Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт энергетики
Кафедра Электроснабжения и электротехники

Допускаю к защите
Зав. кафедрой:
_____ К.В. Суслов
подпись И.О. Фамилия

«Моделирование ветроэнергетических характеристик и их использование в системных энергетических исследованиях»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к выпускной квалификационной работе
(уровень магистратуры)
Программа магистратуры
«Энергоэффективность, энергоаудит и управление энергохозяйством»

по направлению подготовки или специальности
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
код и наименование направления подготовки или специальности

0.074.00.00 – ПЗ
обозначение документа

Разработал студент ЭУм-19-1 _____ Н.В. Ищенко
шифр группы подпись И.О. Фамилия

Руководитель _____ Д.Н. Карамов
подпись И.О. Фамилия

Нормоконтроль _____ Д.Н. Карамов
подпись И.О. Фамилия

Иркутск 2021г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт энергетики
Кафедра Электроснабжения и электротехники

УТВЕРЖДАЮ
Директор института энергетики
_____ В.В. Федчишин
И.О. Фамилия

«_____» _____2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу магистрантки Ищенко Натальи Владимировны группы ЭУм-19-1

1. Тема работы «Моделирование ветроэнергетических характеристик и их использование в системных энергетических исследованиях»
   Утверждена приказом по университету от 19.04.2021г. № 890.
2. Срок представления магистрантом законченной работы в ГЭК_____
3. Исходные данные для разработки:
   - статистика;
   - принятые законы в электроэнергетике.
4. Основные вопросы, подлежащие анализу:
   - влияние ветроэнергии на энергосистему;
   - ветроэнергетические характеристики.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):
   презентация в Power Point
6. Дополнительные задания и указания:
   Отсутствуют
7. Консультанты по работе с указанием вопросов, подлежащих решению:
   Отсутствуют

Календарный план

Разделы	Месяцы недели																			
	сентябрь					октябрь					ноябрь					декабрь				
Введение	x	x	x	x	x															
Глава 1	x	x	x	x	x															
Глава 2						x	x	x	x	x	x									
Глава 3												x	x	x	x	x	x	x	x	x
Заключение												x	x	x	x	x	x	x	x	x
Список используемых источников												x	x	x	x	x	x	x	x	x
Оформление работы												x	x	x	x	x	x	x	x	x

Дата выдачи задания «19» апреля 2021 г.

Руководитель работы _____ Д.Н. Карамов
подпись И.О. Фамилия

Заведующий кафедрой _____ К.В. Суслов
подпись И.О. Фамилия

Задание приняла к исполнению магистрантка _____ Н.В. Ищенко
подпись И.О. Фамилия

План выполнен _____
(полностью, не полностью)

Руководитель работы «___» _____2021г. _____ Д.Н.Карамов
дата подпись И.О. Фамилия

Аннотация

В рамках предоставленной выпускной квалификационной работы (ВКР) представлена задача рассмотреть ветроэнергетические характеристики и их использование в системных энергетических исследованиях.

В разделе *введение* описывается актуальность поставленной задачи ВКР. Кратко описывается объект исследования и формируются ключевые проблемы и задачи работы.

В *первой* главе рассматриваются особенности производства электроэнергии с использованием ветряных турбин и влияние энергии ветра на работу энергосистемы.

Во *второй* главе рассмотрены установки ветряных турбин, системы управления и модели генераторов, установленных на ветряных турбинах.

В *третьей* главе проведен обзор стандартов качества энергии, вырабатываемой ветряными турбинами.

В *четвертой* главе рассмотрены ключевые трудности интеграции энергии ветра в энергетическую систему.

Пятая глава дает теоретический обзор проблемы статической и динамической устойчивости электрических систем.

В *шестой* главе указаны причины нарушений устойчивости энергосистемы.

В *седьмой* главе описаны различные модификации энергосистем и исследуется их динамическая устойчивость до и после введения различных объемов ветровой энергии.

В *восьмой* главе объект исследования – тепловая электростанция. В процессе модернизации предлагалось исследовать вероятность замены синхронного генератора на ветряную электростанцию и оценить влияние этого решения на динамическую устойчивость.

В *девятой* главе рассматриваются энергетические характеристики ветра.

В разделе *заключение* описаны основные этапы, которые были сделаны в данной ВКР. Сформированы соответствующие выводы и рекомендации.

Annotation

Within the framework of this final qualification work (WRC), the task is presented to consider wind energy characteristics and their use in system energy research.

In the *introduction section*, the relevance of the task of the WRC is given. The object of research is briefly described and the main problems and tasks of the work are formed.

In the *first* chapter, the features of electricity generation using wind turbines and the influence of wind energy on the functioning of the power system are considered.

The *second* chapter discusses the design of wind turbines, control systems, and models of generators installed on wind turbines.

The *third* chapter provides an overview of the quality standards of energy generated by wind turbines.

In the *fourth* chapter, the main problems of integrating wind energy into the energy system are considered.

The *fifth* chapter presents a theoretical overview of the problem of static and dynamic stability of power systems.

In the *sixth* chapter, the causes of violations of the stability of the power system are indicated.

The *seventh* chapter describes various models of energy systems and examines their dynamic stability before and after the introduction of different amounts of wind energy.

In the *eighth* chapter, the object of the study is a thermal power plant. During the modernization process, it was proposed to investigate the possibility of replacing a synchronous generator with a wind farm and evaluate the impact of this decision on dynamic stability.

In the *ninth* chapter, the energy characteristics of the wind are considered.

The *conclusion section* describes the main steps that were completed in this WRC. The relevant conclusions and recommendations were formed.

Содержание

Введение.....7
1 Влияние ветроэнергии на энергосистему.....10
1.1 Особенности выработки ветроэнергии.....10
1.2 Оценка влияния энергии ветра на энергосистему.....14
2 Анализ существующих моделей и конструкций ветротурбин……17
2.1 Классификация ветротурбин.....17
2.2 Обзор концепций контроля мощности.....18
2.4 Обзор современных конфигураций ветротурбин.....19
2.5 Асинхронный генератор двойного питания.....24
3 Стандарты качества энергии ветровых турбин.....26
4 Проблемы при интеграции ветровой энергии в сеть.....30
4.1 Основные проблемы интеграции.....30
4.2 Обеспечение баланса активной мощности в энергосистеме.....34
4.3 Обеспечение баланса реактивной мощности в энергосистеме…34
5 Устойчивость энергосистем с ветрогенераторами.....36
5.1 Режимы работы энергосистемы.....36
5.2 Статическая устойчивость.....37
5.3 Динамическая устойчивость.....39
6 Анализ динамических нарушений устойчивости.....42
6.1 Виды возмущений динамической устойчивости.....42
6.2 Аггрегированное моделирование ветроферм для исследования устойчивости.....43
6.3 Моделирование и анализ динамической устойчивости в программе PSS/E.....44
7 Проверка динамической устойчивости синхронных генераторов, работающих параллельно с крупными ветрофермами.....46
7.1 Модель энергосистемы.....46
7.2 Исследование динамической устойчивости модели.....47
8 Анализ влияния на динамическую устойчивость замены синхронного генератора на ветроферму.....55
8.1 Анализ текущего состояния и перспектив развития ТЭЦ.....55
8.2 Разработка конфигурации и выбор оборудования ветрофермы.58
8.3 Моделирование и анализ установившегося режима.....59
8.4 Моделирование динамической симуляции.....60
9 Моделирование энергетических характеристик ветра.....65
Заключение.....70
Список использованных источников.....71

