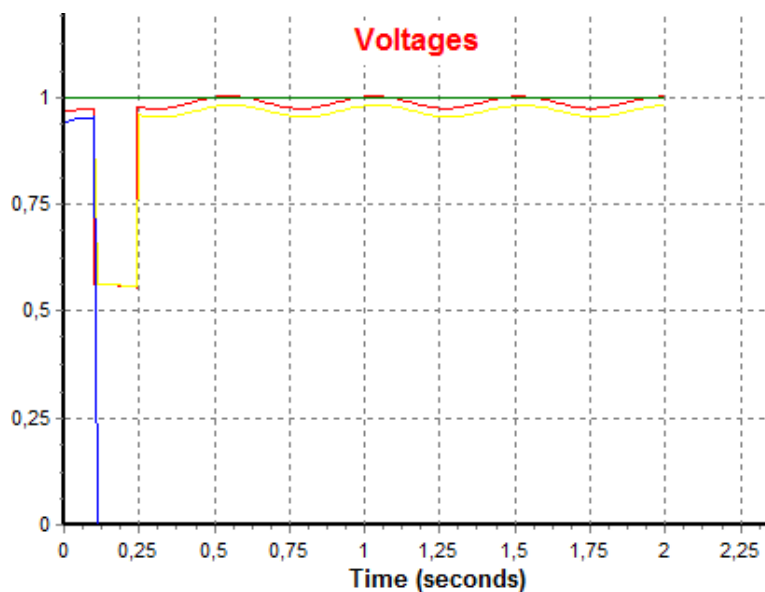


Рисунок 7.10 – График изменения напряжения

В момент короткого замыкания в точке присоединения ветрофермы 501 к сети, напряжение на ветроферме 1 и электростанции 601 падает до 0,55 о.е., затем, после отключения ветрофермы 501, напряжение на оставшихся генерирующих единицах восстанавливается до нормированного значения для послеаварийного режима. Из данных опытов можно сделать вывод о том, что внедрение крупных ветроферм в энергосистему не оказывает негативное влияние на динамическую устойчивость энергосистемы.

8 Анализ влияния на динамическую устойчивость замены синхронного генератора на ветроферму

8.1 Анализ текущего состояния и перспектив развития ТЭЦ

Главным объектом исследования в данной главе является тепловая электростанция с суммарной установленной мощностью генераторов 556 МВт, которая снабжает промышленных и бытовых потребителей тепловой и электрической энергией на напряжении 6, 35 кВ и выдает излишки электроэнергии в сеть на напряжении 110 кВ. Структурная схема данной тепловой электростанции представлена на рисунке 8.1.

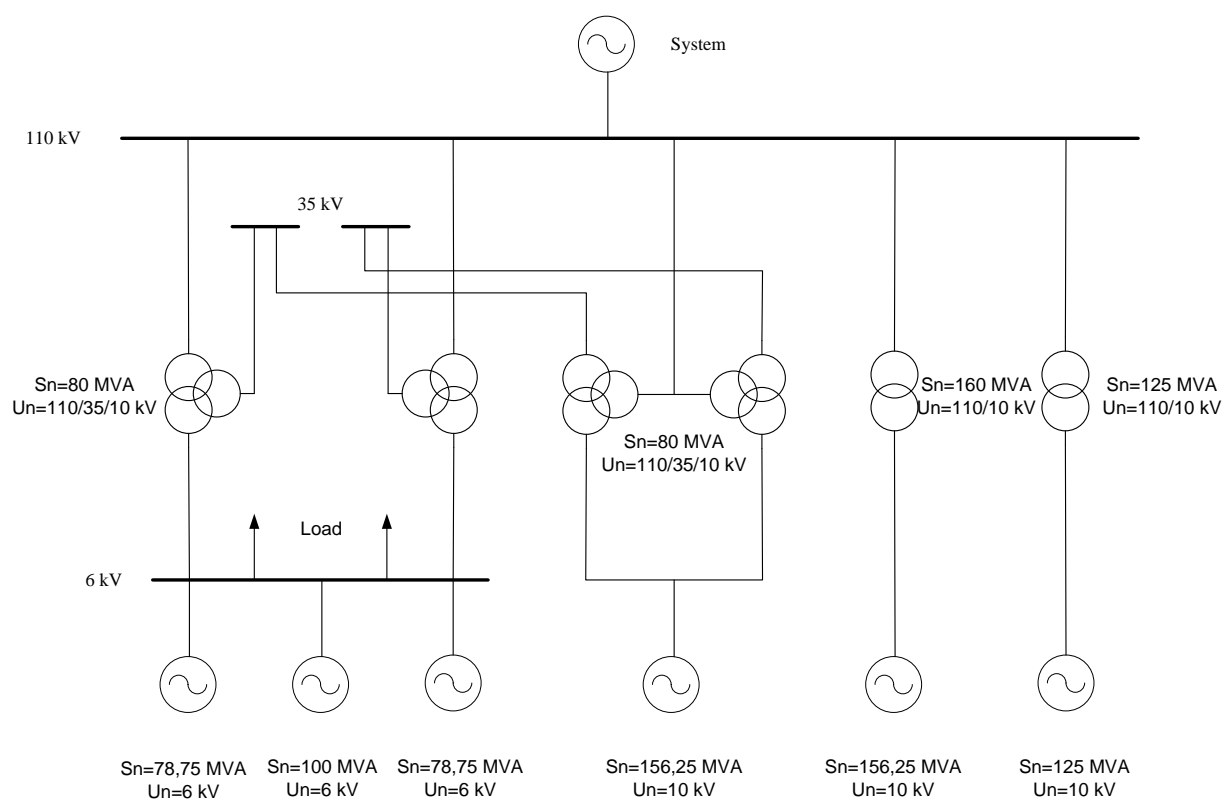


Рисунок 8.1 – Структурная схема ТЭЦ

Параметры генераторов представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры генераторов [8]

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт	$P_{\text{макс}}$, МВт	$\cos\varphi_{\text{ном}}$
ТФ-63-2УЗ	6	78,75	63	69,3	0,8
ТФ-80-2УЗ	6	100	80	85	0,8
ТВФ-63-2УЗ	6	78,75	63	69,3	0,8
ТФ-125-2УЗ	10	156,25	125	140	0,8
ТФ-125-2УЗ	10	156,25	125	140	0,8
ТВФ-120-2УЗ	10	125	100	120	0,8

Параметры повышающих трансформаторов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Параметры силовых трансформаторов [8]

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{в}}$, кВ	$U_{\text{с}}$, кВ	$U_{\text{н}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{кз}}$, %
ТДТН-80000/110	80000	110	35	6	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН-80000/110	80000	110	35	6	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН-80000/110	80000	110	35	10	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН-80000/110	80000	110	35	10	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДЦ-160000/110	160000	110	–	10	65	450	0,5	10,5
ТДЦ-125000/110	125000	110	–	10	120	400	0,55	10,5

Дата выпуска, дата ввода в эксплуатацию, а также срок службы генераторов представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Данные генераторов

Генератор	1	2	3	4	5	6
Тип	ТФ-63-2У3	ТФ-80-2У3	ТВФ-63-2У3	ТФ-125-2У3	ТФ-125-2У3	ТВФ-120У3
Год производства	2010	2012	1973	2014	2013	2008
Год ввода в эксплуатацию	2012	2015	1973	2015	2014	2010
Срок службы, лет	40	40	40	40	40	40

Как видно из таблицы 8.3, процесс реконструкции и замены генераторов данной ТЭЦ начался в 2010 году. Для окончания процесса реконструкции требуется замена генератора №3. В данной главе предлагается исследовать возможность замены синхронного генератора ветрофермой и оценить влияние данного решения на динамическую устойчивость.

На первом этапе была построена модель данной тепловой электростанции в программе PSS/E. Модель показана на рисунке 8.2.

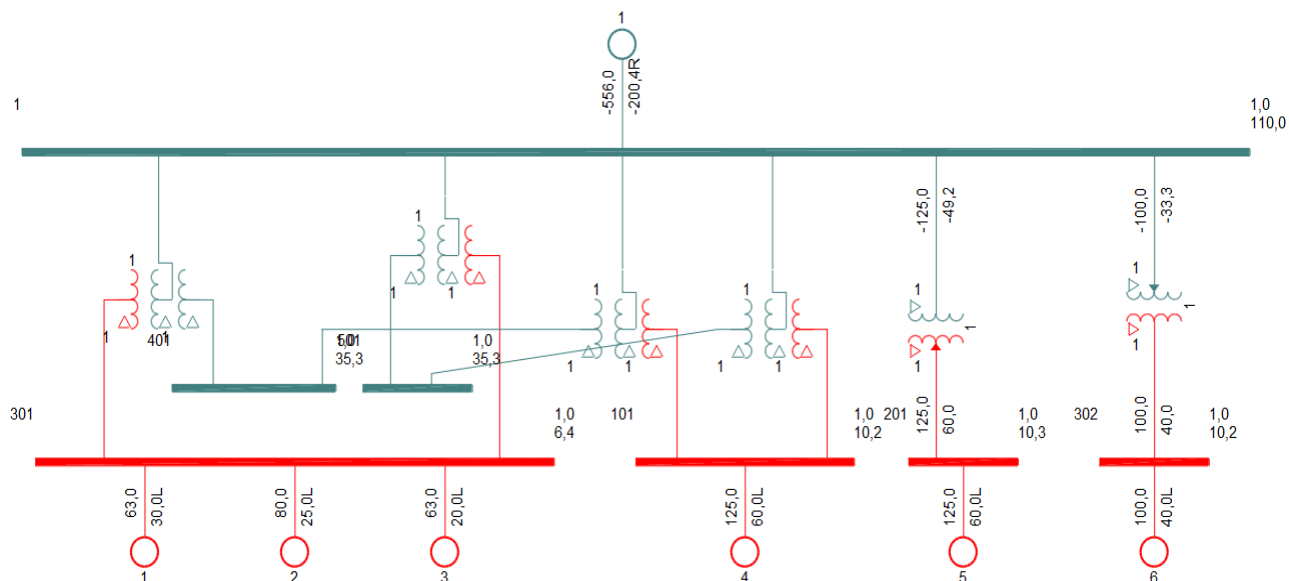


Рисунок 8.2 – Модель ТЭЦ в программе PSS/E

После этого генератор №3 мощностью 63 МВт был заменен на ветроферму мощностью 60 МВт. Модель данной системы показана на рисунке 8.3.

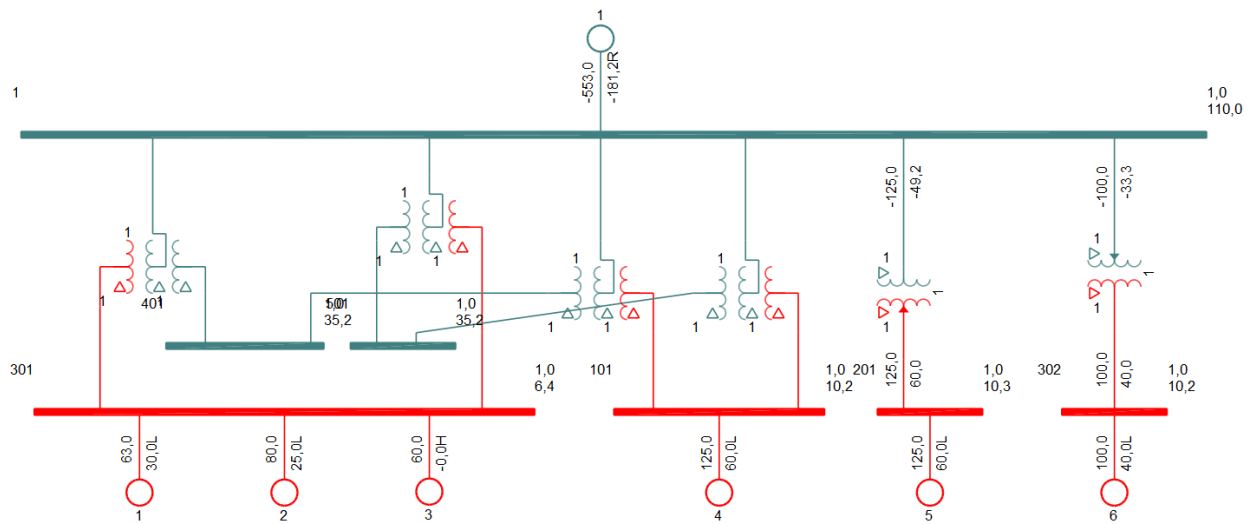


Рисунок 8.3 – Модель ТЭЦ с ветрофермой

Из рисунка 8.3 видно, что в нормальном режиме ветроферма, состоящая из асинхронных машин двойного питания, не выдает, а потребляет реактивную мощность.

Для того чтобы оценить влияние замены синхронного генератора №3 на ветроферму суммарной мощности 60 МВт, состоящую из тридцати ветротурбин мощностью 2 МВт, на динамическую устойчивость, было проведено исследование двух данных систем.

8.2 Разработка конфигурации и выбор оборудования ветрофермы

Для построения ветрофермы были выбраны генераторы FDGMG2 мощностью 2 МВт.

Ветрогенераторы мегаваттного класса FDMG2 разработаны в соответствии с современными европейскими нормами проектирования и контроля качества производства, а также нормами ограничения акустического загрязнения. Они оснащаются микропроцессорной системой управления с возможностью организации компьютерной сети, датчиком скорости и направления ветра, системой принудительного поворота на ветер, системой

изменения угла установки лопастей. Системы обеспечения безопасности осуществляют автоматическую бурезащиту и молниезащиту. Качественные материалы и высокое качество изготовления позволяют ветрогенераторам проработать не менее 20 лет в любых условиях. Основные характеристики модели FDMG2 приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Основные характеристики модели FDMG2

Номинальная мощность, МВт	2	Номинальная скорость ветра, м/с	12
Минимальная скорость ветра, м/с	3,5	Максимальная скорость ветра	25
Нормы безопасности	IEC II A	Срок службы, лет	20
Диапазон температур	30°C ~ +40°C	Число лопастей	3
Диаметр ротора, м	70,5	Частота вращения, об/мин	12-20
Ометаемая площадь, м	3904	Длина лопастей, м	34
Вес, кг	4450	Количество оборотов, об/мин	1000~1800
Номинальное напряжение, В	690	Частота тока, Гц	50
Система охлаждения	Принудительное воздушное	Общая масса, кг	173600
Система безопасности	Аэродинамический тормоз Механический тормоз на вторичном валу редуктора Грозозащита	Управление	Ручное управление поворотом на ветер

Каждая ветротурбина присоединена к сети 0,7 кВ и присоединена к внутренней системе ветрофермы с помощью повышающего трансформатора 0,7/6 кВ.

Параметры повышающего трансформатора приведены в таблице 8.5:

Таблица 8.5 – Параметры повышающего трансформатора [8]

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %	$P_{\text{КЗ}}$, кВт	$P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %	Схема соединения обмоток
		ВН	НН					
ТМ-2500/10	2500	6,3	0,69	6,5	23,5	4,1	1,3	Y-Y _Н - 11

Присоединение к шинам 6,3 кВ осуществлено с помощью кабелей.

Модель ветрофермы в программе PSS/E приведена на рисунке 8.5.

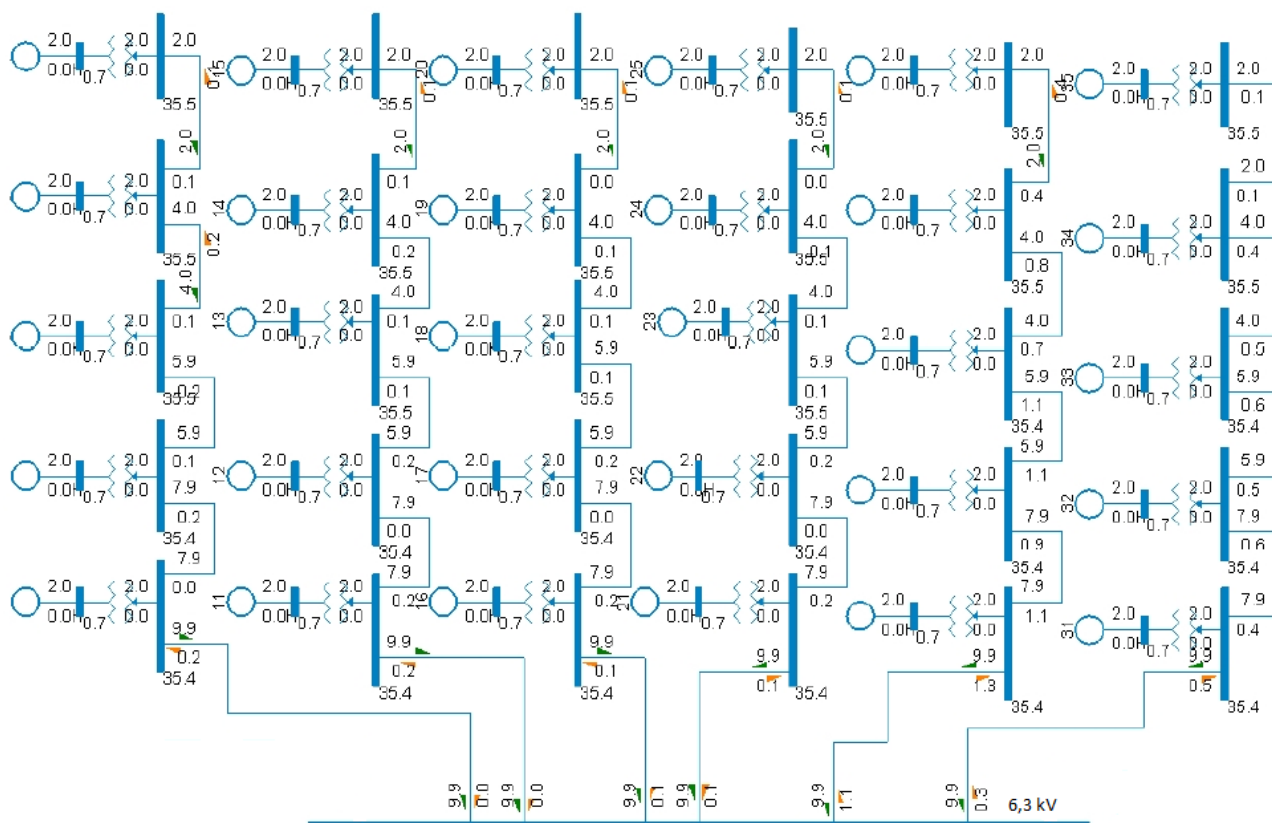


Рисунок 8.5 – Модель ветрофермы в PSS/E

8.3 Моделирование и анализ установившегося режима

Данные для моделирования ветрофермы приведены в таблицах 8.6 – 8.8.