Введение

Известно, что основная часть электроэнергии в наше время вырабатывается с помощью трех основных видов электростанций: атомных, тепловых и гидравлических. На долю же всех альтернативных источников энергии приходится около двух процентов. Несмотря на это, нетрадиционная энергетика развивается и распространяется в мире. Одним из направлений альтернативной энергетики является ветровая энергетика. За последние годы ветроэнергетика начала бурно развиваться. Все из-за того, что энергия ветра является неисчерпаемой, а преобразование кинетической энергии ветра в электрическую является экологически чистой. Помимо этого, важную роль играет и то, что некоторые страны не имеют достаточно энергоресурсов для удовлетворения собственных энергетических потребностей, поэтому они зависят от импорта электроэнергии, а в связи с политической нестабильностью и вооружёнными конфликтами в странах поставщиках, создаются риски для стран-импортеров. Именно эти факторы подталкивают развитие ветроэнергетики. Ветровая электроэнергетика прошла долгий путь от 18-ого века до нашего времени. Сейчас для строительства ветровых электростанций используются дешёвые и эффективные материалы, а мощность электроустановок возрастает, это сокращает издержки и увеличивает конкурентоспособность. Конструкция электрогенератора такова: электроустановка состоит в первую очередь из ротора с лопастями, которые преобразовывают кинетическую энергию ветра о вращательную, дальше идёт редуктор, задача которого заключается в повышении скорости вала, потом следует генератор, преобразующий полученную энергию в электрическую. Так же в состав электроустановки входят флюгер и анемометр, их задача – собирать информацию о ветре, а также направлять лопасти в направлении максимальной силы ветра, башня, которая нужна что б поднять ветрогенератор, на достаточную высоту и трансформатор, преобразующий напряжение. Выделяют четыре вида ветровых электростанций, которые в основном основаны на их местоположении: прибрежные, наземные, плавающие и оффшорные. Прибрежные располагаются около прибрежной линии, такое расположение обуславливается бризами, которые дают некую постоянность в ветровом потоке. Наземные находятся на возвышенностях, самый распространенный вид. Оффшорные строятся в море, где постоянно дуют морские ветра. Плавающие, располагаются примерно на таком же расстоянии от берега, как и оффшорные, но на плавающей платформе. Отметим же теперь преимущества ветровых электростанций. Первое это же, конечно, неисчерпаемые ресурсы, на которых работает установка, второе – это чистота вырабатываемой энергии, нет ни парникового эффекта, ни вредных выбросов, третье – это малая площадь, занимаемая под электростанцию, так как она поднята на достаточное расстояние от земли, четвертое – это дешевизна получаемой энергии и пятое – это возможность установить электроустановку в любых местах, где дует ветер. Теперь перейдём к минусам: главный минус

ветровых установок заключается в том, что сила ветра и его направление меняется, бывает и так, что ветра нет вообще, из-за чего происходит сбой в подаче электроэнергии. Для компенсации этого недостатка используют системы хранения большой емкости или комбинированную систему «ветро-дизель» в которой есть специальные устройства, распределяющие нагрузки между ветроэнергетической установкой и дизелем. Второй минус, это то, что стартовый этап строительства станции требует достаточно больших материальных вложений. Иногда привлекают инвестиции целой области. В среднем стоимость 1 кВт установленной мощности составляет $1000. К последним минусам относятся не такие значительные недостатки, такие как нарушение естественного вида ландшафта, шумы, вырабатываемые станцией, которые могут причинять неудобства людям, но это решается установкой электростанции на определённом расстоянии от жилья [17].

Значение ветроэнергетики растет во всем мире. Энергия ветра стала одной из основных альтернатив для производства чистой энергии, которая не загрязняет окружающую среду. В настоящее время доля электроэнергии, вырабатываемой ветряными турбинами, в энергетических системах многих стран увеличивается. Однако с теоретической точки зрения вопрос внедрения энергии ветра в энергетическую систему остается малоизученным. С технической точки зрения можно ввести в энергетическую систему очень большие объемы ветроэнергетической мощности. Поскольку внедрение энергии ветра в региональные энергосистемы изучалось только на теоретической основе, внедрение энергии ветра все еще ограничено во многих странах и энергосистемах. Ветроэнергетика вносит дополнительную изменчивость и неопределенность в управление энергетической системой. Это может повлиять на надежность и эффективность энергосистемы. Воздействие ветра может быть, как положительным, так и отрицательным, но даже положительное воздействие может иметь негативные последствия, когда стоимость интеграции ветра в энергетическую систему превышает приемлемую стоимость. Для урегулирования этой проблемы необходима огромная ловкость энергосистемы. С одной стороны, требуемая гибкость энергосистемы зависит от того, сколько энергии ветра вводится в энергосистему, с другой стороны, она зависит от гибкости, уже присутствующей в энергосистеме [6]. До недавнего времени вклад энергии ветра в стабильность энергосистемы был незначительным. Однако с повышением силы ветропарков стало очевидно, что выключение больших ветропарков от сети во время сетевых возмущений приведет к потере внушительной доли вырабатываемой энергии, что, в свою очередь, приведет к последующему нарушению устойчивости энергосистемы. Из-за увеличения доли энергии ветра ветряные турбины должны вырабатывать реактивную мощность в установившихся условиях и в переходных условиях. В странах со значительной долей ветроэнергетики в системе системные операторы придумали и добавили правила к правилам эксплуатации энергосистем, которые определяют правила и условия для ветроэлектростанций во время сетевых возмущений. Никаких попыток провести подобные

исследования применительно к единой энергетической системе России и стран СНГ не предпринималось. Цель данной работы состоит в том, чтобы установить, какая доля энергии ветра может быть введена в определенную энергосистему без значительного сокращения производительности и надежности. Целью работы также является изучение динамической устойчивости таких энергосистем.

1 Влияние ветроэнергии на энергосистему

1.1 Особенности выработки ветроэнергии

Многолетнее негативное воздействие традиционной энергетики на биосферу, отразившееся в экологически неблагоприятных условиях проживания на планете, глобальное потепление, ухудшение экологической обстановки и здоровья человечества привело к поиску другого источника получения электроэнергии, «чистого», не загрязняющего планету. Такой альтернативой стала энергия ветра. Ветроэнергетика сегодня развивается. В перспективе энергия ветра представляет огромный интерес, имеет безграничный ресурсный потенциал. Производство мировой электроэнергии, представляющей в основном гидро– и теплоэлектростанциями, является крупнейшим источником выбросов отравляющих веществ, первопричиной загрязнения воздуха. Горючий камень (уголь) является худшим нарушителем экологии планеты, «грязным» гейзером энергии, который производит чуть менее половины электроэнергии, но составляет почти 80 процентов всех выбросов углерода электростанциями. Революция в области «чистой» энергии происходит по всему миру, что подтверждается устойчивым расширением секторов возобновляемых ресурсов энергии. Выборочная совокупность источника энергии ветра будет иметь огромные положительные последствия на здоровье будущих поколений, климат планеты и экономику мира на десятилетия вперёд. Во всем мире энергия ветра набирает популярность на правах масштабного экоисточника, хотя по-прежнему обеспечивает лишь менее одного процента потребления энергии.

Успехи и достижения в отрасли ветроэнергетики

История ветровой энергии начинается с давних времен. Её применение имеет начало более 2500 лет назад с ветряных мельниц. С 1900 годов прошлой эры для производства электрической энергии практикуют ветряные турбины. Основным средством производства электрической энергии являются ветряные электростанции, «ветряные мельницы», которые превращают кинетическую энергию ветра в энергию механическую. Размещение ветровых турбин осуществляют, как на твердой и ровной поверхности, так и на дне океана. Предпосылками динамичного развития ветровой энергетики в мире послужили обострившиеся экологические проблемы в сочетании с ростом цен на нефть, нефтяной кризис (1973 – 1974г.г.). Ветер представляется как неисчерпаемый гейзер природной чистой энергии, не имеющий практически загрязняющих веществ или побочных эффектов. Усовершенствованная технология производства электроэнергии с помощью ресурса энергии ветра высокорентабельная. Собственник электростанции на Ямайке и производитель оборудования гибридных станций, работающих одновременно на энергии ветра и солнца, утверждает, что дорогое оборудование ветряной электрической

станции окупается за четыре года, а потом за 25 лет рабочей деятельности обеспечит экономию в два миллиарда долларов.

Ветровая энергетика на современном этапе активно развивающаяся отрасль. По состоянию на 01.01.2018 года на планете в рабочем состоянии действовало 20 000 ветряных ферм. Доля производства энергии ветра с каждым годом увеличивается, данные подтверждаются таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Установленная мощность ветровых электростанций

Наименование страны	2005 год (МВт)	2006 год (МВт)	Доля энергии ветра от объема производства э/э (%)	2015 год (МВт)	2016 год (МВт)	Доля энергии ветра от объема производства э/э (%)
Китай	1,3	2,6	3,5	145,3	168,9	34,7
США	9,1	11,6	15,6	73,9	82	16,9
Германия	18,4	20,6	27,8	44,9	50	10,3
Индия	4,4	6,2	8,4	25	28,7	5,9
Испания	10	11,6	15,6	23	23	4,7
Англия	1,3	1,9	2,6	13,8	14,5	3
Канада	0,7	1,9	2,6	11,23	11,9	2,4
Франция	0,7	1,6	2,1	10,5	12	2,5
Италия	1,7	2,1	2,9	9	9,2	1,9
Бразилия	0,02	0,2	0,3	8,7	10,7	2,2

Из таблицы 1.1 видим, что за десятилетний промежуток времени (2006-2016) все страны увеличили установочную мощность ветряных электростанций на довольно большую разницу. Цифры впечатляют. Увеличение производства ветровой электроэнергии предоставляет возможность уменьшить выбросы CO2, улучшив окружающую атмосферу и экологию.

В России ветроэнергетике уделяется слабое внимание. Для сравнения, ветряные фермы вырабатывают за год электрической энергии в России примерно столько, сколько за 2 часа производят в Китае.

Преимущества здорового, безопасного, будущего и недостатки ветроэнергетики

Возобновляемые источники энергии – неограниченные ресурсы планеты. Почти нулевое загрязнение. Ветряные электрические станции человеком ценятся по определённым причинам: экологически чистый объект и не вредит окружающей среде, не нарушает экосистему вселенной. Ветроэнергетика – это

источник энергии неисчерпаемый, при транспортировке отсутствуют потери энергии. Наблюдается стабильность расходов, стоимость эксплуатации ветряного оборудования очень низкая, финансовый эффект максимальный, цена энергии в сравнении с другими видами энергии наиболее низкая.

Но существуют причины, которые разочаровывают человека: затраты по расчетам для оценки местности сооружения ни одной установки, а целой фермы (т.е. стоимость оборудования, сумма стоимости ветряных станций для фермы); действуют определённые риски (невозможность предугадать силу дуновения ветра и какое количество электроэнергии будет получено в конкретный промежуток времени), сильный шум (на расстоянии 30 метров), опасная обстановка для пернатых, летучих мышей и хищных птиц, иногда они погибают, «отблеск тени», возникающий при вращении лопастей в солнечный день.

Перспективы совершенствования, развития

Конкурентное участие ветроэнергетики на рынке электроэнергии в значительной степени зависит от точного прогнозирования ветрового потока, которое становится ключевой темой для электроэнергетики. Точность прогноза энергии ветра зависит от ряда факторов: рельефа местности и характеристики (шероховатость поверхности, препятствия), погодного режима, ветровой картины, горизонта прогноза, разработки инновационной методологии и технологии. Чистая энергетика генерирует множество видов экономической деятельности. В ближайшие годы рост будет продолжаться.

Таким образом, двигаясь вперёд, продолжая направлять стратегические инвестиции в ветроэнергетику, на переход к более «чистому» и безопасному энергетическому будущему, человечество берёт курс на оздоровление нации, увеличение экономических показателей всех государств мира, улучшение качества жизни и благосостояния людей.

Направление инвестиций в ветроэнергетику, совершенствование получения энергии ветра, разработка инновационных технологий, изменение в конструкции оборудования и ввод в эксплуатацию новых, оптимизированных ветровых парков в ближайшие годы позволит экоисточнику энергии повысить производительность и увеличить в несколько десятков раз получение электрической энергии.

Перспективы совершенствования, развитие использования источника ветровой энергии связано с природной, экологически чистотой, низкой стоимостью эксплуатации оборудования, ожидаемым топливным дефицитом традиционной энергетики.

Ветровая энергетика – самый быстрый, самый дешевый и чистый способ достичь целей в области нормализации климата вселенной. Следовательно, обеспечить планету, пригодную для жизни будущим поколениям. Потенциальные возможности ветровой энергетики в мире на современном этапе далеки от использования в полном объёме. В России, практически, отсутствует использование перспективного, природного, экологически чистого

источника энергии. Следует заметить, что принцип получения ветровой энергии в двадцать первом веке, эры цифровых технологий применяется древний («ветряные мельницы»), ветропарк территориально масштабный (установки энергии ветра высотой более 100 метров, диаметром более 60 метров, да ещё их несколько десятков в ветропарке, занимают большую территорию), ветряные установки выполняют одну задачу (получение электроэнергии быстрым, чистым способом), хотя существует возможность многозадачности, что удешевило бы применение энергии ветра.

Таким образом, рассмотрены достижения развития ветроэнергетики, преимущества и её недостатки, теоретически проведена оценка эффективности использования ветровой энергии, ветряных установок, продемонстрированы перспективы совершенствования и развития ветровой энергии и последствия её на климат вселенной, выявлена актуальность применения экоисточника, энергии ветра, в качестве получения электрической энергии. Внедрение большей энергии ветра в электрические системы требуют новых решений.

Энергия ветра привносит в сеть дополнительную изменчивость и неопределенность. Это может безгранично воздействовать на эффективность и надежность всей энергосистемы. Воздействие ветра может быть, как положительным, так и отрицательным, но даже положительное воздействие может иметь отрицательные последствия, если стоимость интеграции ветра в энергосистему превышает приемлемую стоимость.

Для работы энергосистемы с присутствием энергии ветра важны последующие характеристики: данные об изменчивости энергии ветра, данные о возможностях ветряных турбин, данные о намечаемом строительстве ветряных турбин для планирования работы ветряных турбин.

Изменчивость ветроэнергетики

При обследовании энергосистем очень важно учитывать изменчивость ветра. Изменчивость сглаживается большой площадью распределения ветряных турбин. Неожиданная потеря всей ветровой энергии в системе маловероятна. Неожиданную потерю большого количества энергии из-за более низких уровней напряжения в сети можно предотвратить за счет правильного использования реактивной мощности ветряных турбин.

В целом, изменчивость ветра уменьшается с увеличением количества ветряных турбин, распределенных по территории. Существенные площади также уменьшают количество часов с нулевой выходящей мощностью – одна ветряная станция может обладать нулевой мощностью больше 1000 часов в год, в то время как выходная мощность большой ветровой электростанции, размещенной на внушительной площади, постоянно больше нуля. Неопределенность еще убавляется с сокращением периода наблюдения – секундная и минутная изменчивость большой ветровой электростанции обычно невелика, в то время как изменчивость на часовом периоде высока даже на большой площади с распределенными по ней ветрогенераторами. Можно сделать вывод, что изменчивость энергии ветра большой ветряной

электростанции зависит от площади и расположения ветряных генераторов. Ландшафт тоже имеет значение.

Прогноз ветроэнергетики

Известно, что выходящая мощность ветряной турбины зависит от скорости ветра, следовательно, мониторинг скорости ветра является первостепенной задачей.

Ветер характеризуется скоростью, которая является случайной величиной в пространстве и времени. Следовательно, на современном уровне исследований энергетические характеристики ветра презентованы как вероятностное представление случайного процесса изменения энергетического потенциала ветра. Случайный подход базируется на дискретизации временного процесса, что разрешает анализировать все определяемые характеристики на промежутке дискретизации как независимые и постоянные. Временные интервалы стационарности обычно составляют час, день, сезон или год.

Комплекс аэрологических и энергетических характеристик ветра сведен в кадастр ветроэнергетики региона. Ключевыми данными ветроэнергетического инвентаря являются:

– среднегодовая скорость ветра;
– регулярность скорости;
– вертикальный профиль средней скорости ветра;
– удельная мощность и удельная энергия ветра;
– ветроэнергетические ресурсы региона;

Для получения надежных данных о средних скоростях ветра на территории надо использовать внушительные объемы измерений в течение довольно долгого времени. Особенно подходят десятилетние образцы наблюдений.

Краткосрочное прогнозирование ветроэнергетики – сравнительно свежий механизм по сравнению с прогнозированием нагрузки. Для ветроэнергетики уровень точности не такой высокий, как для нагрузки. Опыт показывает, что объем производства в основном временном промежутке предсказуем. Впрочем, внушительные отличия могут обнаруживаться как в определении скорости ветра, так и в определении длительности данных ветров. Для управления энергосистемой нечеткость мониторинга так же важна, как и уровень точности.

Уровень точности усиливается при прогнозировании добычи на больших площадях. Для одной ветряной турбины значимость погрешности составляет от 10% до 20%. Для прогнозирования оттока площади значимость погрешности менее 10% [1].

1.2 Оценка влияния энергии ветра на энергосистему

Регулирование и обеспечение нагрузки

Последствия основательных сбоев системы могут быть весьма

значительными и дорогостоящими. Следовательно, твердость энергосистемы нужно поддерживать на очень высоком уровне. Энергия ветра воздействует на надежность и результативность энергосистемы. Эти влияния могут быть как положительными, так и отрицательными.

Важно понимать, как изменчивость и неопределенность ветровой энергии воздействует на размещение и применение запасов системы. Погрешности в прогнозировании силы ветра на внушительной местности обязаны сочетаться с другими ошибками, такими как определение ошибки при расчете нагрузки. Совместные решения при прогнозировании интенсификации спроса для удовлетворения сбалансированного спроса будут зависеть от размера региона, легкодоступного для балансировки, изменений изначальной нагрузки и того, как распределена либо сосредоточена ветровая энергия. Стоимость будет обусловливаться уровнем предельных затрат на способы балансировки или смягчения, используемые в энергосистемах в случаях высокой волатильности и неопределенности. Рыночные правила вдобавок обладают влиянием, так как техническая стоимость возможно будет отличаться от рыночной.

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, корреляции 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 перетоков мощности в нормальном режиме и анализ динамической устойчивости в переходном режиме.