Таблица 8.6 – Данные ветрогенераторов

Символ	Значение	Единицы
S_n	2	МВА
$Q_{\max} (Q_{\min})$	0,65(-0,65)	МВАр
$P_{\max} (P_{\min})$	2(0,1)	МВт
Z_{source}	0+j0,8	О.е.
M_{base}	2,1	МВА

Таблица 8.7 – Данные трансформатора ветротурбины

Символ	Значение	Единицы
S_n	2,1	МВА
$U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}$	0,7/35	кВ/кВ
$Z_{\text{тр}}$	0,0073+j0,06	О.е.
M_{base}	2,1	МВА

Таблица 8.8 – Данные кабелей 6 кВ

Сечение	I, А	R, Ом/км	X, Ом/км	$C \cdot 10^{-6}$, Ф/км
50	175	0,391	0,2	0,16
150	350	0,126	0,2	0,24
240	460	0,076	0,19	0,28

Расчет установившегося режима проводится для того чтобы определить перетоки мощности через каждую линию и трансформатор и получить данные об уровне напряжения в каждой точке. Расчет перетоков мощности показывает, что ветротурбины потребляют различное количество реактивной мощности, в зависимости от длины и проводимости кабелей 6 кВ. Внутренняя сеть ветрофермы потребляет 1,6 МВАр реактивной мощности, а потери активной мощности в режиме максимальных нагрузок составляют 1 МВт. Все линии и трансформаторы работают в диапазоне допустимых нагрузок. Уровень напряжений во всех узлах в пределах нормы.

8.4 Моделирование динамической симуляции

Динамическая симуляция была проведена на основе расчета перетоков мощности. Было проведено несколько опытов для анализа реакции ветротурбин на различные возмущения. Самое значительное возмущение это трехфазное короткое замыкание на шине 110 кВ. Также было проведено моделирование замыканий на других шинах для оценки динамического поведения ветротурбин.

Моделирование проводилось при следующих условиях:

- Трехфазное короткое замыкание происходит на ближайшей к ветроферме сети 110 кВ.
- Замыкание происходит через 1 секунду после начала симуляции
- Замыкание устраняется через 0,18

Влияние возмущений, произошедших на стороне 110 кВ, не оказывает серьезного влияния на устойчивость энергосистемы. Рисунок 8.6 показывает, что возмущение в точке присоединения ТЭЦ к сети на стороне 110 кВ и отключение ветрофермы не оказывает серьезного влияния на традиционные синхронные генераторы, которые сохраняют синхронизм.

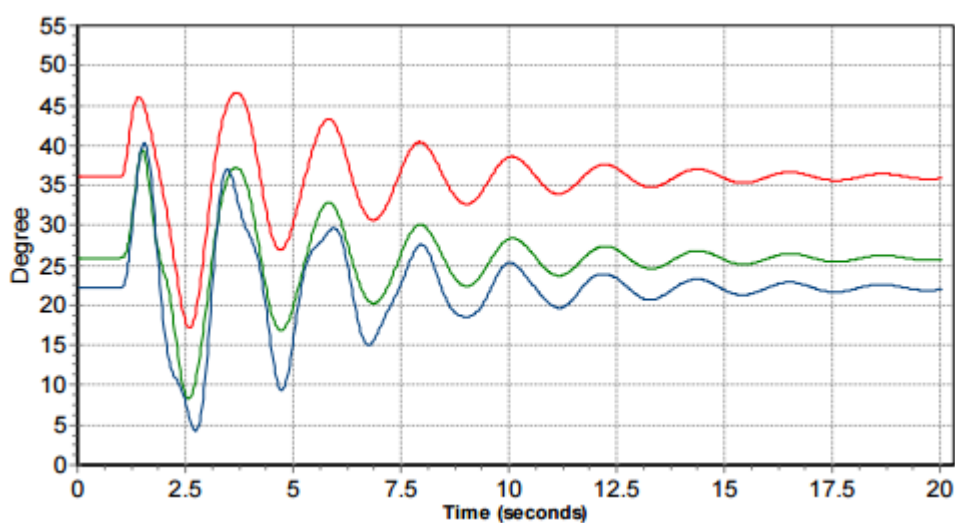


Рисунок 8.6 – Устойчивый динамический переход генераторов

Рисунок 8.7 показывает отклонение частоты в системе и ветротурбине для случая, когда ветротурбина остается в сети после отключения замыкания. Колебания частоты находятся в допустимых пределах.

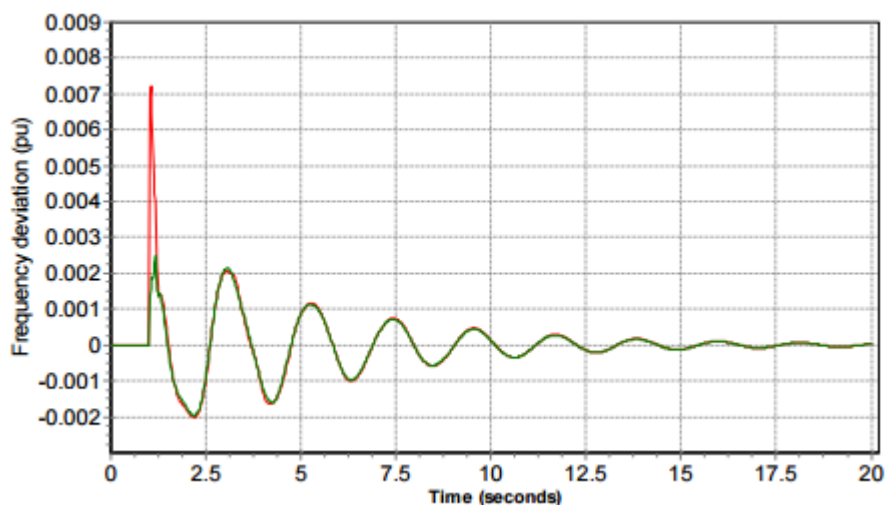


Рисунок 8.7 – График отклонения частоты

Изменения активной и реактивной мощности

Рисунок 8.8 показывает, что во время замыкания выходная мощность двух произвольно выбранных ветротурбин снижается с 2 до 0,45 МВт. Выходная мощность ветрофермы снижается с 60 до 18 МВт. Разница между ускоряющим моментом турбины и тормозящим моментом генератора заставляет ротор ускоряться. Колебание мощности генератора оказывает механическое воздействие на привод турбины. Через 20 секунд после того, как замыкание устранено, выходная мощность восстанавливается до прежнего значения 2 МВт.

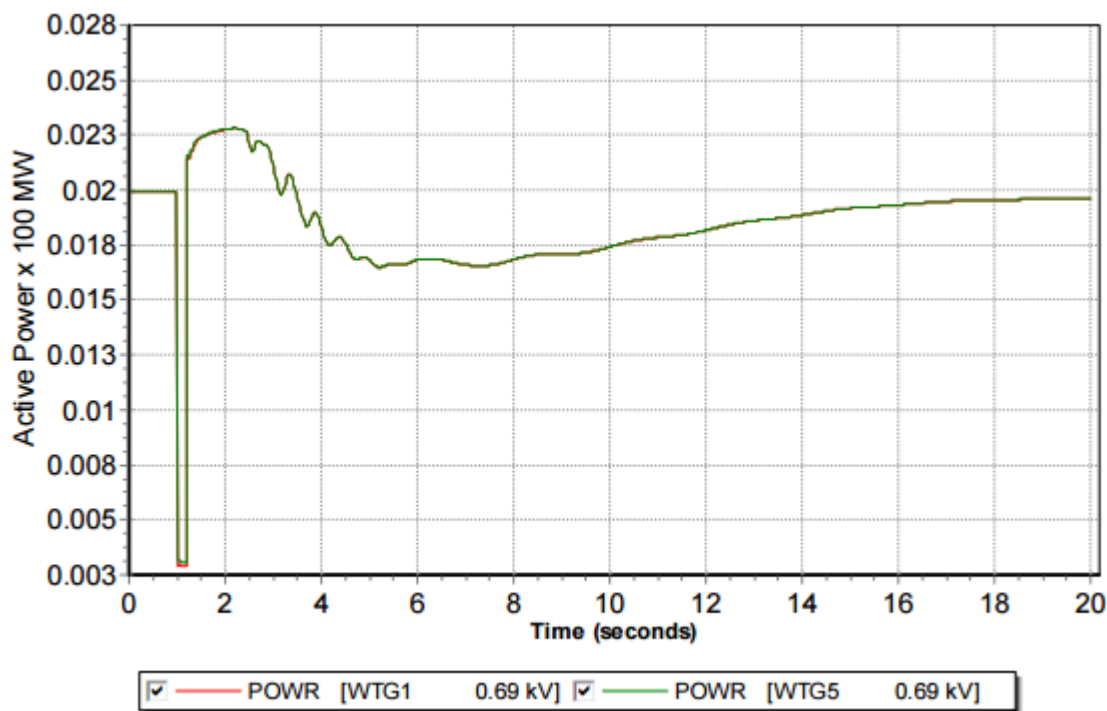


Рисунок 8.8 – График активной мощности

График реактивной мощности ветротурбин показан на рисунке 8.9. До того, как произошло замыкание, реактивная мощность генератора была равна нулю, и коэффициент мощности был равен единице. Во время замыкания, активная мощность генератора снижается, в то время как мощность турбины остается постоянной. Во время замыкания каждая турбина выдает в сеть 0,35 МВАр реактивной мощности, в сумме ветроферма выдает в сеть 18 МВАр.

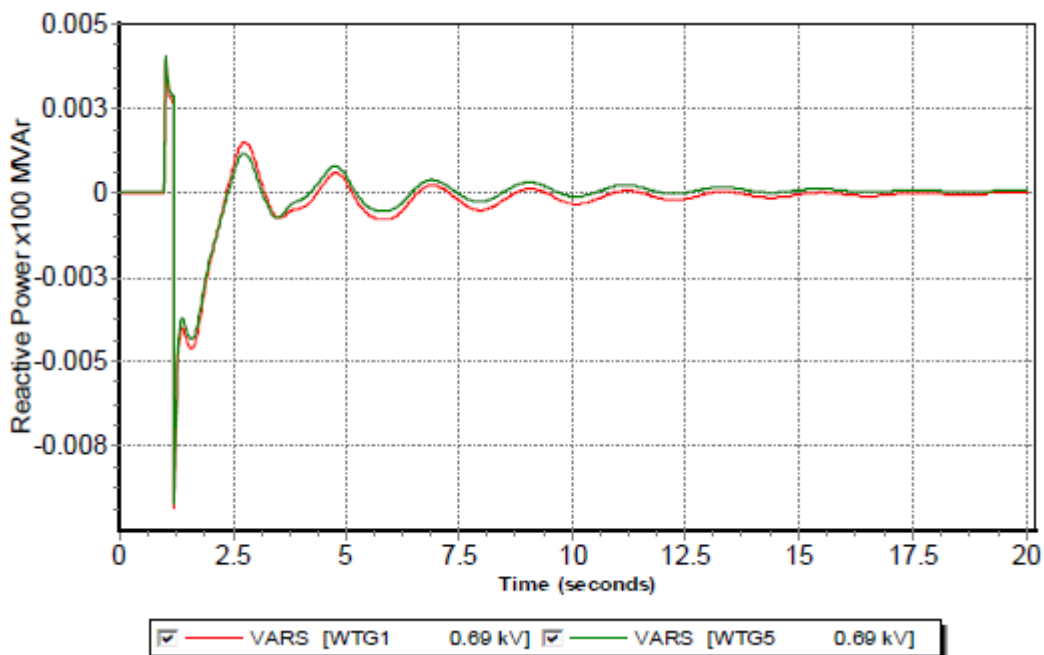


Рисунок 8.9 – График активной мощности

Изменения напряжения

В системе существует множество разновидностей замыканий. В данном случае рассмотрено трехфазное короткое замыкание в сети 110 кВ, так как оно генерирует наиболее высокий ток короткого замыкания. При ближних замыканиях напряжение на ветротурбине равно нулю. При дальних замыканиях напряжение на ветротурбине зависит от сопротивлений кабелей, трансформаторов, линий, конфигурации сети и не равно нулю. Рисунок 8.10 показывает, что при замыкании на шине 110 кВ напряжение на поврежденной шине падает до нуля. Напряжение на ветротурбине показывает такой же график, за исключением того, что оно падает до 0,23 о.е. Остаточное напряжение на всех ветротурбинах ветрофермы находится в пределах от 0,23 до 0,25 о.е., в зависимости от местоположения. Напряжение на шинах 35 кВ равно 0,11 о.е.

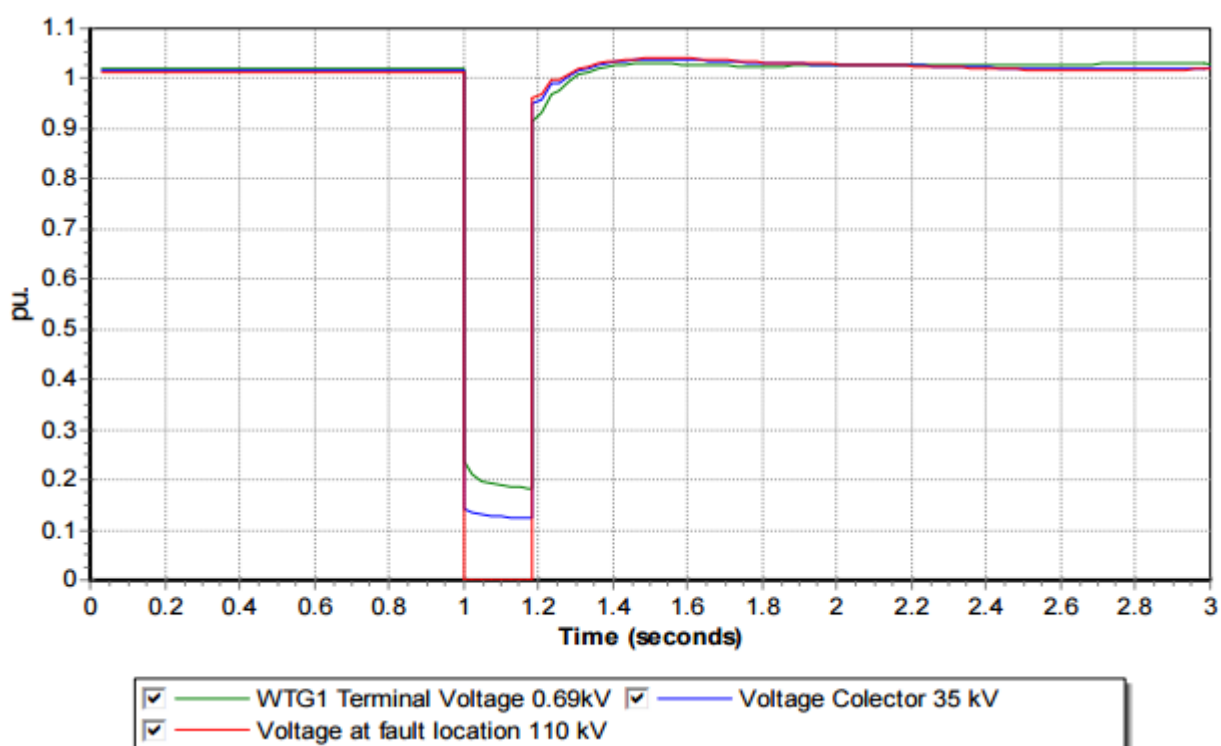


Рисунок 8.10 – График напряжений на шинах

После того как замыкание устраняется, напряжение на шинах 110, 35 и 0,7 кВ постепенно восстанавливается до уровня 0,98 о.е. приблизительно за 1,5 секунды.