Стабильность системы

Всевозможные виды ветряных турбин обладают разными характеристиками управления и, следовательно, различными способностями для поддержания синхронизации в системе в обычных и аварийных режимах. Это относится к мониторингу напряжения и мощности, а еще к реакции ветряной турбины на всевозможные аварии и сбои. Дислокация ветряных электростанций касательно фокусов нагрузки также будет обладать некоторым воздействием. Для обеспечения устойчивости ветряной турбины потребуются те же инструменты, что и в энергосистемах с обычными генераторами. Необходимы последующие изучения для испытания и разработки стратегий управления для обеспеченья стабильности энергосистем с разнообразными видами ветряных турбин с использованием свежих компонентов в ветряных электростанциях или близлежащих шинах [2].

2 Анализ существующих моделей и конструкций ветротурбин

2.1 Классификация ветротурбин

Ветряные турбины с постоянной скоростью

В этой главе описываются классический и новые концепции генераторов, которые в настоящее время применяются в крупных энергосистемах. С начала 20-го столетия применяются генераторы с постоянной скоростью вращения, независимо от скорости ветра скорость ротора турбины остается непрерывной и обусловливается частотой сети, передаточным числом и системой генератора. Особенно распространены ветряные турбины с постоянной скоростью, оборудованные асинхронным генератором, присоединенным непосредственно к сети, а также устройством мягкого запуска и конденсаторной батареей для снижения потребления реактивной мощности. Эти генераторы существуют для достижения наибольшей производительности при установленной скорости ветра. Для увеличения выработки электроэнергии, некоторые генераторы с постоянной скоростью имеют два набора обмоток: один для низких скоростей ветра, а другой – для средних и высоких скоростей ветра. Ветрогенераторы непрерывной скорости располагают последующими преимуществами, такими как надежность, простота, функциональность, невысокая стоимость. Имеются и недостатки, к ним можно отнести неуправляемое использование реактивной мощности, ограниченное управление активной мощностью. Всевозможные изменения скорости ветра подаются как изменения скорости вращения ротора генератора и, как следствие, возбуждают колебания энергии в сети. В слабых сетях колебания мощности могут привести к колебаниям напряжения, что, по сути, возможно приведет к немалым потерям в линиях.

Ветряные турбины с регулируемой скоростью

В последнее время ветряные турбины с контролируемой скоростью доминируют во всех смонтированных ветряных турбинах. Ветровые турбины с регулируемой скоростью изобретены для максимального увеличения аэродинамической производительности в широком спектре скоростей ветра. В отличие от турбин с постоянной скоростью, конструкция неустойчивой скорости удерживает неизменчивый крутящий момент генератора, а изменения скорости ветра возмещаются преобразованиями скорости генератора.

Электрическая система ветряной турбины с регулируемой скоростью более сложна, чем у ветрогенератора с постоянной скоростью. Обычно они обустроены индукционным или синхронным генератором и включаются к сети посредством преобразователя мощности. Преобразователь регулирует скорость генератора для того чтоб удары ветра поглощались через изменения скорости

ротора генератора и, следовательно, скорости ветряной турбины. Фактически, превосходствами ветряных турбин с регулируемой скоростью являются неплохой захват энергии, превосходное качество энергии и пониженное механическое давление на ветряную турбину. С другой стороны, к несовершенствам данной системы возможно отнести утечки энергии в преобразователе мощности, повышение числа компонентов, и вдобавок подорожание оборудования.

Применение ветряных турбин с контролируемой скоростью повышает число применимых видов генераторов и действительно выдает потенциал для комбинирования видов генераторов и видов преобразователей энергии.

2.2 Обзор концепций контроля мощности

Все ветряные турбины обустроены устройствами регулирования мощности. Имеется порядочно методов управления аэродинамическими силами, действующими на турбину, и соответственного лимитирования мощности при больших скоростях ветра, чтобы исключить угрозу повреждения ветряной турбины.

Наипростейший практический и доступный метод управления – это контроль приостановки лопастей (пассивное управление), когда лопасти зафиксированы под неизменным углом. Аэродинамическая установка ротора принуждает ротор останавливаться (терять мощность), когда скорость ветра превосходит обусловленный уровень. Соответственно, аэродинамическая мощь лопастей ограничена. Эта медленная настройка аэродинамической мощности приводит к меньшим колебаниям мощности, чем регулировка мощности из-за стремительного изменения наклона. К недостаткам предоставленного метода можно отнести падение КПД при низких скоростях ветра, отсутствие пусковой системы и изменение огромной установленной мощности за счет изменения плотности воздуха и частоты сети.

Иной тип управления – это управление наклоном (активное управление), при котором лопасти возможно крутить против ветра или от ветра, при этом выходная мощность становится больше или ниже, соответственно. В целом, превосходства данного типа управления – качественный контроль выходной мощности, поддержка при запуске и аварийной остановке. С точки зрения электрической системы, хороший контроль мощности означает, что при высоких скоростях ветра средняя выходная мощность близка к номинальной мощности генератора. К недостаткам можно отнести ненужную сложность из-за механизма регулирования тока и большие колебания мощности при высоких скоростях ветра. Мгновенная мощность будет отклоняться от номинального среднего значения мощности.

Третий допустимый тип управления – это управление активной остановкой. Как следует из названия, приостановка лопастей контролируется наклоном лопастей. При низких скоростях ветра лопасти склоняются так же, как у ветряной турбины, с регулировкой угла наклона лопастей для наибольшей

эффективности. Турбины с активным правлением остановки гарантируют более мягкое сдерживание мощности без значительных колебаний, как в случае ветряных турбин с регулированием наклона. Превосходство данного типа управления состоит в том, что он может компенсировать изменения плотности воздуха. Комбинация с механизмом наклона упрощает аварийную приостановку и включение ветряной турбины [3].

2.3 Обзор генераторов ветротурбин

В целом, ветряная турбина может быть оборудована трехфазным генератором всякого типа. Сейчас нужда в электроэнергии необходимого качества может быть удовлетворена через включение преобразователей частоты, даже если генератор производит неустойчивое напряжение переменной частоты или систематическое напряжение. Далее приведены ключевые разновидности генераторов, какие применяются в ветряных турбинах.

Асинхронные (индукционные) генераторы:

–асинхронный генератор с закрытым ротором (SCIG)

–асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG)

–индукционный генератор с оптическим правлением (OSIG)

–асинхронный генератор двойной мощности (DFIG)

Самый распространенный тип генератора в ветряных турбинах – индукционный. Он обладает такими достоинствами, как надежность и простота, невысокая стоимость, ключевым его несовершенством является необходимость наличия реактивного тока намагничивания. Асинхронный генератор не имеет постоянных магнитов и возбуждается отдельно. Следовательно, он вынужден брать ток возбуждения от другого источника и употреблять реактивную мощность. Магнитное поле генератора образовывается только тогда, когда он включен в сеть. Ротор асинхронного генератора может быть короткозамкнутым или синхронизированным по фазе.

Синхронные генераторы:

–синхронный генератор с фазным ротором (WRSG)

–синхронный генератор на постоянных магнитах (PMSG)

Синхронный генератор обладает более высокой стоимостью и более непростой конструкцией, чем индукционная машина той же мощности. Однако его бесспорное превосходство в том, что он не потребляет реактивную мощность из сети. В ветроэнергетике независимо применяются два обычных типа синхронных генераторов: синхронный генератор с фазным ротором и синхронный генератор с постоянными магнитами. Синхронный генератор с постоянными магнитами обширно применяется в ветряных турбинах из-за его способности к самовозбуждению, что дозволяет ему действовать с повышенным коэффициентом мощности и высоким КПД.

Далее приведены виды генераторов, какие могут быть использованы в будущих ветряных турбинах.

Некоторые виды генераторов:

–генератор высокого напряжения (HVG)
–переключаемый генератор магнитного сопротивления (SRG)
–генератор поперечного магнитного потока (TFG) [3].

2.4 Обзор современных конфигураций ветротурбин

Чаще всего используемые конфигурации ветряных турбин систематизируются по их способности управлять скоростью и по виду управления мощностью. Используя контроль скорости в качестве критерия, возможно отметить 4 всевозможных доминирующих типа ветряных турбин, как показано на рисунке 2.1.