В данном опыте была проанализирована энергосистема с большой долей ветровой энергии. Правильное и детальное моделирование энергосистем становится все более важным для операторов энергосистем. Исследование было проведено для определения основных технических требований для ветроферм, подключаемых к энергосистемам. Анализ перетоков мощности, токов коротких замыканий, динамический анализ были проведены для оценки влияния ветроферм на устойчивость и надежность сети. Можно сделать общий вывод о том, что введение 60 МВт ветроэнергии в тестируемую энергосистему не оказывает негативного влияния на динамическую устойчивость синхронных генераторов данной тепловой электростанции.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭПШ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования (НИ):
Материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих

2. Нормы и нормативы расходования ресурсов

3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ методов оценки экономической эффективности.

2.1 Оценка экономической эффективности тепловой электростанции

2.2 Расчет капиталовложений в ветроферму

2.3 Расчет годовых эксплуатационных затрат

3. Анализ и сравнение стоимости энергии для двух вариантов

Перечень графического материала:

1. Структура начальных инвестиций в ветроферму

2. Структура затрат на эксплуатацию и обслуживание ветрофермы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович		

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

9.1 Описание объекта исследования

Главным объектом исследования в данной главе является тепловая электростанция, состоящая из шести турбогенераторов с суммарной установленной мощностью 556 МВт. Структурная схема данной тепловой электростанции представлена на рисунке 8.1.

Дата выпуска, дата ввода в эксплуатацию, а также срок службы генераторов представлены в таблице 8.3.

Как видно из таблицы 8.3, процесс реконструкции и замены генераторов данной ТЭЦ начался в 2010 году. Для окончания процесса реконструкции требуется замена генератора №3.

В данной главе предлагается сравнить экономическую эффективность двух стратегий развития ТЭЦ общей мощностью 556 МВт, расположенной в северном Казахстане.

Исходные данные для расчета [9]:

1. Состав оборудования

А) турбины 2×РТ–65/75–130, Р–50–130, 3×Т–120/130–130

Б) парогенераторы 6×БКЗ–420–140

Удельные капиталовложения в ТЭЦ 5,2 тыс. руб./кВт.

Персонал ТЭЦ 1066 человек.

2. Параметры топлива

Топливо ТЭЦ – Экибастузский каменный уголь.

Удельная теплотворная способность 16,7 ГДж/т.

Дальность транспортировки 150 км.

Первая стратегия подразумевает вывод из эксплуатации генератор №3 по причине окончания его срока службы и работу ТЭЦ с пятью генераторами.

Вторая стратегия оптимизации подразумевает вывод из эксплуатации генератор №3 и ввода в эксплуатацию ветрофермы мощностью 60 МВт. В первом случае необходимо рассчитать стоимость эксплуатации и обслуживания тепловой электростанции, во втором случае необходимо пересчитать стоимость эксплуатации и обслуживания тепловой электростанции и оценить стоимость инвестиционного проекта по строительству ветрофермы. Так как ТЭЦ выдает также и тепловую энергию необходимо пересмотреть вопрос выдачи тепловой энергии. Выдача тепловой энергии будет осуществляться пятью оставшимися котлами, также возможно покрытие тепловой нагрузки генератора №3 за счет локальных источников теплоснабжения. В рамках данной работы более подробно рассматривался вопрос выдачи тепловой энергией электростанцией электроэнергии.

Главная цель экономической оценки проекта заключается в анализе жизнеспособности и привлекательности проекта, для того чтобы убедить инвестора инвестировать в энергию ветра. Инвестиционные проекты в энергетике являются весьма капиталоемкими, и последствия неправильных инвестиционных решений могут быть весьма опасными для инвестора.

Основная цель заключается в расчете и сравнении стоимости электроэнергии для двух сценариев развития. Стоимость энергии для двух сценариев будет определяться из условия $NPV=0$.

9.2 Анализ первого сценария

С целью упрощения экономической оценки первого сценария были приняты следующие допущения:

- Срок службы генераторов 40 лет
- Все генераторы были введены в эксплуатацию одновременно
- Владелец тепловой электростанции не использует заемный капитал

для эксплуатации и ремонта ТЭЦ

Далее рассчитаем годовую стоимость эксплуатации и ремонта ТЭЦ для первого сценария.

9.2.1 Годовая стоимость эксплуатации и обслуживания ТЭЦ

Цель состоит в определении годовых издержек на производство энергии и их разделении на стоимость производства тепловой и электрической энергии.

Расчёт себестоимости производства энергии на ТЭЦ будет производиться балансовым (физическим) методом [10].

Для определения затрат на производство энергии на основе физического метода необходимо:

1. Определить абсолютные значения статей затрат.
2. Распределить затраты по стадиям производства – цехам.
3. Распределить затраты по вышеуказанным группам цехов между электрической и тепловой энергией.

Себестоимость отпущенной потребителям энергии определяется на основе составления укрупнённой сметы затрат, включающей следующие элементы:

- топливо на технологические цели – C_T ,
- расходы на оплату труда – $C_{зп}$,
- отчисления на социальные нужды – $C_{сн}$,
- отчисления в ремонтный фонд – $C_{рф}$,
- амортизация основных средств – C_a ,
- прочие расходы – $C_{пр}$
- плата за выбросы в атмосферу – $C_{атм}$

Количество теплоты, производимое котлами, было получено суммированием количества теплоты для производства тепловой и электроэнергии и собственных нужд на всех стадиях производства.

Баланс тепла для первого сценария представлен в таблице 9.1.

Таблицы 9.1 – Баланс тепла

Статьи баланса	Условное обозначение	Расход, ГДж
Расход тепла на выработку электроэнергии	Q_E	35 455 646,19
Отпуск тепла	Q_T	9 689 949,60
Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха	Q_{Auxt}	1 772 782,31
Потери при отпуске тепла	Q_{Loss}	484 497,48
Потери тепла при Распределении	Q_{Distl}	474 028,76
Итого отпуск тепла котельной	Q_{net}	47 881 692,51
Расход тепла на собственные нужды котельной	Q_{Auxb}	1 480 877,09
Всего выработка тепла котельной	Q_{Gross}	49 362 569,59

Расход условного топлива с удельным тепловым значением 29,31 ГДж/т на выработку тепла котельным цехом, т.у.т.

$$B_{St} = k_{St} \cdot \frac{Q_{Gross}}{\eta_B} = 0,0342 \cdot \frac{49362569,59}{0,895} = 1886256,85 \quad (9.1)$$

где k_{st} – коэффициент для преобразования ГДж теплоты в тонны условного топлива

η_B – КПД брутто котельных агрегатов;

Расход натурального топлива с удельным тепловым значением 16,7 ГДж/т на выработку тепла котельным цехом, т.н.т.

$$B_{Nat} = B_{St} \cdot \frac{q_{st}}{q_{nat}} = 1886256,85 \cdot \frac{29,7}{16,7} = 3300949,49 \quad (9.2)$$

Затраты на топливо на технологические цели, тыс. руб./год

$$C_F = B_{Nat} \cdot (C_E + C_{TR}) \cdot (1 + p), \quad (9.3)$$

где $C_E = 1500$ – цена добычи топлива, руб./т.н.т.,

$C_{TR} = 8,5$ – стоимость транспортировки топлива, руб./((т.н.т.*км),

$p = 1,21$ – потери топлива при перевозке, разгрузке и хранении, %;

$$C_F = 3300949,49 \cdot (1500 \cdot 10^{-3} + 150 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3}) \cdot (1 + 0,0121) = 9270972,$$

Расходы на оплату труда отражают расходы на оплату труда основного производственного персонала электростанции, включая премии рабочим, специалистам и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, а также расходы на оплату труда не состоящих в штате станции работников, относящихся к трудовой деятельности, тыс. руб./год [11]:

$$C_S = 30000 \cdot 12 \cdot 1066 \cdot 0,001 = 383760.$$

Отчисления на социальные нужды отражают отчисления по установленным нормам на социальное страхование, в пенсионный фонд, в фонд занятости и на медицинское страхование, которые принимаются в процентах от фонда оплаты труда, включаемого в себестоимость продукции. Единый социальный налог по установленным нормам составляет 11% от отчислений на оплату труда.

Отчисления на социальные нужды, тыс. руб./год:

$$C_{SN} = 383760 \cdot 0,11 = 42214.$$

Отчисления в ремонтный фонд определяются из условия, что заработная плата с отчислениями на социальные нужды ремонтного персонала принимается в размере 35 % от общих затрат на ремонт, а 65 % составят затраты на материалы, запасные части для ремонта, амортизацию оборудования и т.п. Для тепловой электростанции с шестью котлами и шестью генераторами с общей паропроизводительностью 2520 т/ч количество ремонтного персонала составляет 25% от общего количества персонала. Исходя, из этих условий, отчисления в ремонтный фонд, тыс. руб./год [11]:

$$C_M = 0,25 \cdot (C_S + C_{SN}) / 0,35 = 304267. \quad (9.4)$$

Размер амортизационных отчислений определяется по установленным нормам амортизации и зависит от срока службы генераторов и выбора метода

амортизации. Срок службы генераторов 40 лет, линейный способ амортизации (равные платежи каждый год).

Расходы на амортизацию, тыс. руб./год:

$$C_D = \frac{c_{sp} \cdot P}{N} = \frac{5,2 \cdot 556000}{40} = 72280. \quad (9.5)$$

где c_{sp} – удельные капиталовложения в ТЭЦ, тыс. руб./кВт;

P – установленная мощность станции, кВт;

N – срок службы генераторов, лет.

Величина прочих расходов приближённо рассчитывается исходя из структуры себестоимости производства энергии и принимается в размере 10 % от суммы условно-постоянных расходов, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} C_O &= 0,1 \cdot (0,75 \cdot C_S + 0,75 \cdot C_{SN} + C_D + C_M) = \\ &= 0,1 \cdot (0,75 \cdot 383760 + 0,75 \cdot 42214 + 72280 + 304267) = 69603. \end{aligned} \quad (9.6)$$

Следующая категория отчислений это ежегодная плата за выбросы в атмосферу. Главным источником атмосферных выбросов являются котлы электростанции. Годовые отчисления за выбросы в атмосферу, тыс. руб./год:

$$C_{EM} = 158000.$$

После определения значений статей затрат затраты условно распределяются по цехам. При этом в укрупнённых расчётах различают три группы цехов: I – котлотурбинный; II – электрический; III – общестанционные расходы.

Распределение статей затрат по группам цехов показано в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Распределение затрат по цехам ТЭЦ, тыс руб

Статьи затрат	Группы цехов		
	I	II	III
C_F	9270972	0	0
C_S	127721	128019	128020
C_{SN}	14049	14082	14082
C_D	32680	36000	3600
C_M	150000	139267	15000
C_O	0	0	69603
C_{EM}	158000	0	0
C	$C^I=9753423$	$C^{II}=317368$	$C^{III}=230305$

Далее затраты по цехам распределяются между электрической и тепловой энергией.

Затраты по I группе цехов распределяются между электро- и теплоэнергией пропорционально расходам топлива на получение каждого из этих видов энергии.

Расход топлива на тепловую энергию, выдаваемую потребителям, т.у.т.

$$B'_H = \frac{Q_T}{\eta_k^H * Q_p^H}, \quad (9.7)$$

$$B'_H = \frac{9689950}{0,86 * 29,31} = 384546,21.$$

где Q_T – общее количество отпущенного тепла из таблицы 9.1;

η_k^H – КПД котельного цеха;

Q_{sp}^{st} – удельная теплоемкость стандартного топлива; ГДж/т

Расход топлива, относимый на электроэнергию, т.у.т.

$$B'_E = B_{St} - B'_H, \quad (9.8)$$

$$B'_E = 1886256,85 - 384546,21 = 1476516,71.$$

При данном способе распределения топлива весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ относится к отпуску электроэнергии. Поэтому количество тепла, отнесённое к отпуску теплоты, оказывается несколько заниженным. Чтобы уточнить решение, следует расход электроэнергии на собственные нужды разделить между отпуском электрической и тепловой

энергии. В результате расход топлива на теплоснабжение внешних потребителей будет равен, т.у.т.

$$B_H = B'_H + b_e \cdot E_{HP}, \quad (9.9)$$

где $b_e = \frac{B'_E}{E - E_{HP}}$ – удельный расход топлива на 1 отпущенный кВтч,

т.у.т./кВтч,

E_{HP} – расход электроэнергии на производство тепла;

$$B_H = 384546,21 + 0,00038 \cdot 20279,68 = 384571,4,$$

$$B_E = B_{St} - B_H = 1886256,85 - 384571,4 = 1501685,45.$$

Пропорция между расходом угольного топлива на выработку электрической и тепловой энергии 79,6% и 20,4% соответственно, следовательно все затраты по первой группе цехов будут разделены по этой пропорции [10].

Распределение расходов для первой группы цехов показано в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Распределение расходов для первой группы цехов

Тип затрат	Стоимость			
	Электроэнергия		Теплоэнергия	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
C_F	7380800	0,951	1890172,53	0,951
C_S	101681	0,012	26040	0,012
C_{SN}	11185	0,001	2864	0,001
C_D	26017,18	0,004	6662,82	0,004
C_M	119417,89	0,016	30582,11	0,016
C_O	0	0	0	0
C_{EM}	125786,85	0,02	32213,15	0,02
C^I	$C^I_E = 7764887,92$	100	$C^I_H = 1988534,84$	100

Затраты по I группе цехов были разделены на затраты на производство электрической энергии $C^I_E = 7764887,92$ тыс.руб. и затраты на производство тепловой энергии $C^I_H = 1988534,84$ тыс.руб.. Затраты по II группе цехов относятся целиком на производство электроэнергии. Это означает, что $C^{II} =$

$C_E^{II} = 317368$ тыс.руб. и $C_H^{II} = 0$. Распределение расходов для второй группы цехов показано в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Распределение расходов для второй группы цехов

Тип затрат	Стоимость			
	Электроэнергия		Теплоэнергия	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
C_F	–	0	–	–
C_S	128019	38,5	–	–
C_{SN}	14082	4,2	–	–
C_D	36000	9,7	–	–
C_M	139267	47,6	–	–
C_O	–	0	–	–
C_{II}	$C_E^{II} = 317368$	100	$C_H^{II} = 0$	–

Общестанционные расходы распределяются между электрической и тепловой энергией пропорционально суммам затрат на эти виды энергии по I и II группам цехов

$$C_E^{III} = C^{III} \cdot \frac{C_E^I + C_E^{II}}{C^I + C^{II}}, \quad (9.10)$$

$$C_E^{III} = 230305 \cdot \frac{7764887,92 + 317368}{9753423 + 317368} = 184830,7$$

$$C_H^{III} = C^{III} \cdot \frac{C_H^I}{C^I + C^{II}}, \quad (9.11)$$

$$C_H^{III} = 230305 \cdot \frac{1988534,84}{9753423 + 317368} = 45475$$

Затраты по III группе цехов разделены между электрической $C_E^{III} = 184830,7$ тыс.руб. и тепловой энергией $C_H^{III} = 45475$ тыс.руб. в пропорции 80% и 20% соответственно.

Распределение расходов для третьей группы цехов показано в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Распределение расходов для третьей группы цехов

Тип затрат	Стоимость			
	Электроэнергия		Теплоэнергия	
	тыс. руб.		тыс. руб.	
C_F	–	0	–	0
C_S	102741,72	52	25278,28	52
C_{SN}	11301,59	6	2780,61	6
C_D	2889,16	2	710,84	2
C_M	12038,16	14	2961,84	14
C_O	55859,26	27	13743,45	27
C_{III}	$C_E^{III} = 184830,7$	100	$C_H^{III} = 45475$	100

Годовые затраты, относимые на электроэнергию, тыс. руб.

$$C_E = C_E^I + C_E^{II} + C_E^{III}, \quad (9.12)$$

$$C_E = 7764887,92 + 317368 + 184830,7 = 8267086,71.$$

Годовые затраты, относимые на тепловую энергию, тыс. руб.

$$C_H = C_H^I + C_H^{III}, \quad (9.13)$$

$$C_H = 1988534,84 + 45475 = 2034009,85.$$

9.2.2 Модель движения денежных средств для первого сценария

После расчета ежегодных затрат на производство электрической и тепловой энергии тепловой электростанции, эти затраты объединяются в модель с продолжительностью сорок лет. Цены на производство электрической и тепловой энергии должны быть согласованы с ежегодным ростом цен в течение всего срока проекта. В данной модели цены на топливо, заработные платы, расходы на социальные отчисления будут возрастать следуя темпам инфляции.