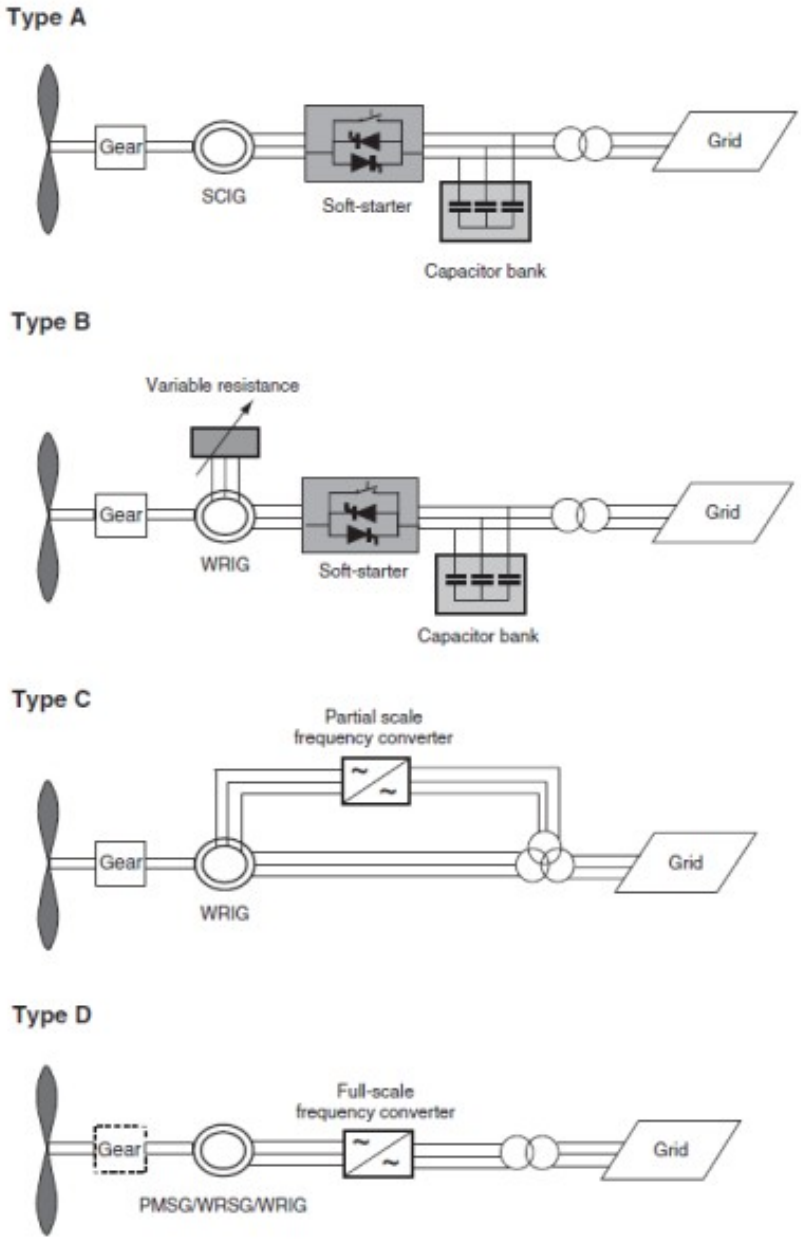


Рисунок 2.1 – Типовые конструкции ветротурбин

Конфигурации ветряных турбин еще возможно систематизировать по

типу управления мощностью: управление остановкой, управление наклоном, управление активной остановкой. В таблице 2.1 указаны различные виды ветряных турбин с учетом двух критериев (управление скоростью и управление мощностью). Любой комбинации этих двух критериев дается имя, сероватые зоны означают комбинации, которые в настоящее время не используются в отрасли ветряных турбин.

Таблица 2.1 – Концепции ветротурбин

Контроль скорости		Контроль мощности		
		Контроль остановки	Контроль наклона	Активный контроль остановки
Постоянная скорость	Тип А	Тип А0	Тип А1	Тип А2
Переменная сорость	Тип Б	Тип Б0	Тип Б1	Тип Б2
	Тип В	Тип В0	Тип В1	Тип В2
	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 прямо включен в сеть, как показано на рисунке 2.2.

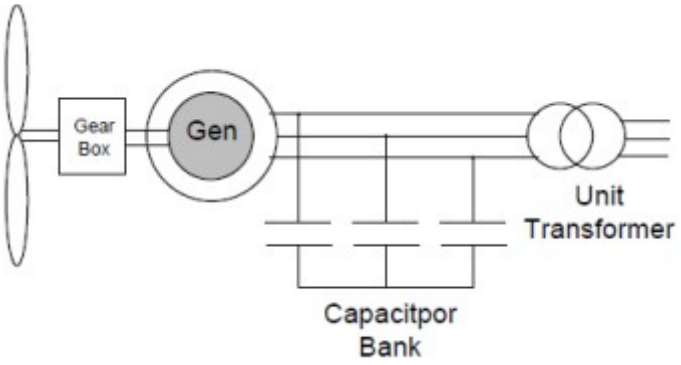


Рисунок 2.2 – Ветротурбина с постоянной скоростью вращения

Ротор турбины вертится с постоянной скоростью, характеризуемой частотой сети, передаточным числом редуктора и количеством пар полюсов. Ветряк с непрерывной быстротой вращения подключается к сети посредством устройства мягкого пуска. Асинхронный генератор потребляет реактивную мощность из сети, и конденсаторные батареи необходимы для компенсации реактивной мощности. Коробка передач применяется для преобразования энергии малоскоростной ветряной турбины в энергию вращения ротора скоростного генератора. Напряжение генератора увеличивается с помощью увеличивающего трансформатора до напряжения в точке подключения к сети.

Превосходства данной конфигурации – простота, достоверность и меньшая стоимость по сравнению с прочими видами ветряных турбин. Однако применение реактивной мощности не контролируется, изменения скорости ветра приводят к изменениям вращающего момента и выходной мощности, которые подаются в сеть. Колебания мощности могут вызвать огромные колебания напряжения, если ветряная электростанция подключена к слабенькой сети.

Риск утраты синхронности из-за мощного ускорения в случае падения напряжения и увеличения потребляемой реактивной мощности, особенно в послеаварийном режиме, также представляются несовершенствами данной ветряной турбины. Динамические характеристики асинхронного генератора не могут быть существенно улучшены. Предупредительные или корректирующие меры, которые могут использоваться для ограничения ускорения ветряной турбины во время падения напряжения, содержатся в усовершенствовании контроля наклона и обеспечении поддержки реактивной мощности в послеаварийном режиме с применением устройств FACTS. Установка данных устройств повысит ценность ветряной турбины.

Ветротурбина с переменным сопротивлением ротора

В ветряной турбине с переменным сопротивлением ротора генератор представляет собой асинхронную машину с заведенным ротором, прямо присоединенным к сети. Как и в случае ветряной22 турбины с постоянной скоростью, конденсаторные батареи нужны для обеспечения реактивной мощности асинхронной машины. Более четкое сетевое соединение достигается с помощью устройства мягкого пуска. Оригинальной спецификой данной концепции является добавочное регулируемое сопротивление ротора, которое возможно менять с помощью преобразователя с оптическим управлением на валу турбины. Зрительный контроль избавляет от необходимости установки и обслуживания дорогостоящих контактных колец и щеток. Противодействие ротора меняется и регулирует скольжение. Так регулируется выходная мощность этой турбины. Поменяв сопротивление ротора, возможно регулировать скорость ротора в границах 10% от синхронной скорости. Установка данного типа ветряной турбины представлена на рисунке 2.3.

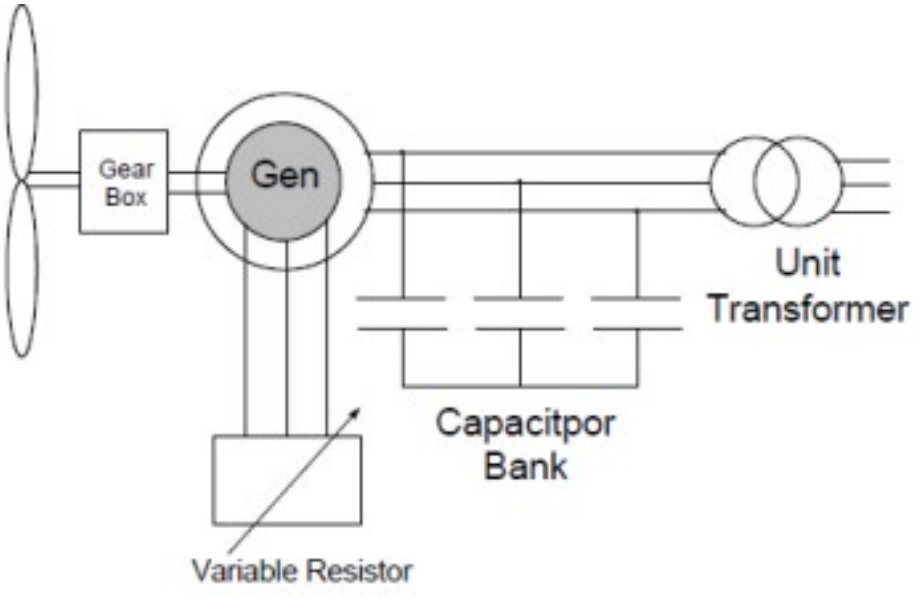


Рисунок 2.3 – Ветротурбина с переменной скоростью вращения и переменным сопротивлением ротора