Прогноз инфляции агентства Trading Economics представлен в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Прогноз инфляции [12]

	Текущая	Q2/16	Q3/16	Q4/16	Q1/17	2020
Инфляция, %	15,7	12,03	7,3	9,3	9,3	6,56

По этим данным инфляция в 2015 и 2016 году составит 9,2% и 9,7% соответственно, прогнозируется, что после 2020 года темп инфляции снизится и сохранится на уровне 6,5% в год. Ставка дисконтирования должна всегда покрывать инфляцию и должна быть установлена на уровне ставки инвестиции с низким риском, такой как ставка сберегательного счета в банке.

Национальный банк увеличил максимальную ставку с 10 до 14 процентов по новым вкладам в национальной валюте. Это было сделано для того чтобы компенсировать всплеск инфляции. Предположим, что после 2020 года максимальная процентная ставка будет снижена вслед за снижением инфляции и возвращена на уровень 10%.

Другим важным фактором, который существенно влияет на доходность тепловой электростанции, является система налогообложения. По системе налогообложения Казахстана [13], тепловые электростанции облагаются следующими налогами [14]:

- Подоходный налог 15% от дохода
- НДС, налог должен быть применен к стоимости энергии, которая была добавлена электростанцией, установлен на уровне 12%
- Социальный налог, составляет 11% от стоимости заработных плат и выплачивается производителем

Следуя всем вышеизложенным положениям и допущениям, была построена модель движения денежных средств тепловой электростанции для первого сценария. Модели движения денежных средств для производства тепловой и электрической энергии были рассчитаны отдельно, общий NPV для первого сценария это сумма NPV производств тепловой и электрической энергии тепловой электростанцией.

Расчет минимальной стоимости тепловой и электрической энергии был проведен с помощью анализа «Что Если» в программе Excel. Были найдены цены на энергию, которые удовлетворяют условию $NPV=0$.

Минимальная стоимость электроэнергии $P_{el.min1} = 2,12$ тыс. руб./МВт·ч.

Минимальная стоимость теплоэнергии $P_{h.min1} = 0,21$ тыс. руб./ГДж.

Результаты анализа чувствительности NPV представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Анализ чувствительности NPV для первого сценария

		Цена электроэнергии, тыс. руб./МВт·ч			
NPV, тыс. руб.		2	2,08	2,16	2,24
Цена теплоэнергии, тыс. руб./ГДж.	0,2	-9485821,91	-4219603,49	1046614,94	6312833,36
	0,208	-8165244,05	-2899025,63	2367192,79	7633411,21
	0,216	-6844666,19	-1578447,77	3687770,65	8953989,07
	0,224	-5524088,34	-257869,91	5008348,51	10274566,93
	0,232	-4203510,48	1062707,94	6328926,36	11595144,79
	0,24	-2882932,62	2383285,80	7649504,22	12915722,64

В данной главе был проведен анализ потока денежных средств для первого сценария и рассчитаны цены на электроэнергию. Данные результаты будут использованы для дальнейшего расчета и сравнения с ценами для второго сценария.

9.3 Анализ второго сценария

Для экономической оценки второго сценария должны быть учтены следующие начальные условия и допущения:

- Срок службы турбогенераторов 40 лет
- Все турбогенераторы введены в эксплуатацию одновременно
- Строительство ветрофермы займет 3 года

- Срок службы ветрогенераторов 20 лет

Вначале должны быть пересчитаны годовые издержки на эксплуатацию ТЭЦ, так как часть электрической нагрузки ТЭЦ будет покрыта ветротурбинами.

9.3.1 Годовая стоимость эксплуатации и обслуживания ТЭЦ

В данной главе были пересчитаны годовые издержки ТЭЦ, структура затрат остается неизменной, главное различие заключается в стоимости топлива.

Баланс тепла для первого сценария представлен в таблице 9.8.

Таблицы 9.8 – Баланс тепла

Статьи баланса	Условное обозначение	Расход, ГДж
Расход тепла на выработку электроэнергии	Q_E	33 374 761,63
Отпуск тепла	Q_T	9 689 949,60
Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха	Q_{Ind}	5 434 485,60
Потери при отпуске тепла	Q_{Heat}	4 255 464,00
Потери тепла при Распределении	Q_{Auxt}	1 668 738,08
Итого отпуск тепла котельной	Q_{Loss}	484 497,48
Расход тепла на собственные нужды котельной	Q_{Distl}	452 179,47
Всего выработка тепла котельной	Q_{net}	45 674 693,73
Расход тепла на выработку электроэнергии	Q_{Auxb}	1 412 619,39
Отпуск тепла	Q_{Gross}	47 087 313,12

Расход условного топлива с удельным тепловым значением 29,31 ГДж/т на выработку тепла котельным цехом, т.у.т.

$$B_{St} = k_{St} \cdot \frac{Q_{Gross}}{\eta_B} = 0,0342 \cdot \frac{47087313,12}{0,895} = 1799314,09,$$

где k_{st} – коэффициент для преобразования ГДж теплоты в тонны условного топлива

η_B – КПД брутто котельных агрегатов;

Расход натурального топлива с удельным тепловым значением 16,7 ГДж/т на выработку тепла котельным цехом, т.н.т.

$$B_{Nat} = B_{St} \frac{q_{st}}{q_{nat}} = 1799314,09 \cdot \frac{29,7}{16,7} = 3148799,65t.$$

Затраты на топливо на технологические цели, тыс. руб./год

$$C_F = B_{Nat} \cdot (C_E + C_{TR}) \cdot (1 + p),$$

где $C_E = 1500$ – цена добычи топлива, руб./т.н.т.,

$C_{TR} = 8,5$ – стоимость транспортировки топлива, руб./(т.н.т.*км),

$p = 1,21$ – потери топлива при перевозке, разгрузке и хранении, %;

$$C_F = 3148799,65 \cdot (1500 \cdot 10^{-3} + 150 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3}) \cdot (1 + 0,0121) = 8843648.$$

Годовые издержки на оплату труда и отчисления на социальные нужды останутся на прежнем уровне, так как количество персонала не изменится.

Годовые расходы на оплату труда и на социальные нужды, тыс. руб./год:

$$C_S = 30000 \cdot 12 \cdot 1066 \cdot 0,001 = 383760.$$

$$C_{SN} = 383760 \cdot 0,11 = 42214.$$

Отчисления в ремонтный фонд будут уменьшены приблизительно на 15%, так как один из шести турбогенераторов будет выведен из эксплуатации:

$$C_M = 0,85 \cdot 0,25 \cdot (C_S + C_{SN}) / 0,35 = 252541 \text{ тыс.руб.}$$

Размер амортизационных отчислений также уменьшится, так как установленная мощность ТЭЦ уменьшится на 63 МВт:

$$C_D = \frac{c_{sp} \cdot P}{N} = \frac{5,2 \cdot 493000}{40} = 64090 \text{ тыс.руб.}$$

где c_{sp} – удельные капиталовложения в ТЭЦ, тыс. руб./кВт;

P – установленная мощность станции, кВт;

N – срок службы генераторов, лет.

Величина прочих расходов:

$$C_O = 0,1 \cdot (0,75 \cdot C_S + 0,75 \cdot C_{SN} + C_D + C_M) = \\ = 0,1 \cdot (0,75 \cdot 383760 + 0,75 \cdot 42214 + 64090 + 252541) = 63611 \text{ тыс. руб.}$$

Плата за атмосферные выбросы определялась тем же методом, что и для первого сценария; выбросы в атмосферу от локального источника теплоснабжения, который будет покрывать тепловую нагрузку агрегата №3, не приняты во внимание, так как данный источник выбросов не будет числиться на балансе ТЭЦ, а будет принадлежать потребителю тепловой энергии.

Выплаты за выбросы в атмосферу для второго сценария:

$$C_{EM} = 150720 \text{ тыс. руб.}$$

Разделение затрат ТЭЦ по цехам и разделение затрат на затраты на производство теплоэнергии и электроэнергии было выполнено тем же методом.

Годовые затраты, относимые на электроэнергию, тыс. руб.

$$C_E = C_E^I + C_E^{II} + C_E^{III},$$

$$C_E = 7303321,44 + 291142,09 + 175701,79 = 7770165,33.$$

Годовые затраты, относимые на тепловую энергию, тыс. руб.

$$C_H = C_H^I + C_H^{III},$$

$$C_H = 1984506,73 + 45912,37 = 2030419,1.$$

Можно сделать вывод о том, что если часть нагрузки тепловой электростанции будет покрыта ветрогенераторами, то ежегодные издержки ТЭЦ на выработку электроэнергии уменьшатся приблизительно на 6%, издержки на выработку теплоэнергии останутся на прежнем уровне.

Следующий шаг анализа второго сценария развития ТЭЦ это расчет стоимости строительства и годовых издержек на эксплуатацию ветрофермы.

9.3.2 Анализ инвестиционного проекта ветрофермы

Цель данного проекта состоит в разработке проекта ветрофермы мощностью 60 МВт. Разработка ветроэнергетического проекта начинается с исследования местности, исследования ветропотенциала, оценка влияния на окружающую среду, предварительная экономическая оценка. Разработка проекта обычно занимает пять лет, ветроферма эксплуатируется от двадцати до тридцати лет. В непосредственную оценку прибыльности ветроэнергетического проекта входят следующие пункты [15]:

- Стоимость оборудования и строительных работ
- Производительность ветрофермы
- Цена на электроэнергию
- Эксплуатационные издержки
- Альтернативы после истечения срока службы ветротурбин
- Финансирование
- Система налогообложения
- Возможные риски проекта

Стоимость оборудования и строительных работ

Основные затраты на ветроферму состоят из двух частей:

- Инвестиционные затраты
- Эксплуатация и техническое обслуживание

Важно учитывать дифференциацию затрат на ветроферму на затраты на МВт установленной мощности ветрофермы и себестоимость за кВт/час произведенной энергии ветра. Главное фундаментальное отличие между энергией, генерируемой обычной энергоустановкой и ветрофермой состоит в отсутствии затрат на топливо. С другой стороны, начальные инвестиции в ветроферму могут достигать 80% от всей стоимости эксплуатации ветрофермы в течение всего срока службы ветрогенераторов [16].

Инвестиционные затраты

Этот тип затрат часто называют «капитальные затраты» или «начальные инвестиции». Эти затраты происходят только один раз, в начале проекта. Начальные инвестиции включают в себя покупку и установку ветротурбин и вспомогательного оборудования, земляные работы, получение необходимых лицензий и разрешений, подключение к сети.

Начальные инвестиции могут быть разделены на четыре группы:

- Стоимость ветротурбин
- Земляные работы
- Подключение к сети
- Другие капитальные затраты

Разделение цен для типового ветроэнергетического проекта показано на рисунке 9.1.

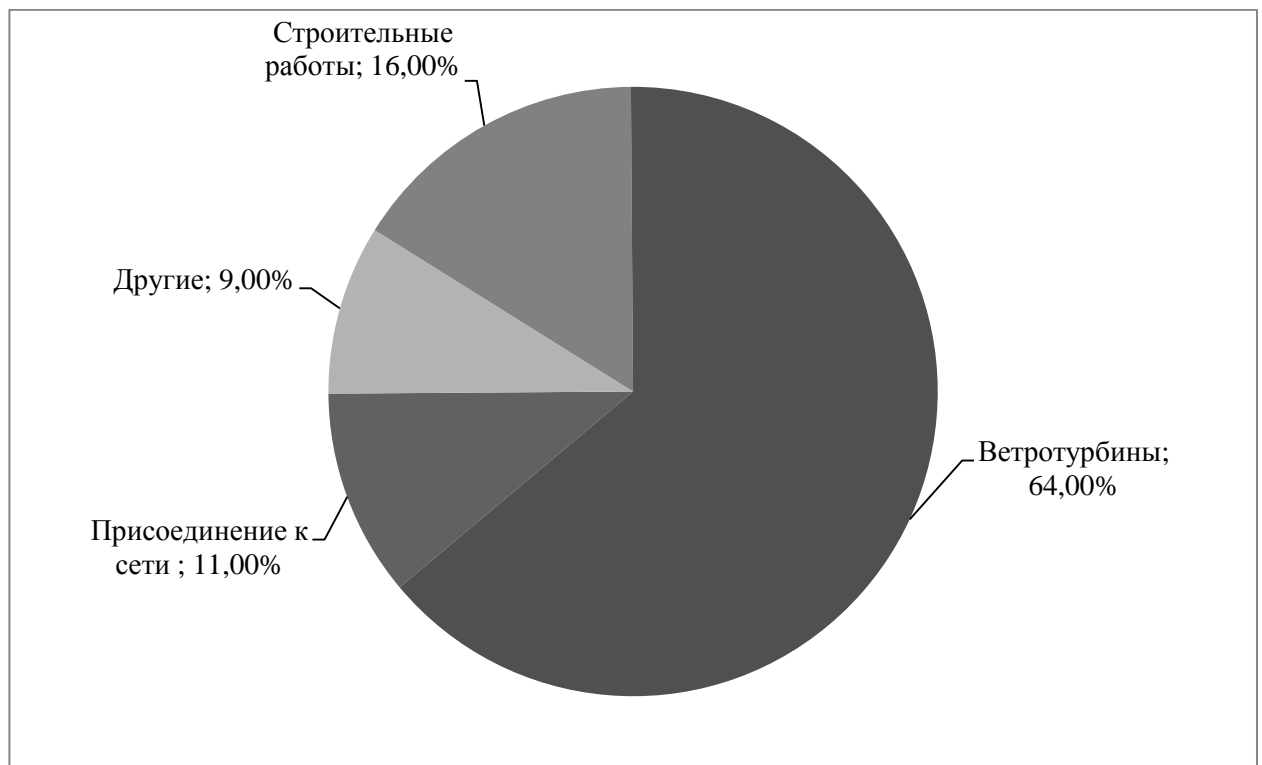


Рисунок 9.1 – Структура начальных инвестиций в ветроферму

Стоимость ветротурбин

Как показано на рисунке 9.1, стоимость ветротурбин составляет значительную часть от общих инвестиций. Стоимость ветротурбин зависит от страны производителя, состояния индустрии и других факторов. Наиболее дорогостоящая часть это башня и лопасти ветротурбины, составляя более половины от стоимости ветротурбины. Стоимость башни и лопастей напрямую зависит от цены на сталь, однако внедрение других сплавов и материалов может сократить эти затраты. Уменьшение веса лопастей это еще одна возможность снизить затраты. Улучшение конструкции лопастей и использование материалов на углеродной основе приведет к снижению веса и стоимости ветротурбины, однако стоимость новых материалов может быть более высокой. Использование моделей ветротурбин не содержащих редуктор может быть еще одним способом снизить затраты [15].

Стоимость подключения к сети

Ветрофермы подключаются к сети с помощью повышающих трансформаторов, что увеличивает стоимость. Также есть возможность использования вставки постоянного тока в случае присоединения на большом расстоянии, однако в данном случае должны быть учтены потери энергии при преобразовании переменного тока в постоянный. Ответственность за подключение к сети может быть возложена на системного оператора или на владельца ветрофермы. Обычно стоимость подключения к сети включает в себя стоимость повышающих трансформаторов, стоимость ЛЭП, стоимость работ по подключению [15].

Затраты на строительные работы

Стоимость транспортировки и установки ветротурбин, стоимость фундамента и др. объединяются в затраты на строительные работы. Фундамент является наиболее дорогостоящим, так как он состоит из бетона, а также требует большого количества стали. Эффективная конструкция фундамента, замена материалов могут уменьшить затраты на фундамент [15].

Стоимость ветротурбин варьируется от 61600 руб./кВт в Китае до 132000 руб./кВт в развитых европейских странах. Общая стоимость включая выше перечисленные затраты составляет 109200 руб./кВт в Китае и в пределах от 162800 руб./кВт до 193600 руб./кВт в США, Германии, Испании [15]. Было решено взять за основу цены ветротурбин из Китая из-за наименьшей рыночной стоимости и близкого местоположения, что в свою очередь снизит издержки на транспортировку ветротурбин. Общие затраты на ветротурбины в Китае в 2015 году варьировались между 83600 руб./кВт и 110000 руб./кВт [17]. Цена 96000 руб./кВт была принята за базовую стоимость.

Общие затраты на ветроферму тыс. руб.:

$$C_{\text{Tot}} = 96 \cdot 60000 = 5760000.$$

Следуя разделению затрат на рисунке 9.1 были рассчитаны все компоненты капитальных затрат.

Таблица 9.9 – Компоненты капитальных затрат ветрофермы

Компонент	Затраты, тыс. руб.
Стоимость ветротурбин	3686400
Стоимость строительных работ	921600
Планирование и другие издержки	518400
Присоединение к сети	633600

Выработка энергии ветрофермой

Ожидаемая выработка ветроэнергии ветрофермой является первостепенным входным фактором при расчете прибыльности. Скорость ветра является главным фактором в производительности ветрофермы, поэтому скорость ветра должна быть тщательно измерена и спрогнозирована. Исследования скорости ветра подразумевают 2–5 летние измерения скорости ветра в десятиминутных интервалах; направление, температура, влажность и плотность ветра должны быть приняты во внимание. Все эти данные используются для того чтобы спрогнозировать ежегодную производительность ветрофермы [15].

Производительность ветротурбины была смоделирована в программе EnergyPRO, годовая производительность ветрофермы составляет 85422 МВт·ч.

Для упрощения расчетов производительность ветрофермы была принята постоянной во время всей продолжительности эксплуатации ветрофермы.

В базовом сценарии энергия ветрофермы будет куплена по цене электроэнергии тепловой электростанции. Другая цена на энергию ветрофермы также была принята в рассмотрение.

Стоимость эксплуатации и обслуживания

Данные типы затрат объединяют все расходы во время эксплуатации ветрофермы.

Затраты на эксплуатацию и обслуживание могут быть разделены на шесть частей:

- Обслуживание и ремонт
- Аренда земли
- Менеджмент
- Страхование оборудования
- Стоимость демонтажа
- Другие расходы на обслуживание

Разделение эксплуатационных затрат типового ветроэнергетического проекта представлено на рисунке 9.2.

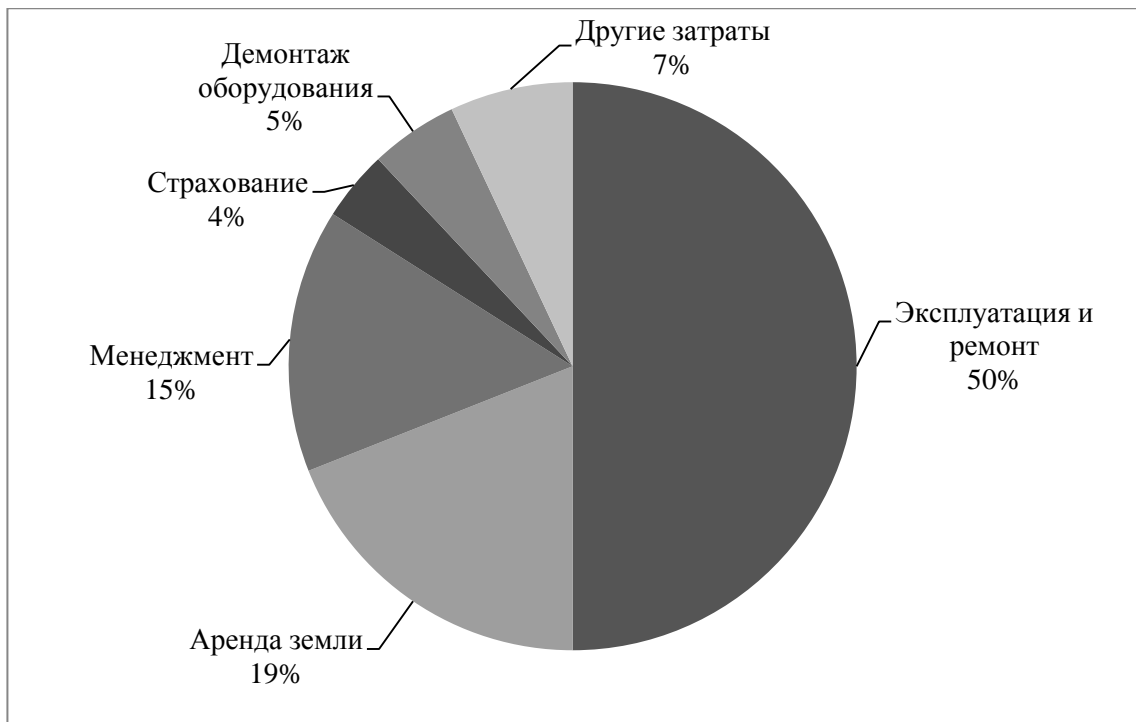


Рисунок 9.2 – Разделение затрат на эксплуатацию и обслуживание

Наименьшие затраты на эксплуатацию составляют 0,88 руб./кВт·ч, годовые издержки ветрофермы, тыс.руб.:

$$C_{\text{Tot}} = 0,88 \cdot 85422 = 75171,36.$$

Следуя разделению затрат на рисунке 9.2 были рассчитаны все компоненты затрат на эксплуатацию.

Таблица 9.10 – Компоненты затрат на эксплуатацию ветрофермы

Компонент	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость обслуживания и ремонта	37585,6
Стоимость аренды земли	14282,4
Менеджмент	11276
Стоимость страхования	3006,4
Стоимость демонтажа	3760
Другие расходы на обслуживание	5261,6

Стоимость обслуживания ветрофермы включает в себя заработные платы, социальные отчисления, амортизация ветротурбин. Ветроферма мощностью 60 МВт, состоящая из тридцати ветротурбин требует присутствия

5 – 6 человек персонала со среднемесячной зарплатой 30000 рублей. Ежегодные расходы на выплату заработной платы, тыс. руб./год:

$$C_s = 30000 \cdot 12 \cdot 6 \cdot 0,001 = 2160.$$

Социальный налог составляет 11% от отчислений на зарплаты, тыс. руб./год:

$$C_{SN} = 2160 \cdot 0,11 = 237,6.$$

Стоимость амортизационных отчислений зависит от срока службы ветрогенераторов и способа амортизации. Срок службы ветрогенераторов 20 лет, был выбран линейный способ амортизации; отчисления на амортизацию:

$$C_D = \frac{c_{sp} \cdot P}{N} = \frac{3686400}{20} = 184320 \text{ тыс. руб.}$$

где c_{sp} – удельные капиталовложения, тыс. руб./кВт;

P – номинальная мощность ветрофермы, кВт;

N – срок службы генераторов, лет.

Окончание срока службы ветрогенераторов

Существует две альтернативы после окончания срока службы ветрогенераторов, демонтаж ветротурбин или закупка новых ветрогенераторов, при условии, что есть возможность продления срока аренды земли [15].

Финансирование ветроэнергетического проекта

Решение о финансировании проекта должно быть принято на ранних стадиях планирования. Проект может быть финансируван внешними инвесторами или акционерным капиталом владельца тепловой электростанции. Во время оценки ветроэнергетического проекта были проанализированы различные комбинации собственного и заемного капитала и выбрана лучшая комбинация капитала, обычно ветроэнергетические проекты такого типа имеют до 50% заемных средств [15].

Средневзвешенная стоимость капитала позволяет рассчитать средневзвешенную стоимость различных источников финансирования (заемные

и собственные средства). Величина долга может быть определена по выражению:

$$W_D = \frac{\text{Долг}}{\text{Долг} + \text{Собственные средства}} \quad (9.14)$$

Средневзвешенная стоимость капитала рассчитывается по следующему выражению:

$$r_{WACC} = (1 - W_D) \cdot r_E + W_D \cdot r_D \cdot (1 - t), \quad (9.15)$$

где r_{WACC} – средневзвешенная стоимость капитала;

W_D – величина долга, r_E – рентабельность собственного капитала,

r_D – рентабельность заемного капитала,

t – налог [16].

Система налогообложения

Важным фактором, который существенно влияет на доходность тепловой электростанции, является система налогообложения. По системе налогообложения Казахстана, тепловые электростанции облагаются следующими налогами:

- Подоходный налог 15% от дохода
- НДС, налог должен быть применен к стоимости энергии, которая была добавлена электростанцией, установлен на уровне 12%
- Социальный налог, составляет 11% от стоимости заработных плат и выплачивается производителем

В качестве меры поддержки развития ветроэнергетики может быть рассмотрен безналоговый период в несколько лет.

9.3.3 Модель движения денежных средств для второго сценария

После пересчета затрат на производство электрической и тепловой энергии тепловой электростанции и затрат на сооружение и эксплуатацию ветрофермы, эти затраты были объединены в модель с продолжительностью

сорок лет. Были использованы те же предположения и допущения, что и для первого сценария, единственное различие заключается в присутствии заемного капитала для строительства ветрофермы.

Процентная ставка на конец первой четверти 2016 составила 15% по оценкам агентства Trading Economics. По этим данным в следующие два года ставка составит 12%. В долгосрочной перспективе процентная ставка будет следовать тенденциям инфляции и ожидается на уровне 7,5% до конца 2020 года. Прогноз процентной ставки представлен в таблице 9.11.

Таблица 9.11 – Прогноз процентной ставки [18]**Ошибка! Источник ссылки не найден.**

	Текущая	Q2/16	Q3/16	Q4/16	Q1/17	2020
Процентная ставка, %	15	15	15	12	12	7,5

Процентная ставка в 12% будет принята за базовую для заемного капитала при строительстве ветрофермы. Срок погашения принят равным сроку эксплуатации ветрофермы.

Анализ структуры капитала имеет первостепенное значение при экономической оценке ветроэнергетического проекта. Типовой ветроэнергетический проект характеризуется величиной заемного капитала 50 – 70% [15]. Вариант с 70% заемного капитала был принят за базовый.

Следуя всем вышеизложенным положениям и допущениям, была построена модель движения денежных средств для второго сценария. Движения денежных средств при производстве электрической и тепловой энергии электростанцией, а также при производстве электроэнергии ветрофермой. Общий NPV для второго сценария это сумма трех NPV от этих денежных потоков.

Было предположено, что электроэнергия, произведенная тепловой электростанцией и электроэнергия ветрофермы будет покупаться по одной цене. Для этого случая были объединены денежные потоки производства электроэнергии ТЭЦ и ветрофермой, и рассчитана минимальная цена на

электроэнергию. NPV производства тепловой энергии рассчитывался отдельно для того, чтобы избежать завышения цен на теплоэнергию из-за присутствия в системе ветроэнергии.

Минимальная стоимость электроэнергии $P_{el.min2} = 2,14$ тыс. руб./МВт·ч..

Анализ чувствительности NPV производства электроэнергии представлен в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Анализ чувствительности NPV второго сценария

	Цена на электроэнергию, тыс. руб./МВт·ч				
	2	2,08	2,16	2,24	2,32
NPV, тыс. руб.	-8806519	-3666015	1474489	6614993	11755497

Далее была рассчитана цена на тепловую энергию для второго сценария.

Минимальная стоимость теплоэнергии $P_{h.min2} = 0,2$ тыс. руб./ГДж.

Анализ чувствительности NPV производства теплоэнергии представлен в таблице 9.13.

Таблица 9.13 – Анализ чувствительности NPV для второго сценария

	Цена на теплоэнергию, тыс. руб./ГДж				
	0,2	0,208	0,216	0,224	0,232
NPV, тыс. руб.	-818367	502210	1822788	3143366	4463944

Анализ чувствительности общего NPV представлен в таблице 9.14.

Таблица 9.14 – Анализ чувствительности NPV для второго сценария

		Цена электроэнергии, тыс. руб./МВт·ч				
NPV общий, тыс. руб.		2	2,08	2,16	2,24	2,32
Цена теплоэнергии, тыс. руб./ГДж	0,2	-9624886	-4484382	656122	5796626	10937130
	0,208	-8304308	-3163804	1976700	7117203	12257707
	0,216	-6983730	-1843227	3297277	8437781	13578285
	0,224	-5663153	-522649	4617855	9758359	14898863
	0,232	-4342575	797929	5938433	11078937	16219441

Можно сделать вывод о том, что постройка ветропарка мощностью 60 МВт, который будет работать вместе с ТЭЦ мощностью 556 МВт, не оказывает существенного влияния на цену энергии. Это объясняется тем, что высокая себестоимость ветропарка компенсируется экономией угольного топлива.

Высокая цена на энергию становится еще одним препятствием для развития ветроэнергетики в Казахстане. Цена на энергию типового ветроэнергетического проекта находится в пределах 5,3 – 6,3 руб./кВт·ч, против цены 1,28 руб./ кВт·ч более традиционных источников энергии [14].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭПП
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (микроклимат, освещение, шумы, вибрации) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного характера)
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме:</p> <ul style="list-style-type: none"> – СО 153–34.21.1222003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» – Правила устройства электроустановок (7-е издание) – СНиП 21.01-1997 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» – СНиП 12.04-2004 «Правила пожарной безопасности при производстве СМР»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); 	<p>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники,

<ul style="list-style-type: none"> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p><i>средства защиты);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i> 	<p><i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i> 	<p><i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i> 	<p><i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i>
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович		

10 Социальная ответственность

10.1 Описание автоматизированного рабочего места оператора

В данном разделе рассмотрены вопросы, связанные с организацией рабочего места и поля профессиональной деятельности оператора ветрофермы в соответствии с нормами производственной санитарии, техники производственной безопасности и охраны окружающей среды. Основной целью данного раздела является создание оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

Производственная среда, организация рабочего места должна соответствовать общепринятым и специальным требованиям техники безопасности, эргономики, нормам санитарии, экологической и пожарной безопасности.

Оператор ветрофермы поддерживает исправное состояние, безаварийную и надежную работу обслуживаемых устройств и электрооборудования. Назначение автоматизированного рабочего места оператора:

- управление и настройка работы одной или группы ветроэнергетических станций
- дистанционное управление коммутационной аппаратурой распределительных устройств
- контроль за работой системы мониторинга и пожарной сигнализации
- управление дополнительным технологическим оборудованием

Факторы производственной среды оказывают существенное влияние на функциональное состояние и работоспособность оператора ветрофермы. Существует разделение производственных факторов на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному ухудшению здоровья. Воздействие же вредного производственного фактора в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

10.2 Анализ выявленных вредных факторов

10.2.1 Анализ микроклимата на рабочем месте

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей. Оптимальные микроклиматические условия обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены, не вызывают отклонений в состоянии здоровья и создают предпосылки для высокой работоспособности.

Нормы оптимальных и допустимых метеорологических условий устанавливает СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [20]. Все категории работ разграничиваются на основе интенсивности энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). Работа оператора ветрофермы относится к категории 1а – работа с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимая сидя и сопровождающаяся незначительным физическим напряжением.

Для помещения без избытка выделения тепла для работ категории тяжести 1а оптимальные параметры микроклимата должны соответствовать требованиям таблицы 10.1.

Таблица 10.1 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха.

Период года	Категория тяжести работ	Температура, С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, не более м/с
Холодный	Ia	20–23	60–40	0,2
Теплый	Ia	22–25	60–40	0,2

Микроклимат комнаты поддерживается на оптимальном уровне локальной системой отопления, естественной и искусственной вентиляцией, а также искусственным кондиционированием и дополнительным прогревом в холодное время года.

10.2.2 Анализ уровня шума и вибрации на рабочем месте

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно – сосудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и

эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 10.2.

Таблица 10.2 – Допустимые уровни звукового давления

Среднегеометрические частоты, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Нормативные значения, дБ	71	61	54	49	45	42	40	38

Допустимые уровни звукового давления (эквивалентные уровни звукового давления) в дБ в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука в дБА для жилых и общественных зданий и их территорий следует принимать в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [21].

Вращающиеся ветротурбины являются источником шумового воздействия, поэтому рабочее место оператора должно быть оборудовано устройствами шумоподавления, а сам оператор при работе в непосредственной близости от ветроустановке должен использовать индивидуальные средства защиты от шумовых загрязнений (наушники, беруши).

Шумовое загрязнение – одна из основных проблем развития ветровой энергии. На ветроферме могут быть установлены сотни ветрогенераторов, и снижение шума турбин является важной задачей.

Возможность проектировать устройства контроля за шумовыми потоками имеет огромное влияние на рынок ветряной энергии. Ведь многие ветровые турбин располагаются в прибрежных зонах, вблизи заселенных городских районов, где действуют очень четкие правила шумовых выбросов.

Одним таких устройств шумоподавления является устройство в виде зубчатой пластиковой панели, которым оснащаются лопасти уже действующих ветряков. Устройство изображено на рисунке 10.2.



Рисунок 10.2 – Лопasti ветротурбины, оснащенные устройством шумоподавления

Особенность дизайна нового приспособления позволяет задержать ветер на задней стенке конструкции и, не уменьшая нагрузку на лопасть, понизить давление, которое, по большей части, и является источником шума турбины.

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Допустимые уровни вибрации регламентируются СанПиН 2.1.2.2645–10.

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Вибрация является специфическим раздражителем для вестибулярного анализатора, причем линейные ускорения – для отолитового аппарата, расположенного в мешочках преддверия, а угловые ускорения – для полукружных каналов внутреннего уха.

Современные ветротурбины снабжаются датчиками вибрации, простейшая конструкция датчика вибрации представлена на рисунке 10.1.



Рисунок 10.1– Датчик вибрации

Простейший датчик вибрации представляет собой устройство, состоящее из металлического шарика, стоящего на подставке. При допустимом уровне вибрации шарик находится в покое, при превышении определенного уровня вибрации, шарик падает с подставки.

10.2.3 Анализ освещения рабочего места

Освещение рабочего места – важнейший фактор создания нормальных условий труда.

Действие на человека недостаточной освещенности рабочей зоны и пониженной контрастности. Неудовлетворительное освещение утомляет не только зрение, но и вызывает утомление всего организма в целом. Неправильное освещение часто является причиной травматизма (плохо освещенные опасные зоны, слепящие лампы и блики от них). Резкие тени ухудшают или вызывают полную потерю ориентации работающих, а также вызывают потерю чувствительности глазных нервов, что приводит к резкому ухудшению зрения. Разряд зрительной работы 3г.

Таблица 10.3 – Нормы естественного и искусственного освещения.