Ветротурбина с неустойчивой скоростью вращения с полным преобразователем

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

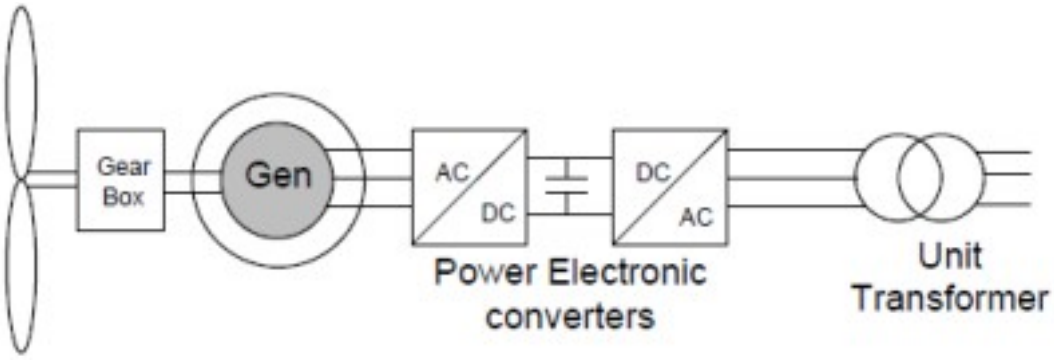


Рисунок 2.4 – Ветротурбина с полным преобразователем

Преобразователь мощности, присоединенный к статору, вынужден преобразовывать всю мощность генератора. Преобразователь частоты гарантирует компенсацию реактивной мощности и более мягкое подключение к сети. Возбуждение генератора может быть электрическим (синхронный генератор с возбужденным ротором) или с помощью постоянных магнитов (синхронный генератор с постоянными магнитами). Отдельные модели данного типа не имеют редуктора, однако применяют многополюсный генератор крупного диаметра. Ключевым превосходством данной установки является

наиболее подходящее динамическое поведение при возмущениях с минимальными переходными процессами, а также право рационализировать регулирование активной и реактивной мощностью и соответствовать запросам сети.

Ветряная турбина с регулируемой скоростью и индукционным генератором двойной мощности

В ветряной турбине с регулируемой скоростью и индукционной машине с двойным питанием, показанной на рисунке 2.5, применяется преобразователь мощности.

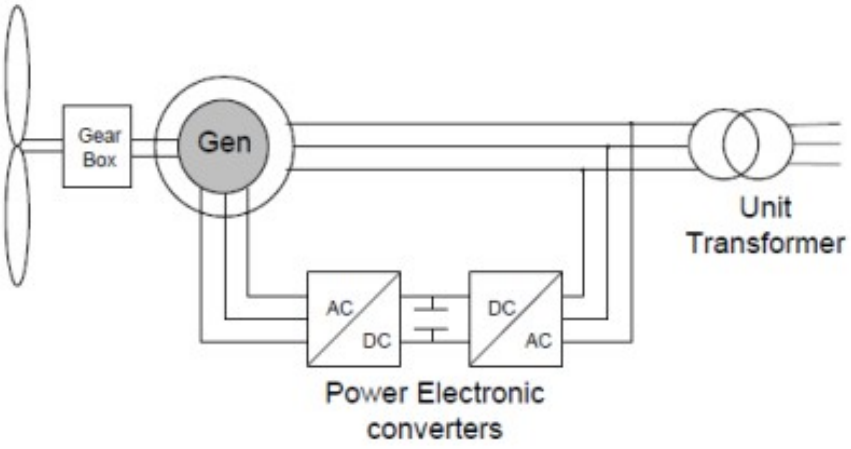


Рисунок 2.5 – Ветротурбина с асинхронной машиной двойного питания

Преобразователь подключен к ротору генератора, статор генератора прямо включен в сеть. По сравнению с ветряной турбиной с преобразователем полной мощности, данный тип больше годится для ветряных турбин внушительной мощности, поскольку лишь незначительная доля (обычно 20-30 %) всеобщей энергии проходит сквозь преобразователь мощности. Это позволяет установить преобразователь меньшей мощности и, как следствие, приводит к снижению затрат и потерь энергии в преобразователе [4].

2.5 Асинхронный генератор двойного питания

Асинхронный генератор двойной мощности имеет статор, аналогичный статору стандартного индукционного генератора, но вместо обычного ротора используется ротор с фазовой обмоткой. Фазовые обмотки ротора подсоединяются к распределительной коробке с помощью контактных колец ротора и угольных щеток.

Возникает вероятность использовать самостоятельный источник питания для обмоток ротора и статора (двойной источник питания). Ротор не включен прямо в сеть, он питается от инвертора. При использовании инвертора возможно управлять питанием ротора.

Ветряная турбина применяет принципы двойного индукционного генератора и системы переменной скорости. Это позволило употреблять

специфические взгляды двухступенчатой асинхронной машины с раздельным питанием статора и ротора от двух независимых трехфазных систем.

При применении ключевого принципа работы асинхронных генераторов с прямым подключением к линейной части генерируемой мощности скользящая мощность не используется. Эта потраченная впустую мощность, генерируемая в роторе, но не передаваемая, становится легко доступной для использования в сети с помощью индукционного генератора двойной мощности. Ротор еще возможно запитать от сети через инвертор. Таким образом, инвертор будет управлять током в роторе, и можно будет координировать активную и реактивную мощность, а также, при желании, коэффициент мощности (cosϕ).

Коэффициент мощности регулируется путем наложения частоты ротора и рабочей частоты инвертора. Результирующая частота, обретенная в сети, остается постоянной относительно скорости ротора. Это означает, что частота вращения ротора сможет отклоняться на ± 30%. Таким образом, можно использовать скорость, которая всячески зависит от мощности ветряной турбины при изменении скорости ветра.

Инвертор находится между ротором и точкой включения в сеть. Статор напрямую подключен к сети. По этой причине через инвертор подается лишь доля мощности (около 35%), и незачем рассчитывать инвертор для всей мощности генератора. Это приводит к экономии затрат по сравнению с системами с прямым инвертором и синхронными генераторами.

Асинхронный генератор двойной мощности сочетает в себе превосходства синхронной и асинхронной машины:

- Работает с разной скоростью
- Раздельное управление активной и реактивной мощностью

Используя принцип двойной подачи, генератор может постоянно работать как на вспомогательной, так и на сверхсинхронной скорости.

Трехфазный асинхронный генератор из-за своей конструкции надежен и просит минимального обслуживания. Это большое превосходство данной технологии. Это также стандартный, доступный и дешевый двигатель или генератор.

Асинхронный генератор двойной мощности обладает множеством технических превосходств по сравнению со стандартной асинхронной машиной. Однако при планировании системы следует учитывать высокую стоимость генератора и инвертора.

Применение асинхронного генератора двойной мощности в ветряной турбине внушительной мощности является компромиссом с экономической и технической точек зрения. Асинхронные генераторы двойной мощности уже применялись в различных ветроэлектростанциях, и данный опыт может быть использован в иных проектах.

Машины с двойной подачей, работающие в энергосистемах в качестве генераторов, имеют определенные превосходства перед обычными синхронными генераторами: они более стабильно функционируют в режимах полного потребления реактивной мощности, располагают огромной

динамической стабильностью, гарантируют компенсацию колебаний частоты и т.д.

3 Стандарты качества энергии ветровых турбин

Введение энергии ветра в сеть оказывает влияние на качество напряжения. Качество напряжения должно быть в определенных пределах в соответствии с условиями потребителя. Чтобы оценить воздействие, необходимо знать энергетические характеристики ветряных турбин, так как в конечном итоге может появиться неподходящая конструкция сетевого подключения. Зная энергетические характеристики любой ветряной турбины, можно оценить влияние на качество энергии как ветряной турбины, так и группы ветряных турбин.

Видя необходимость в согласованной документации о качестве электрической энергии, производимой ветряными турбинами, Международный электротехнический комитет (МЭК) активизировал свою работу в 1996 году. Результатом этой работы стал стандарт IEC 61400-21 (IEC, 2001), и в настоящее время многие крупные производители ветротурбин согласны с ним по данным о качестве электроэнергии.

IEC 61400-21 обрисовывает процедуры нахождения характеристик качества энергии для ветровых турбин. До разработки этого стандарта не существовало общепринятых процедур определения качества энергии ветряной турбины. Были приняты простые общие правила для определения параметров качества для подключения ветряных турбин к сети (например, мощность короткого замыкания 25 кВА или ветряная турбина не должна вызывать повышение напряжения более чем на 1%). Доказано, что этот метод гарантирует приемлемое качество напряжения, но приводит к необходимости дорогостоящей поддержки сети и ограничивает развитие ветропарков в распределительных сетях. Если ветроэлектростанция имеет огромную мощность или если сеть слаба, могут потребоваться дополнительные исследования для оценки влияния на стабильность и управление.

Характеристики качества энергии для ветровых турбин

По стандарту IEC 61400-21 данные параметры используются для анализа 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 с (ψ_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 непрерывная выходная мощность, которую турбина достигает в нормальных условиях.

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

Номинальная общая мощность, S_n, – это общая выходная мощность турбины при номинальной частоте и номинальном напряжении.

Номинальный ток, В – ток, который вырабатывается ветротурбиной в ходе работы с номинальной мощностью, частотой, напряжением.

Максимально допустимая мощность

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

Для турбин с пассивным управлением выходная мощность P_{mc} на 20% выше, чем у P_n.

Максимальная измеряемая мощность

Максимальная измеренная мощность в интервалах 60 секунд и 0,2 секунды служит двум целям: для настройки релейной защиты и для управления турбинами в изолированных энергосистемах.

В турбинах с переменной скоростью обычно $P_{60}=P_{0,2}=P_n$.

В турбинах с постоянной частотой $P_{0,2}> P_n$.

Реактивная мощность

Реактивная мощность ветротурбины представлена в виде таблицы средних значений за 10-минутный интервал с выходной мощностью от 0,1% до

100%. Реактивная мощность также указывается при измерении P_{mc}, P_{60}, $P_{0,2}$.

Ветряные турбины с асинхронным генератором, присоединенные непосредственно к сети, употребляют реактивную мощность в зависимости от выходной активной мощности. Потребляемая реактивная мощность просто возмещается конденсаторами.

Коэффициент колебаний

Колебания мощности, которые инициируют ветряные турбины, могут вызывать 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 вибрации – это нормализованная мера максимальной вибрации (в процентах) ветротурбины во время непрерывной работы:

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

где P_{st} – исходящие искажения от ветровой турбины

S_n – номинальная полная мощность ветротурбины

S_k – мощность короткого замыкания сети

Турбины с переменной скоростью имеют относительно небольшой коэффициент колебаний, хотя значения для турбин с постоянной скоростью могут варьироваться от средних до высоких.

Наибольшее количество операций переключения

В указанных случаях операции переключения непременно актуальны, так как вызывают 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).

Координация коммутационных операций зависит не только от влияния на напряжение сети, но и от того, как часто возможно реализовывать коммутацию. Потому следует указать количество переключений в течение 10-минутного периода и в течение 2-часового периода.

Шаговый коэффициент искажения

Шаговым коэффициентом искажения называется нормированная мера искажения от одной операции переключения ветротурбины. Определяется по формуле:

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

где T_p – длительность искажения напряжения от операции переключении

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 перелючения ветротурбины. Определяется по формуле:

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

Гармонические токи

Необходимо учитывать образование гармонических токов при постоянной работе турбины. Простые гармоники подсчитываются как средние значения за 10-минутный период для каждой гармоники до 50, тогда необходимо учитывать наибольшее общее гармоническое искажение тока. На данный момент нет четко согласованной процедуры измерения гармоник асинхронных машин, и нет органа, который фиксировал бы повреждения потребителей и оборудования ветрогенераторов [3].

4 Проблемы при интеграции ветровой энергии в сеть

4.1 Основные проблемы интеграции

Интеграция значительного количества энергии ветра в сеть не только возможна, но часто не требует значительных модификаций существующей сети. С технической точки зрения инженеры энергосистемы должны иметь в виду, что основной целью энергосистемы является обеспечение потребителей энергией из сети в любое желаемое время. Это условие также должно выполняться, если энергия ветра вводится в сеть. Сложность внедрения ветроэнергетики в сеть заключается в вероятностной природе ветра и относительно новых типах генераторов (таких как асинхронные двухэнергетические машины), которые используются в ветровых турбинах, но не широко распространены в традиционных энергосистемах.

Ключевая проблема внедрения энергии ветра в энергетическую систему складывается из двух аспектов:

– как удерживать устоявшийся уровень напряжения для всех потребителей энергосистемы

– как гарантировать баланс сил в энергосистеме

Зарубежные исследования в данной области показывают, что трудности интеграции ветроэнергетики во многом зависят от энергетической системы. Однако основные методы, которые использовались ранее, также могут быть применены к интеграции энергии ветра. Для разработки и управления энергосистемой кое-какие способы могут потребовать модификации.

Ключевая задача, которую определяет ветровая энергия, представлена на рисунке 4.1.

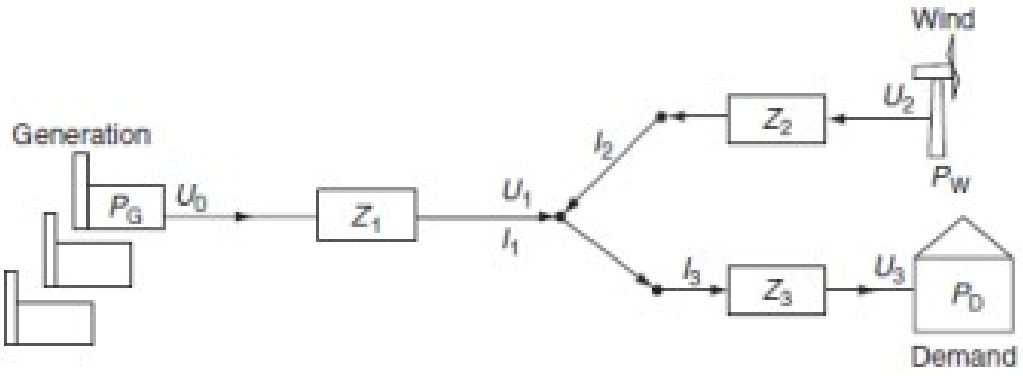


Рисунок 4.1 – Модель энергосистемы

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 – это сопротивления в линиях и трансформаторах.

Баланс активной мощности для данной энергосистемы:

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

где P_G – требуемая дополнительная энергия;

P_D – потребляемая энергия;

P_L – потери энергии;

P_W – энергия производимая ВЭС.

Это выражение справедливо для коротких и длительных периодов времени. Это выражение также показывает, что электричество не может храниться в электросети. Поэтому изменение нагрузки (или энергии ветра) должно быть одновременно сбалансировано выработкой электроэнергии в энергосистеме. Самая главная задача – обеспечить любого потребителя энергией в каждый момент времени по доступной цене. Три основных требования потребителей:

–Требование потребителя 1 – уровень напряжения должен оставаться постоянным, колебания напряжения в пределах ±5%

–Требование потребителя 2 – энергия должна быть доступна строго в то время, когда она нужна потребителю

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

Как и потребители, операторы ветроэлектростанций имеют четкие требования к существующей энергосистеме, чтобы быть уверенными в возможности продажи своей продукции.

–Потребность в энергии ветра 1 – как и потребители, ветроэлектростанции требуют установленного уровня напряжения в точке подключения, поскольку ветряные турбины работают на определенном уровне напряжения

–Потребность в энергии ветра 2 – владельцы ветропарков хотят иметь возможность продавать энергию, когда возможно производство энергии ветра, в противном случае энергия должна быть сброшена, что означает потерю дохода для производителя

–Потребность в энергии ветра 3 – высокая надежность энергосистемы требует высоких затрат. Проблема заключается в том, чтобы экономически эффективным образом согласовать требования потребителя с требованиями операторов ветроэлектростанций, даже в случае значительной доли энергии ветра в энергосистеме. Эта проблема будет рассмотрена более подробно на примере энергосистемы, показанной на рис. 4.1.

Первое требование потребителя: уровень напряжения в точке подключения к потребителю

Допустим, что в энергосистеме отсутствует энергия ветра и напряжение U_0 поддерживается постоянной генерацией P_G. Если нагрузка P_D изменится, то токи I_3 и I_1 также изменятся. Значит, следует 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. Имеются некоторые методы для исключения больших колебаний напряжения U_3:

– использовать значительно более мощную сеть (сопротивления Z_3 и Z_1 малы), это становится возможно если использовать более высокие напряжения линий и больших трансформаторов

– осуществлять контроль напряжения при помощи трансформаторов близких к U_3

– осуществлять контроль напряжения U_1 при помощи регулируемых трансформаторов или при помощи иного оборудования, которое контролирует напряжение, например, 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 доступная мера:

– использование регулируемого трансформатора вблизи U_2

Второе требование потребителя: при необходимости наличие энергии

Теперь, давайте предположим, что в сети отсутствует энергия ветра. Значит, когда потребитель решит увеличить потребление, энергия станет поставляться с тепловых электростанций.