Характеристика зрительной работы	Максимальный объем различения, мм	Искусственное освещение, лк	
		Комбинированное	Общее
Высокая точность	0,3–0,5	400	200

Работа с персональным компьютером в сочетании с работой с нормативной и технической документацией согласуется с нормами СНиП 23–05–95 [22].

10.3 Анализ выявленных опасных факторов

10.3.1 Механические опасности

Ветровая электростанция снабжена ограждениями для защиты персонала от движущихся частей оборудования. Тем не менее, необходимо принять меры безопасности для защиты работников и оборудования от иных источников механической опасности во время проведения работ вблизи электростанции.

Недопустимо эксплуатировать ветроэлектростанцию со снятыми защитными ограждениями. Во время работы ветроэлектростанции запрещается пролезать под защитными ограждениями или обходить их для выполнения работ по техобслуживанию или с какой–либо иной целью.

В системах безопасности современных ветроустановок используются следующие устройства:

–Защита от превышения скорости. Применяется при отключении генератора от сети; в таких случаях ротор может начать быстро ускоряться в течение нескольких секунд. В таком случае необходимо использовать защиту от превышения скорости системы.

– Автоматическая тормозная система. Применяется при буревых скоростях ветра, для того, чтобы избежать повреждения ветротурбины.

– Механическая тормозная система. Механический тормоз используется в качестве резервной системы для аэродинамического торможения, и в качестве стояночного тормоза, когда турбина останавливается для проведения ремонтных работ.

10.3.2 Термические опасности

Наибольшую термическую опасность представляют повышающие трансформаторы ветроэлектростанции.

Следует избегать контакта с горячим маслом, горячей охлаждающей жидкостью, горячими выхлопными газами и с горячими поверхностями и острыми краями и углами. Перед работой вблизи электроустановки надевать защитную одежду, включая перчатки и головной убор.

Запрещается снимать крышку с заливочной горловины радиатора до охлаждения охлаждающей жидкости. Сначала медленно отвинтить крышку для сброса избыточного давления перед тем, как полностью снять ее.

Также необходимо проводить постоянный мониторинг температуры масла в редукторе и генераторе ветроустановки.

10.3.3 Электробезопасность

Защита от удара электрическим током

К опасным производственным факторам в процессе деятельности оператора ветрофермы относится возможность поражения электрическим током. Процесс эксплуатации ветроэнергетической установки требует внимательного и ответственного отношения. Устройства, входящие в ее состав

могут представлять при неправильной эксплуатации или в тяжелых погодных условиях источник повышенной опасности.

- никогда не прикасайтесь к оголенным электрическим проводам или отсоединенным разъемам;
- не прикасайтесь к компонентам ветроэнергетической установки, если у Вас влажные руки или ноги;
- не допускайте попадания на компоненты ветроэнергетической установки (за исключением ветрогенератора и мачты) жидкости и атмосферных осадков и не ставьте их на влажный пол;
- следите за тем, чтобы электрические провода и разъемы были в исправном состоянии;
- не эксплуатируйте находящееся в неисправном состоянии оборудование: это может привести к аварии и поражению электрическим током;
- не подключайте ветроэнергетическую установку к другим источникам электрического питания, например, к местной электросети. В тех случаях, когда предусмотрено резервное подключение другого источника, оно должно выполняться квалифицированным персоналом с учетом особенностей работы оборудования;
- подключение к распределительным сетям объекта должно производиться при монтаже ветроэнергетической установки квалифицированным персоналом в строгом соответствии с нормами и правилами устройства электроустановок.

При работе ветроэнергетическая установка вырабатывает электрический ток. Для защиты от удара электрическим током компоненты ветроэнергетической установки должны быть заземлены, необходимо следить за сохранностью контуров заземления.

Заземление ветротроустановок

Обеспечение безопасности обслуживания ветроустановок проектируемого объекта выполняется преднамеренным электрическим

соединением с землей нетоковедущих частей оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания токоведущих линий на корпус.

Для безопасности обслуживания высоковольтных электроустановок (6, 10 кВ) в системах с изолированной нейтралью применяется только защитное заземление, снижающее опасность поражения электрическим током в результате воздействия напряжения прикосновения.

Безопасность обслуживания электроустановок в системах с глухозаземленной нейтралью (на стороне 0,4 кВ) достигается выполнением, наряду с защитным заземлением, защитного зануления, обеспечивающего срабатывание отключающих аппаратов, снимающих напряжение с аварийных участков сети.

Заземление электроустановок достигается строительством заземляющего устройства, представляющего собой совокупность заземлителя, заземляющей магистрали и заземляющих проводников.

Молниезащита ветротурбин

Разработка, расчет и обоснование устройств молниезащиты ветротурбин выполнены в соответствии с требованиями нормативно – технической документации:

- СО 153–34.21.122–2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- ПУЭ РФ (7–е издание).

По тяжести возможных последствий поражения молнией рассматриваемые в данном проекте сооружения относятся ко II–ой категории молниезащиты.

Инструкцией СО 153–34.21.122–2003 ко II–ой категории отнесены:

1. Производственные здания и сооружения, в которых появление взрывоопасной концентрации газов или паров происходит в результате нарушения нормального технологического режима.

В рассматриваемом проекте такими сооружениями являются ветротурбины.

2. Наружные установки, содержащие взрывоопасные жидкости и газы.

Рассматриваемый проект (ветроферма) не содержит подобных установок.

Здания и сооружения, относящиеся по устройству молниезащиты ко II-ой категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации.

Защита объектов от прямых ударов молнии реализуется использованием молниеотводов, отводящих токи молнии в землю. Для проектируемых сооружений рекомендуемый «Инструкцией» тип зоны защиты молниеотводов – зона Б.

10.3.4 Пожаровзрывобезопасность

Опасными событиями, которые могут оказать влияние на пожаробезопасность обслуживающего персонала энергокомплекса, могут быть пожары и аварии на энергооборудовании ветрофермы.

Подрядчик отвечает за пожарную безопасность при работе на рабочих участках, включая офисы, инструментальные кладовые и склады.

Подрядчик обязан обеспечить наличие утвержденного пожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием.

Ответственность за организацию и обеспечение пожарной безопасности при строительстве возлагается в целом на руководителя строительного предприятия, который наряду с выполнением общих требований пожарной безопасности обязан:

– обеспечить соблюдение работниками Правил и инструкций по пожарной безопасности и не допускать к работе лиц не прошедших противопожарный инструктаж и не сдавших зачеты по программе пожарно-технического минимума.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность на каждом производственном участке. Таблички с указанием лица, ответственного за пожарную безопасность должны быть вывешены на видных местах.

– обеспечить в производственных и административных зданиях, помещениях, а также на территории объекта установленный противопожарный режим, оборудовать места для курения, обеспечить четкий порядок проведения строительных и огневых работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;

– обеспечить постоянную готовность к работе систем пожаротушения, имеющихся на объекте и средств связи;

– создать из числа работников строительного предприятия добровольные пожарные дружины (ДПД);

– руководить подготовкой ДПД и ее действиями по тушению возникших пожаров;

– обеспечить немедленный вызов пожарных подразделений в случае пожара или опасности его возникновения при аварии; одновременно приступить к ликвидации пожара или аварии имеющимися в наличии силами и средствами;

На строительной площадке должны находиться следующие первичные средства пожаротушения:

– пожарная автоцистерна объемом не менее 2000 л, заправленная водой и пенообразователем не менее 150 л.;

– асбестовое полотно размером 2х2 м – 2 шт.;

– огнетушители ОП–10 или ОУ–10 – 10 шт. (или ОП–100 – 1 шт.);

– лопат – 2 шт.;

– ломов – 2 шт.;

- багров – 2 шт.;
- крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- ведра – 2 шт.

10.4 Охрана окружающей среды

В целях предупреждения загрязнения воздуха и почвы нефтепродуктами при строительстве ветрофермы предусмотрены следующие мероприятия:

- отстой из емкостей и другие жидкие отходы следует откачивать в специальные сборники и сдавать на станции очистки и утилизации;
- незначительные протечки топлива следует нейтрализовать специальным адсорбентом или, в крайнем случае, песком, опилками или торфом;
- использованный адсорбент хранить в металлических контейнерах и немедленно утилизировать;
- применение герметизированной системы приема и отпуска топлива.

Должны учитываться следующие аспекты охраны окружающей среды и факторы воздействия:

- сведение к минимуму воздействия на водоемы;
- охрана уязвимых ресурсов живой природы;
- минимизация вредных выбросов в атмосферу;
- организация сбора и удаления отходов;
- организация работ с опасными материалами;
- сведение к минимуму воздействие шума;

Образующиеся отходы в период строительства, в основном, являются малоопасными, нелетучими, нерастворимыми в воде, что не требует специальных условий для их временного хранения, тем более, что после образования они сразу же вывозятся.

В процессе эксплуатации ветрофермы твердые отходы отсутствуют.

Жидкие отходы в виде масла исключены, т.к. указанные вещества транспортируются в замкнутом цикле по герметичным трубопроводам.

Выбросы в атмосферу в процессе эксплуатации ветрофермы отсутствуют.

10.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

10.5.1 Анализ возможных ЧС на объекте

Перечень возможных ЧС на объекте: авария, пожар, террористический акт.

Опасными событиями, которые могут оказать влияние на безопасность обслуживающего персонала ветрофермы, могут быть пожары и аварии на энергооборудовании. Характер проектируемого объекта не предполагает хранение, обращение и использование взрывчатых веществ, легковоспламеняющихся, ядовитых и радиоактивных веществ и материалов.

Согласно ГОСТ 12.1.004–91 порождающими факторами являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсические продукты горения и термического разложения;
- дым и понижение концентрации кислорода.

Более подробно рассмотрим противопожарные мероприятия.

10.5.2 Основные противопожарные мероприятия

Проектом соблюдены требования пожарной безопасности в соответствии со СНиП 21.01–97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [23]:

- расположение эвакуационных выходов соответствует нормам;
- отделочные материалы имеют необходимый предел огнестойкости.

Класс ответственности сооружения – II.

Степень огнестойкости – III.

Ограждающие и несущие конструкции выполнены не ниже II степени огнестойкости.

Сечение проводов и кабелей выбрано с учетом токовых нагрузок согласно ПУЭ. Выбор кабелей и проводов, а также способ прокладки соответствует условиям окружающей среды и конструкции сооружения.

Автоматические выключатели предусматриваются согласно расчетных токов.

Все электрооборудование выбрано согласно среды и характеристики помещения в соответствии с номинальным напряжением сети и рабочему току.

Принятое проектом электрооборудование имеет сертификат пожарной безопасности. Заземление и защитные нормы безопасности выполнены в соответствии с ПУЭ 7-ое издание, глава 1.7.

К обслуживанию ветроустановок должны допускаться лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности.

Пожарная безопасность на строительной площадке должна обеспечиваться согласно «Правил пожарной безопасности при производстве СМР» СНиП 12–04–2004. Пожаротушение предусматривается от существующей сети водопровода из пожарных гидрантов.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по пожарной безопасности:

- у временных бытовых помещений установить щиты с противопожарным инвентарем, ящиком с песком, бочки с водой, рядом оборудовать специальное место для курения.
- технологические помещения выполнены в блочно–контейнерном исполнении;
- контейнеры изготавливаются в климатическом исполнении УХЛ 4.2;

- контейнеры оборудованы автоматической пожарной сигнализацией, автоматической системой пожаротушения и первичными средствами пожаротушения;

- расстояние между контейнерами принято 3м;

В случае возникновения пожара, лица уполномоченные владеть, пользоваться или распоряжаться имуществом, руководители и должностные лица организаций, лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, по прибытии к месту пожара должны:

- сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объектов;

- в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

- при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с ним помещениях, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания;

- прекратить все работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров и проведения, связанных с ними, первоочередных аварийно – спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, ядовитых сильнодействующих веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

10.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочая зона представляет собой место постоянного или временного пребывания работающего в процессе трудовой деятельности. Рабочее место должно удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать возможность удобного выполнения работ;
- учитывать физическую тяжесть работ;
- учитывать размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего;
- учитывать технологические особенности процесса выполнения работ.

Невыполнение этих требований может привести к получению работником производственной травмы или развития у него профессионального заболевания.

Конструкция оборудования и рабочего места при выполнении работ в положении сидя должна обеспечивать оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием высоты рабочей поверхности, высоты сидения, оборудованием пространства для размещения ног и высотой подставки для ног.

Оценка комфортности рабочей зоны производится в зависимости от линейных параметров рабочего места, значение которого определяется ростом инженера. При организации рабочего места необходимо выполнять требования эргономики, то есть учитывать все факторы, влияющие на эффективность действий человека при обеспечении безопасных приемов его работы.

Рациональная организация рабочего места учитывает оптимальную его планировку, степень автоматизации, выбор рабочей позы человека, расположение органов управления и т.п. Оптимальная планировка обеспечивает удобство при выполнении работ, экономию сил и времени человека. Рабочие места проектируются с учетом антропометрических данных человека усредненных размеров человеческого организма, так как если размещение органов управления не соответствует возможностям человека, то выполняемая работа будет тяжелой и утомительной.

В соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340, где даны общие требования к организации и оборудованию рабочих мест с ПЭВМ, при работе инженера за столом, конструкция стола и стула обеспечивает оптимальное положение тела работающего. Параметры рабочего места при работе с ПЭВМ, а также с нормативной и технической документацией приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Параметры рабочего места при работе

Параметры	Значение параметра	Реальные значения
Высота рабочей поверхности стола	От 600 до 800 мм	800
Высота клавиатуры	600 – 700, мм	550
Удаленность клавиатуры	Не менее 80 мм	100
Удаленность экрана монитора	500 – 700, мм	600
Высота сидения	400 – 500, мм	500
Угол наклона монитора	0 – 30, град.	0
Наклон подставки ног	0 – 20, град.	0

Конструкция рабочего стула (кресла) поддерживает рациональную рабочую позу, позволяет изменять позу с целью снижения статического

напряжения мышц шейно – плечевой области и спины для предупреждения утомления.

В данной главе рассмотрены вредные и опасные факторы, которые возникают в процессе работы оператора ветроэлектростанции при работе на рабочем месте и в рабочей зоне. В целях предупреждения загрязнения воздуха и почвы нефтепродуктами в процессе строительства ветроэлектростанции разработаны мероприятия по охране окружающей среды. Проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций на объекте, из которых наиболее вероятными являются пожар и аварии на оборудовании, разработаны основные противопожарные мероприятия.

Заключение

В данной работе было проведено исследование динамической устойчивости крупных ветроферм, работающих в энергосистеме, а также проведена оценка влияния внедрения ветроэлектростанций на динамическую устойчивость синхронных генераторов энергосистемы.

В первой главе были рассмотрены особенности выработки электроэнергии с помощью ветротурбин и влияние энергии ветра на функционирование энергосистемы.

Во второй главе был проведен обзор конструкций ветротурбин, систем управления, моделей генераторов, которые устанавливаются на ветротурбинах. Особое внимание было уделено ветротурбинам, оснащенным асинхронными генераторами двойного питания.

В третьей главе был проведен обзор стандартов качества энергии, вырабатываемой ветротурбинами, который принят в большинстве европейских стран.

В четвертой главе рассмотрены базовые проблемы интеграции ветроэнергии в энергосистему, такие как соответствие генерируемой и потребляемой энергии, обеспечение баланса активной, реактивной мощности.

В пятой главе был проведен теоретический обзор проблемы статической и динамической устойчивости энергосистем.

В шестой главе проанализированы причины нарушения устойчивости энергосистемы, в качестве инструмента исследования было выбрано моделирование в программных средствах PSS/E, EnergyPRO Software.

В седьмой главе были разработаны различные модели энергосистем и исследована их динамическая устойчивость до и после введения различных объемов ветроэнергии.

В восьмой главе объектом исследования является тепловая электростанция. В процессе модернизации было предложено исследовать возможность замены синхронного генератора ветрофермой и оценить влияние данного решения на динамическую устойчивость.

Как было описано ранее, динамическая устойчивость – это способность системы сохранять синхронизм после сильных возмущений. Устойчивость зависит от исходного состояния системы и силы возмущения. Возмущения, которые рассматриваются при анализе устойчивости, это однофазное или трехфазное короткое замыкание. Они наиболее часто происходят на передающих линиях.

Можно сделать общий вывод о том, что динамическая устойчивость подобных систем зависит от конфигурации энергосистемы, исходного состояния, тяжести возмущения, объема ветроэнергии в системе.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка двух сценариев эксплуатации тепловой электростанции, была определена себестоимость производства тепловой и электрической энергии. По результатам расчета можно сделать вывод о том, что постройка ветропарка мощностью 60 МВт, который будет работать вместе с ТЭЦ мощностью 556 МВт, не оказывает существенного влияния на цену энергии. Это объясняется тем, что высокая себестоимость ветропарка компенсируется экономией угольного топлива. Данный расчет может быть использован для привлечения инвестиций в ветроэнергетику.

В разделе «Социальная ответственность» были исследованы вредные и опасные факторы на рабочем месте и в рабочей зоне оператора ветрофермы. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды в процессе строительства и эксплуатации ветрофермы. Проанализированы возможные чрезвычайные ситуации на объекте, более подробно рассмотрены противопожарные мероприятия, так как пожар является наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на данном объекте.

Список публикаций

1. Публикация доклада «Имитационное моделирование энергетических характеристик ветротурбин в программной среде Matlab». Сборник материалов I Международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы»: в 2 т., Томск, 21–25 Октября 2013. – Томск: ТПУ, 2013 – Т. 2 – С. 15–19.

2. Публикация доклада «Применение MODEL – BASED CALIBRATION TOOLBOX для моделирования характеристик ветротурбин». Сборник трудов XIX Международной научно–практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии»: в 3 т., Томск, 15–19 Апреля 2013. – Томск: ТПУ, 2013 – Т. 1 – С. 38–39.

3. Публикация доклада «История и современное состояние ветроэнергетики в России». Труды XIV Международного студенческого научно–технического семинара «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»: в 2–х томах, Томск, 24–27 Апреля 2012. – Томск: Изд–во СПб Графика, 2012 – Т. 1 – С. 145–149.

4. Публикация доклада «Разработка программных средств по оптимизации параметров дизельной электростанции». Сборник материалов II Международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы»: в 2 т., Томск, 6–10 Октября 2014. – Томск: ТПУ, 2014 – Т. 1 – С. 195–198.

5. Публикация доклада «Проектирование дизельной электростанции для энергокомплекса «Южно–Курильская». Энергетическое обследование как первый этап реализации концепции энергосбережения: материалы международной молодёжной конференции, Томск, 21–23 Октября 2014. – Томск: Скан, 2014 – С. 323–325.

6. Aleksandr V. Doroshenko, Nina M. Kosmynina. “Development and Research of Electric Supply Structure of Remote Populated Areas by Diesel Power Plants”. MATEC Web of Conferences. Volume 19, 2014. The 2nd International Youth Forum «Smart Grids». 15 December 2014.

Список используемых источников

1. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 230 с.
2. Hannele Holttinen. Peter Meibom. Antje Orth. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. IEA Wind Task 25. Final report, Phase one 2006 – 08. – 200p.
3. Thomas Ackerman. Wind power in power systems. Royal Institute of Technology.–Stockholm–2005. – 691 p.
4. Mohammad Seyedi. Evaluation of the DFIG Wind Turbine Built – in Model in PSS/E. Chalmers University of Technology,–Goteborg, Sweden – 2009. – 44 p.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–592 с.: ил.
6. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд – во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.
7. European Wind Energy Association. Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations. – Brussel, 2015. – 234 p.
8. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.:Изд – во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. ил.
9. Оценка воздействия на окружающую среду, стадия «Раздел охраны окружающей среды» к рабочему проекту «Реконструкция парового котла БКЗ – 420 – 140 ст.№3 ТЭЦ – 3.»
10. Попова С.Н. Экономика и организация энергетического производства. Методические указания для выполнения курсовой работы для студентов – Томск: Изд – во Томского политехнического университета, 2011. – 24 с.

11. ОАО «ЕЭС России» Нормативы численности промышленно – производственного персонала тепловых электростанций. Москва, 2014. – 61 с.
12. Агентство Trading Economics. Прогноз ставки инфляции. URL: <http://www.tradingeconomics.com/kazakhstan/inflation-cpi/forecast>, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
13. Kazakhstan: Accounting and Taxation Overview. URL: http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/kz/Documents/media/KZ_Taxation_KAZAKHSTAN_Mahon.pdf, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
14. Electricity regulation in Kazakhstan: overview. URL: <http://uk.practicallaw.com/7-567-0345?source=relatedcontent> , свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
15. Deloitte. Establishing the wind power investment case. August 2015. URL: <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-deloitte-establishing-the-wind-investment-case2014.pdf>, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
16. Oliveira W., A. Fernandes. Investment analysis for wind energy projects, Revista Brasileira de Energia, Vol. 19, No. 2, 2o Sem. 2013, pp. 239 – 285.
17. IRENA. Renewable energy technologies: cost analysis series. Wind power. Volume 1: Power Sector. Issue 5/5. URL: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
18. Агентство Trading Economics. Прогноз процентной ставки. URL: <http://www.tradingeconomics.com/kazakhstan/interest-rate/forecast>, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 13.10.2016 г.
19. Oliveira W., A. Fernandes. Optimization Model for Economic Evaluation of Wind Farms – How to Optimize a Wind Energy Project Economically and Technically, International Journal of Energy Economics and Policy Vol. 2, No. 1, 2012, pp. 10 – 20.

20. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.– М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.– 28 с.

21. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой, застройки.– М.: ИПК Издательство стандартов, 1996.– 56 с.

22. СНиП 23–05–95 Естественное и искусственное освещение.– М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003.–60 с.

23. СНиП 21–01–97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы и правила.. М.: Госстрой России, 1997г. 15 с.

24. Kling W.L., J. G. Slootweg. Wind Turbines as Power Plants. URL: https://www.researchgate.net/publication/228488368_Wind_turbines_as_power_plants, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 05.01.2016 г.

25. Erlich I., K. Rensch, F. Shewarega. Impact of Large Wind Power Generation on Frequency Stability. Power Engineering Society General Meeting, 2006 IEEE. URL <http://www.science.smith.edu/~jcardell/Readings/Wind/Erlich%20-%20freq%20stab.pdf>, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 05.01.2016 г.

26. Kuhl–Thalfeldt R., J. Valtin. Combined heat and power balancing wind power. Oil shale, 2009, Vol. 26, No 3 Special, pp.294–308. URL: http://www.eap.ee/public/oilshale_pdf/2009/issue_3s/oil-2009-3S-294-308.pdf, свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 16.01.2016 г.

27. Sushil Arun Patil. A simple approach to estimate the capacity credit of wind electric conversion systems and its economic aspect. May, 2010. URL: <http://www.science.smith.edu/~jcardell/Courses/EGR325/Readings/EstimatingCC&ECLL.pdf> , свободный. – Загл. С экрана. – Яз. Англ. Дата обращения 09.01.2016 г.

Приложение А

(обязательное)

Раздел

Literature overview. Technical analysis.

Студент:

Группа	ФИО
5АМ4Ч	Дорошенко Александр Викторович

Консультант кафедры: ЭПП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	д.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры: ИЯЭИ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасова Екатерина Сергеевна	к.п.н.		

Literature overview

Wind power integration issues

A lot of researches were made to analyze wind power behavior in power systems. The major part of these works is dedicated to voltage and frequency stability and control, system balancing, and dynamic stability.

According to Kling and Smit (2001) research replacement of conventional generators by wind turbines without decreasing system reliability will be possible if all functions of conventional generators will be taken over by wind generators. This paper investigates the issue if all conventional power plant functions could be carried out by wind turbines [24].

Elrich et al. (2006) study about impact of wind power on frequency stability focuses on impact of large wind power (50% of all power) on power system frequency stability. The paper dwells on frequency control measures which could be implemented in wind power plants to ensure reliable work during sudden generation loss or load increase [25].

Ackerman (2005) analyzed existing wind turbine concepts and described classical and new generator types. Detailed classification of wind turbines by speed control and power control was given. Author also provided comprehensive research about generator concepts which can be used in wind turbines and devoted special attention to doubly-fed induction generator as an interesting option in a growing market [3].

Gudimentla et al. (2010) provided research of wind power capacity credit. This research includes calculation of wind power capacity credit for power system consisting of conventional and wind generators and permanent load. Investigation about dependencies of different factors on capacity credit was also included. Another attempt of capacity credit calculation was made by Patil (2010). This work comprises renewable sources review, wind power perspectives overview, wind power reliability

assessment. Simple approach to calculate the capacity credit of wind power under different load was presented.

A lot of attempts to analyze combined heat and power plants behavior in case of wind power presence were made. Troy (2011) provided comprehensive research related to conventional generators operation with high penetration of wind power. Different types of damages because of variable operation and their consequences to conventional generators were analyzed in this research. Doherty et al. (2003) developed a methodology to quantify reserves to ensure system security. This methodology takes into account such uncertainties as conventional generator forced outage rate, load forecast error, wind power production error.

Ummels et al. (2007) proposed a new modelling method that allows to estimate all impacts of wind power on system operation. Special attention was devoted to thermal generation system.

Another attempt to analyze behavior of combined heat and power units balancing wind power was performed by Kuhl–Thalfeldt. Numerical example of thermal power units balancing wind power was presented, technical and economic aspects of this problem were analyzed [26].

Wind power investment project evaluation

According to El – Kordy et al. (2002) research there are four key cost factors of evaluation of the energy systems economics: initial capital investment, maintenance cost, fuel cost, external cost. Fuel and external costs strongly depend on efficiency and type of the system. Such economic parameters as discount and inflation makes influence on evaluation. Future amounts of money always should be discounted. In order to compare the various alternative variants present value approach can be applied [19].

The IEA (1991) elaborated a guideline for the renewable energy technology projects, which could be seen in the Figure A.1. The IEA's presented methodology represents general approach which is suitable for energy projects feasibility.

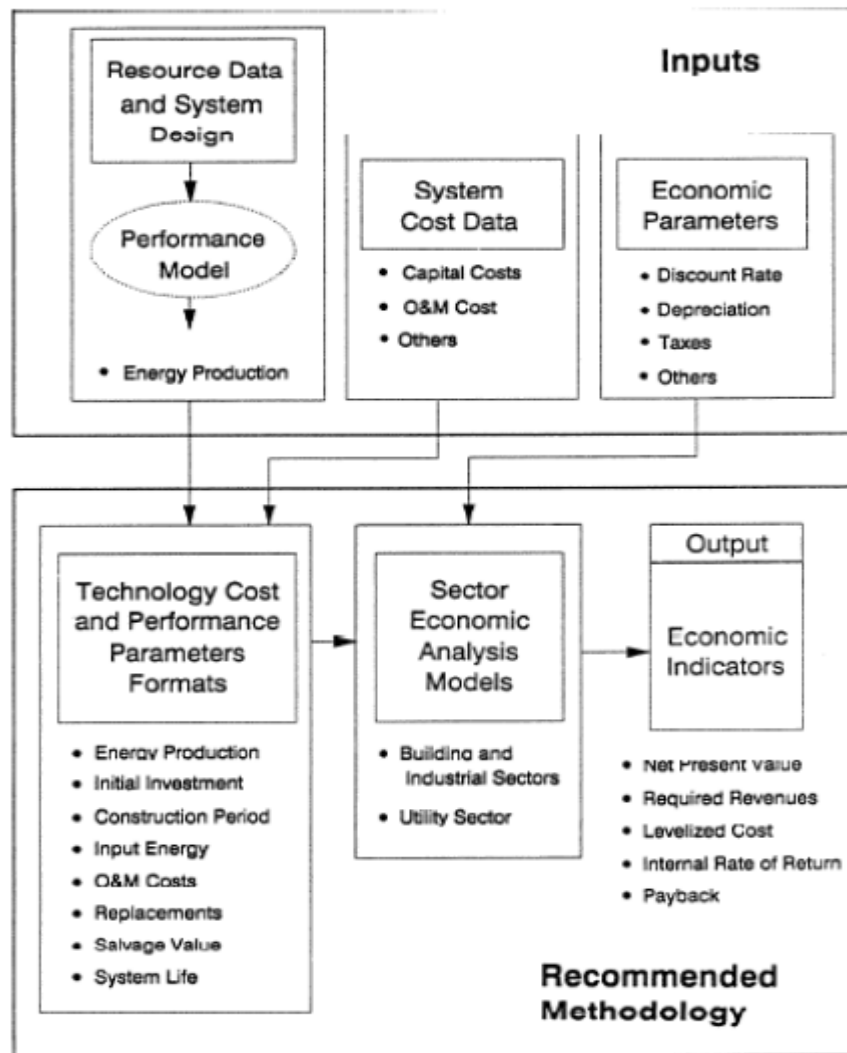


Figure A.1–Recommended economic analysis approach [19]

For Gökçek and Genç (2009), to calculate electrical energy generation costs, all installation payments including land, construction, fuel, O&M costs are required. Cost per unit of energy can be defined by dividing the produced energy amount to the total expenditures during certain time spat. One of the most vital criteria for estimating operation of power supply systems is levelized cost of electricity. LCOE is special approach to calculate the kWh cost throughout lifetime of the project. The levelized cost of electricity for wind energy conversion systems can be obtained as the value of the total annualized cost of the wind energy conversion to the annual electricity generated by the system [19].

Nouni et al. (2007) proposed the levelized unit cost of electricity. The LUCE is frequently used as economic indicator for financial evaluation of decentralized power systems based on renewable power sources. Total annualized cost was calculated as a sum of capital costs and annual operation and maintenance costs.

Arslan (2010) made a technical and economic analysis of wind energy electricity generation, claimed that lifetime costs for wind farm comprises two major components, which are investment and O&M costs. The investment costs implies turbines, foundation, grid connection, civil work costs. According to this research the costs of damages to nature and human health should be added.

Zhang et al. (2010) presented a new method for wind farms economic evaluation. It is based on cost of energy optimization. It shows that profitability is strongly depends on changes in capital investment, capacity factor, electricity escalation rate. Profitability is slightly less volatile to changes in O&M costs, also there is a limited impact of the inflation and turbine rated power.

The National renewable energy laboratory (1995) issued a *Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies* that can be a guidance on economic measures and economic evaluation methods. It focuses on standard assumptions, primary economic measures and finance fundamentals. This guidance is also comprises special consideration in the renewable energy projects economic evaluation.

Oliveira (2010) made a comprehensive overview regarding indicators of effectiveness such as simple payback, discounted payback, net present value, internal rate of return, benefit-to-cost ratio, required revenues. Levelized cost of energy, total life-cycle, net present cost, levelized electricity generation cost, unitary present average cost was also discussed. A simulation carried out with these indicators identified that they have to be used as a tool kit for wind energy project economic evaluation. These indicators are not supposed to be used independently; they should be combined in function of the evaluation objective.

Many authors such Kobos et al. (2006), Ibenholt (2002), Lund (2006), Neij (1999, 2008), Pan and Köhler (2007) and Sorensen (1997) wrote about importance of

cumulative production, research, development aspects. Technological aspect and its improvements significantly impacts on wind energy project cost reduction analysis. That aspect is important and has to be considered.

As it can be seen from written above, there is a massive list of authors, institutions concerning economic evaluation methodologies and approaches applied to energy projects. Each approach and method has its own objective, but they usually show only economic value, in energy project engineering variables are also important [19].

Technical analysis

Wind energy replacement segment

Basically, the daily load duration curve of power system with different types of conventional generators can be divided into three categories: base load, intermediate load, peak load. Base load is usually covered by nuclear power plants, large hydropower plants, coal power plants. Intermediate load can be covered by coal power plants, oil – fired power plants, combined cycle gas turbine plants. Peak load can be covered by pumped – storage hydropower plants, open cycle gas turbine plants.

Wind power cannot replace all segments of load duration curve due to production variability. To be more precise, wind energy cannot replace nuclear or large hydropower plant because both of them operate in base load segment. Pump hydro power plants also cannot be replaced by wind generators due to production variability. The last possibility to replacement is conventional generators working on fossil fuels (coal, oil, gas). However, it is important to take into account that coal power station operates in base load segment as well.

Thermal power plants can be divided into base – load, mid-merit and peaking. Mid-merit units operate at daily demand and switched off during night, peaking units

are used to cover load peaks. Base – load thermal units run at continuous operation mode with maximum efficiency and have minimal operation flexibility. Using these generators as wind power back–up will lead to more frequent failures, operational costs rising, reduced power unit lifetime.

To replace conventional generators by wind power large amount of wind turbines and land area are required. Total output power of such system changes smoothly, zero output power is not a credible event. As a result, wind farm can be as reliable as coal power plant and ensure base–load if small back-up power will be added. In practice there is no difference whether power plant install back-up generators or back-up energy will be taken from central grid.

Reliability assessment of power system with wind generation

Traditional power system operates with one type of uncertainty – load uncertainty. Wind power brings another uncertainty into power system because of unpredictable nature of wind. However, power system with significant penetration of wind power always must ensure reliability requirements. Loss of load probability (LOLP) is a common measure which can be applied for power system reliability evaluation. If wind power penetration level into conventional power system increases LOLP will be increased either, because the robustness of WECS is lower than conventional units [27].

Forced outage rate (FOR) is one of the important parameters for power system reliability evaluation. FOR is always presented in p.u. and shows the percentage of generating unit out of operation time. The FOR value for conventional power plant is much lower compared to wind power units, because wind deficiency will lead to zero output power just as a wind generator failure.

Capacity credit is another important parameter for power system reliability calculation. Wind power capacity credit is the fraction of installed capacity that can replace conventional generation without power system reliability decreasing. For

instance, 100 MW of wind power with assigned capacity credit 0,5 will operate with the same reliability as 50 MW of conventional generators. It means that 100 MW of wind power with capacity credit 0,5 can safely replace 50 MW of conventional generators.

One of the methods for WECS capacity credit calculation is weighted capacity credit method. This approach based on calculation of capacity credit for each load step. Weighted average of capacity credit values with using probability of each load occurrence as weighting factor can be obtained for each level of wind penetration and different wind regimes.

In case of my thermal power station main purpose of weighted capacity calculation is to define necessary amount of wind power to safely replace 63 MW of conventional generation. Step-by-step weighted capacity credit calculation is presented below [27].

Load analysis

In order to make capacity credit calculation annual load duration curve is required. Annual load duration curve is a plot with loads in descending order and quantity of hours. This load representation type is commonly used on planning stages of generation systems.

Thermal power station load is presented in Table A.1.

Table A.1–Monthly load representation

Month	Duration, h	Load, MW
January	744	405
February	672	405
March	744	385
April	720	285
May	744	345
June	720	300
July	744	345
August	744	345
September	720	350
October	744	385
November	720	384,6
December	744	404

Annual load duration curve for power station is given below in Figure A2.

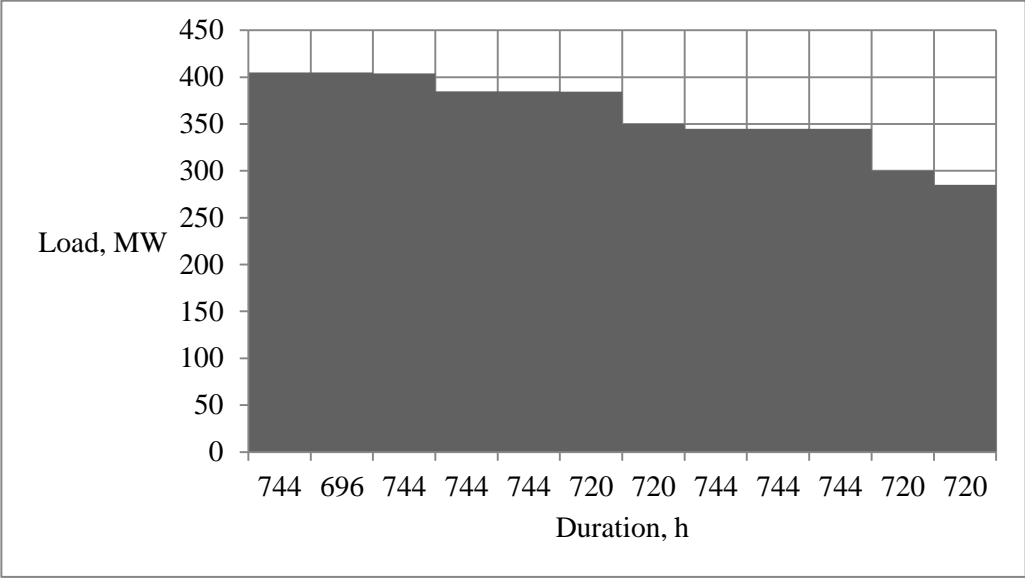


Figure A.2 – Annual duration curve

We aggregated some similar load steps to simplify calculations, as a result we obtained annual load duration curve with four load steps. It can be seen below in Figure A.3.

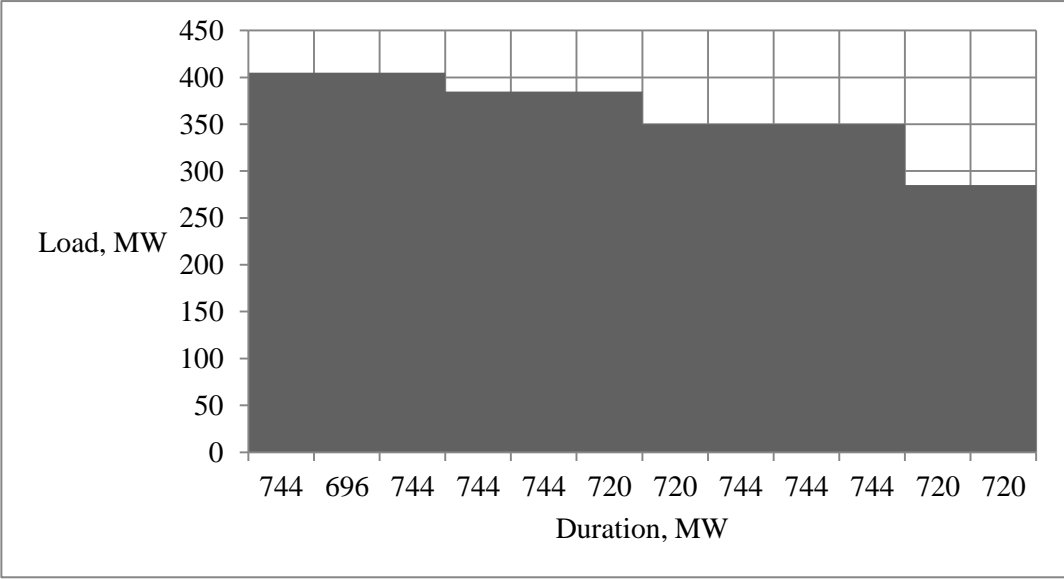


Figure A.3 – Simplified annual duration curve

Table A.2 lists different load steps with every step probability and duration.

Table A.2 – Step by step load representation

Load level, MW	Duration, h	Usage
405	2184	0,25
385	2208	0,25
350	2952	0,34
285	1440	0,16

System consists of six conventional generators, total capacity is 556 MW. The purpose of my calculation is to define wind power capacity, which can replace generator No3 with a capacity 63 MW.

FOR value for conventional generators equals to 0,02, FOR value for the wind generator equals to 0,7; 0,41; 0,21 (low, moderate, high wind regime) [27].

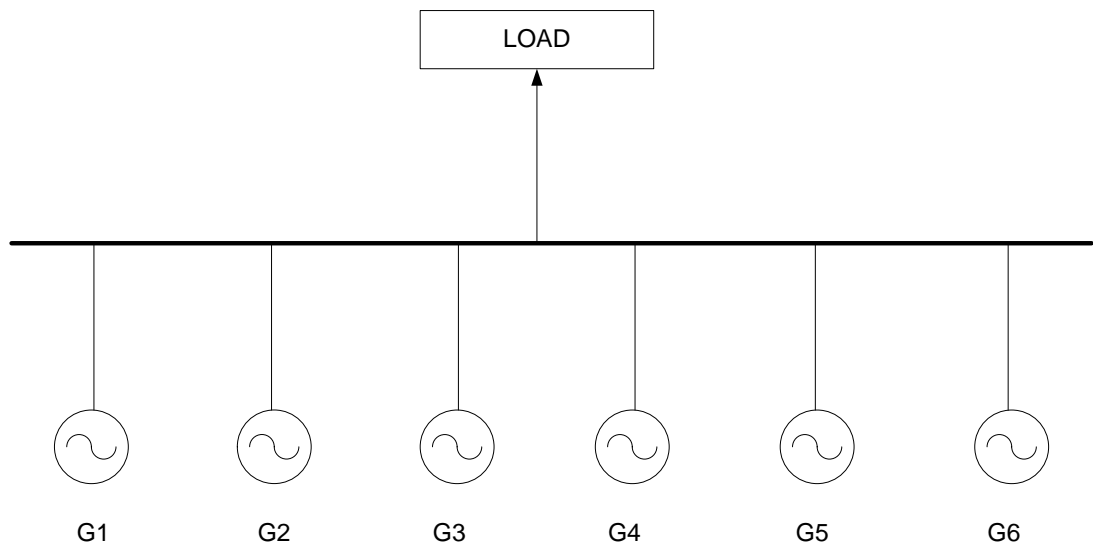


Figure A.4 – System with six conventional generators

After loss of load probability calculation generator No3 is replaced by wind generator of variable capacity. Capacity of wind generator is changed until the same loss of load probability value is obtained.

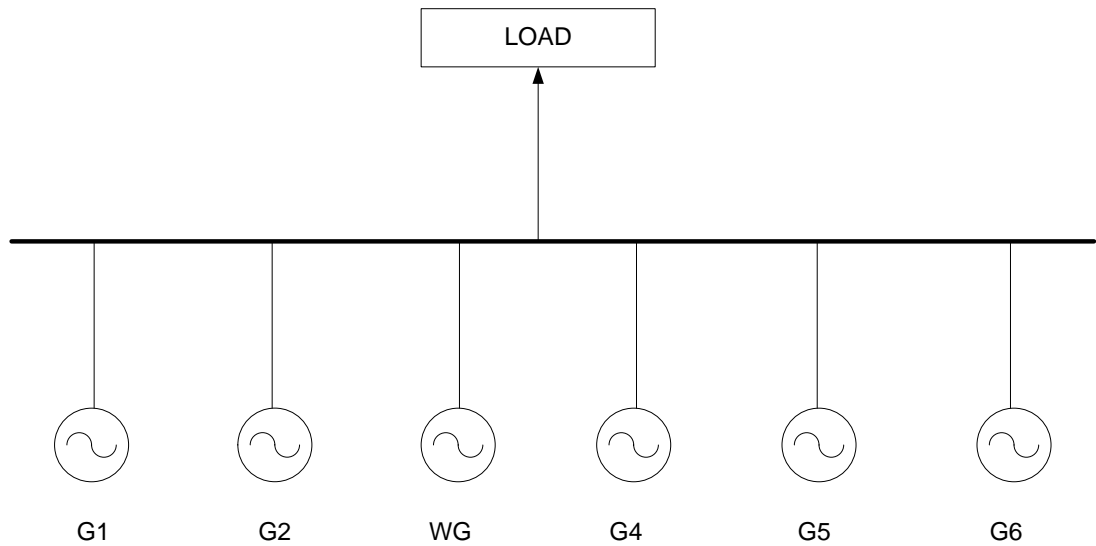


Figure A.5 – System with five conventional generators and one wind generator

Capacity of G3 divided by calculated capacity of WG is the capacity credit that can be assigned for this load. This calculation is repeated for each of four load steps and every wind regime. After that capacity credit values for all load steps multiplied by their probability of occurrence, the sum of these products is weighted capacity credit of this system.

Results of weighted capacity credit calculation for moderate wind regime are presented in Table A.3.

Table A.3 – Weighted capacity credit calculation for moderate wind regime

Load level, MW	Probability of occurrence (P_i)	Capacity credit (C_i)	$P_i \times C_i$	$\Sigma P_i \times C_i$
405	0,25	0,6	0,15	0,6
385	0,25	0,6	0,15	
350	0,34	0,6	0,2	
285	0,16	0,6	0,1	

To demonstrate wind regime influence weighted capacity credit for high wind regime was calculated. Results are presented in Table A.4.

Table A.4 – Weighted capacity credit calculation for high wind regime

Load level, MW	Probability of occurrence (P_i)	Capacity credit (C_i)	$P_i \times C_i$	$\Sigma P_i \times C_i$
405	0,25	0,8	0,2	0,8
385	0,25	0,8	0,2	
350	0,34	0,8	0,27	
285	0,16	0,8	0,13	

Calculations of weighted capacity credit show that to replace conventional generator No3 with 63 MW capacity without reliability decreasing 108,62 MW or 79,74 MW of wind power under moderate and high wind regime respectively is required. This approach has the following drawbacks:

- Conventional generators work on full power or completely switched off, in other words, generators malfunctioning when operation with decreased output power is allowed was not taken into account, generators overloading capability also wasn't investigated
- Output power of wind is assumed to be 63 MW or zero, however zero output power of large wind power plant is not credible event
- Heat energy production change was not included in this research

It is necessary to define certain amount of wind power that can be balanced by conventional generators. Power generator's balancing ability depends on electrical and heat load and will be discussed in the next part.

Combined heat and power plant balancing wind power

Situation when wind power is integrated in traditional power system inevitably leads to more variable operation of conventional generators. Base-load coal power plants operate on permanent basis with maximum efficiency and have small operational flexibility. Before introducing of large amounts of wind power uncertainty in power system were represented by load uncertainty and equipment failure possibility. To ensure reliable operation proper levels of spinning and non-

spinning reserves were assigned to cover all possible errors. Deployment of wind generation brings one more source of uncertainty related to volatile nature of renewables. In case of low level of wind power higher amount of reserve is required; with higher level of penetration using higher level of reserves is not efficient and sometimes is not possible.

Total system demand always has to be covered by sufficient generation level (conventional generation or wind power generation). System should always carry some level of reserves in case of conventional generators failures, wind power deviations, unforecasted load increase. Reserve level depends on system reliability requirements.

Typical constraints which can be faced during CHP and WP balancing are as follows:

- 1) electricity demand
- 2) heat demand
- 3) ramping capabilities of generation units
- 4) minimum up-time and down-time

All generating unit of thermal power station is combined heat and power producing units which has additional operation constraints. Typical operation area for CHP can be seen on Figure A.6.

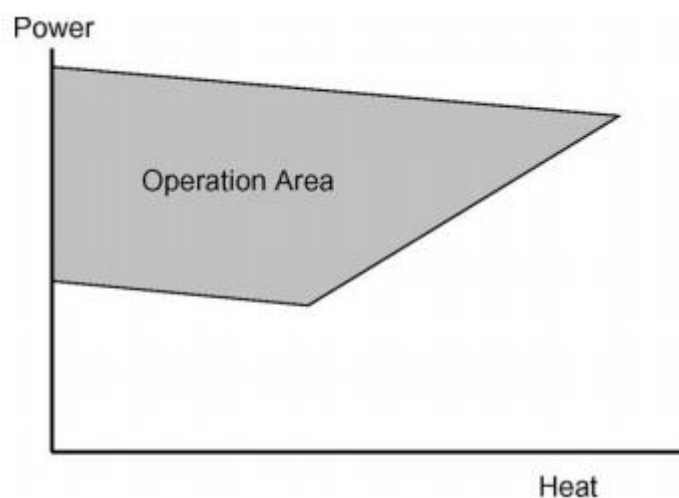


Figure A.6 – Operation area of CHP generator

Figure A.6 shows that in case of high heat demand power output flexibility decreases. CHP are usually meet district or industrial heat demand, according to their heat demand curves.

At hours of good WP productivity electrical load of CHP units will be decreased, during low WP productivity all electrical and heat load will be covered by CHP generators.

The main purpose of this study is to define certain amount of WP that CHP plant could back-up and how it would affect CHP operation.

The main idea of local CHP – balancing wind power is to reduce additional costs related to building new power lines and balancing generators. WP will be balanced by CHP and therefore there will be no need transfer electrical energy excesses to the grid and overload transmission lines. This idea illustrated in Figure A.7.

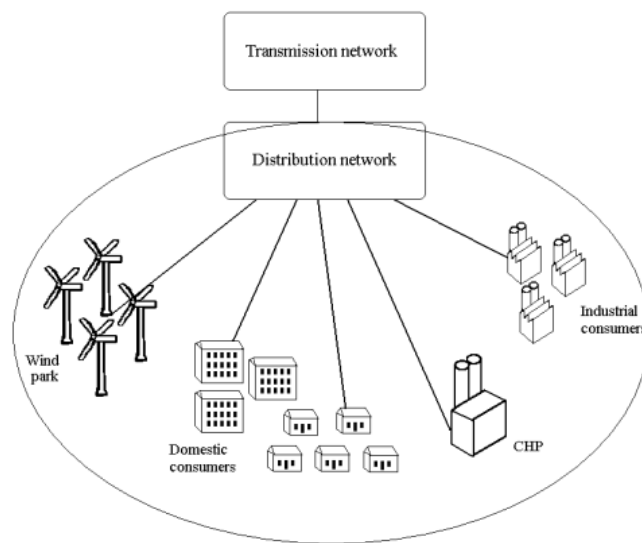


Figure A.7 – Power system model [26]

It can be seen from Figure A.7 that CHP with wind generation will produce electricity to meet electrical and heat energy demand of industrial and domestic consumers. The important thing is to avoid import of energy from outside area and minimize energy which cannot be consumed by local consumers to prevent overloading of interconnection lines. The following expression describes power balance of such system:

$$P_{cons} + P_{eks} = P_{WT} + P_{CHP} + P_{imp} \quad (1)$$

where P_{cons} – consumed energy

P_{eks} – exported energy

P_{WT} – wind power generation

P_{CHP} – CHP generation

P_{imp} – imported energy

The purpose is to reduce P_{eks} , P_{imp} . The following expression describes heat balance of such system:

$$Q_{cons} = Q_{CHP} \quad (2)$$

where Q_{cons} – consumed heat

Q_{CHP} – CHP produced heat

Because of unpredictable nature of wind power all balancing functions will be carried out by CHP. In case of proper balancing there will be no need to transfer electricity from the grid to feed local load, also in ideal case there would be no electricity excesses to be transferred to the grid. From system point of view it will not bring any negative effect on system operation, due to wind power deviations will not reach power system and therefore no regulation from the grid side and no investments to increase system flexibility would be required [26].

CHP will be operated to satisfy electricity and heat demand and to balance WP production. Electricity and heat demand can be evaluated according system operator forecast. WP production will have priority which means that WP will produce maximum possible amount of power, remaining electricity demand will be covered by CHP generators. CHP plant will also cover all demanded heat. In order to evaluate remaining CHP balancing functions overloading capability and existing unit commitment should be carefully investigated [26].