Требования к балансировке нагрузки означают, что:

–энергосистема должна иметь первичное и вторичное регулирование мощности, чтобы соответствовать изменениям нагрузки

–эти электростанции всегда должны иметь резерв для увеличения мощности до уровня, необходимого для системы.

Если энергия ветра будет добавлена в сеть, в ней появится

дополнительный источник колебаний. По мере увеличения доли энергии ветра в энергосистеме требования к балансировке энергосистемы могут возрастать. Но первичное и вторичное регулирование будет производиться таким же образом, как было описано выше. Кроме того, если выработка энергии ветра уменьшится, это окажет такое же влияние на систему, как и увеличение нагрузки. Следствием этого является большая изменчивость в балансировании во время первичной и вторичной регуляции.

Добавочные системные требования для балансировки системы значительно зависят от индивидуальных данных системы: характеристик нагрузки, гибкости имеющихся электростанций, доли вводимой энергии ветра, географического месторасположения ветропарков.

Второе требование ветровой энергии: доступность сети при необходимости

Ветроэлектростанции должны поставлять энергию ветра в сеть в любое время, когда это возможно. В зависимости от энергосистемы и объема использования энергии ветра это может привести к перегрузке и нестабильности сети.

Третье требование потребителя: эффективность электроснабжения

Когда начинаем проектировать энергосистему, следует проводить анализ цены конкретного уровня надежности электроснабжения. Не имеется энергосистем, которые имеют 100% - ный уровень надежности.

Во-первых, любая энергосистема обязательно должна иметь соответствующий уровень мощности P_G для того, чтобы можно было удовлетворить максимальный спрос на энергию P_D+ P_L.

Для повышения надежности, необходимо построить дополнительные электростанции. В данном случае, если смотреть на это с экономической точки зрения, эффективнее отключить потребителей.

Во-вторых, должна существовать соответствующая пропускная способность сети для передачи энергии от генераторов потребителям. Потребители распределены по сети, соответственно, мощность сети должна быть достаточной для обеспечения любого потребителя электроэнергией.

Третье требование ветроэнергетики: надежность энергосистемы

Критический уровень мощности энергосистемы является значительной задачей в обеспечении установленного уровня надежности. Если мы возьмем определенную энергосистему, всегда будет шанс, что имеющиеся электростанции не сумеют покрыть пиковую нагрузку. Если в сеть будет добавлена энергия ветра, надежность повысится за счет покрытия дефицита энергии за счет энергии ветра. Внедрение энергии ветра в энергосистему позволит снизить мощность электростанций без снижения надежности энергосистемы.

Должно вдобавок учитываться, что в отличие от систем, в которых меняется лишь нагрузка, ветроэнергетические системы требуют наибольшего числа балансировочного оборудования для поддержания установленного уровня надежности.

Сейчас перейдем к вопросу передачи электроэнергии среди ветропарка и остальной сетью. Начнем с предположения, что ветровые ресурсы расположены в отдаленных районах на большом расстоянии от остальной части сети (сопротивление линий Z_2 будет большим), поэтому резервная система передачи между ветропарком и основной сетью будет дороже по сравнению с экономическими выгодами, которые она обеспечивает.

Кроме того, когда необходим стабильный уровень напряжения, сеть, обозначенная сопротивлением Z_2, должна иметь оборудование, используемое для регулирования напряжения. Альтернативой является то, что используемые ветряные турбины должны иметь низкую чувствительность к колебаниям напряжения.

Следует также отметить, что изменения напряжения от ветроэлектростанции повлияют на потерю напряжения на сопротивлении Z_1 [3].

4.2 Обеспечение баланса активной мощности в энергосистеме

Как правило в энергосистеме в установившейся системе должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощности системы, т.к. производящие станции обязаны производить мощность, равноправную мощности потребителей, и покрывать утечки в сети:

$$\sum P_r = \sum P_n = \sum P_u + \sum \Delta P, \qquad (4.2)$$

где $\Sigma P_г$ – выдаваемая активная мощность станции;

ΣP_n – суммарное потребление активной мощности;

ΣP_u – 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. Сокращение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, повышение обуславливает рост частоты. Иначе говоря, при $\Sigma P_г < \Sigma P_п$ частота уменьшается, при $\Sigma P_г > \Sigma P_п$ частота возрастает. Для наглядности можно представить систему, которая состоит из одного генератора и двигателя, какие вращаются с равной частотой. Как только мощность генератора убывает, частота понижается. Верно еще и обратное утверждение.

Первопричинами нарушения баланса активной мощности могут быть: а) аварийное выключение генератора; б) спонтанное усиление энергопотребления, например, усиление энергопотребления электронагревателями в результате внезапного мощного перепада температуры: в) аварийное выключение линий электропередачи или трансформаторов связи.

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

$$\Delta f = f - f_{ном} \quad (4.3)$$

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

Допустимое отклонение частоты: нормальное—в границах ±0,2 Гц и максимальное — в границах ±0,4 Гц.

Данные нормы отклонений частоты относятся к обычному режиму работы энергосистемы и никогда не распространяются на послеаварийные режимы [5].

4.3 Обеспечение баланса реактивной мощности в энергосистеме

При выработке и потреблении энергии на переменном токе единство вырабатываемой и потребляемой электроэнергии во всякий момент времени соответствует равенству вырабатываемой и потребляемой не только активной, но и реактивной мощности. Это утверждение может быть зафиксировано в виде выражения:

$$\sum Q_г = \sum Q_П = \sum Q_Н + \sum \Delta Q, \quad (4.5)$$

где $\Sigma Q_г$ – выдаваема 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 целом описывает обязательный уровень напряжения. Напряжения в узлах сети электрической системы некординально различаются от среднего уровня, и эта разница обусловливается конфигурацией сети, нагрузкой и иными факторами, воздействующими на падение напряжения. Баланс реактивной мощности для системы в целом не сможет установить необходимые требования к мощности источников реактивной мощности. Нужно оценить перспективу получения нужной реактивной мощности, как для всей системы, так и для единичных ее частей.

Необходимость появления оценки баланса реактивной мощности появляется при конструировании подсистемы регулирования напряжения-реактивной мощности АСДУ (автоматизированной системы диспетчерского управления). В некоторых вариантах изменения в балансовых условиях также оцениваются в оперативной практике, например, при введении новых устройств управления, установке определенных мощностей электростанций и изменении схемы сети.

Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению значения напряжения в сети. Когда генерируемая реактивная мощность делается больше потребляемой ($\Sigma Q_Г > \Sigma Q_П$), то напряжение в сети повышается.

При недостатке реактивной мощности ($\Sigma Q_Г < \Sigma Q_П$), напряжение в сети значительно понижается. Для того, чтобы пояснить эту связь, напомним, что, например, емкостный ток линии на холостом ходу усиливает напряжение на ее конце. Соответственно, излишек генерируемой реактивной мощности приводит к увеличению, а ее недостаток – к понижению напряжения.

В энергосистемах с дефицитом активной мощности уровень напряжения естественно ниже номинального. Активная мощность, недостаточная для выполнения баланса, подается в подобные системы из соседних энергосистем, в каких присутствует превышение генерируемой мощности.

Энергетические системы, испытывающие недостаток активной мощности, обычно также ощущают недостаток реактивной мощности [5].

5 Устойчивость энергосистем с ветрогенераторами

5.1 Режимы работы энергосистемы

Режим системы – это набор процессов в системе, какие устанавливают ее состояние в любой момент времени.

Параметры режима – индикаторы режима, отражающие условия работы системы. Параметры режима включают в себе значения мощности, напряжения, тока, частоты и т.

Все режимы работы электроэнергетической системы возможно разъединить на нормальный, аварийный и послеаварийный.

Обычный нормальный установившийся режим характеризуется долгим сохранением значений всех рабочих параметров бесперебойно работающих компонентов системы. В соответствии с установленным режимом разрабатывается электроэнергетическая система и определяются ее эксплуатационные характеристики.

Послеаварийный режим, возникающий после аварийного отключения какого-нибудь компонента или нескольких компонентов энергосистемы.

В процессе перехода система переходит из одного состояния в другое.

Переходные процессы, нормальные или аварийные, образующие переходный режим – систематические поочередные изменения параметров режима системы от момента возмущающего воздействия до момента начала нового нормального установившегося режима.

Обычные переходные процессы случаются во время текущей работы системы. Такие процессы случаются при обычных рабочих операциях: оперативном переключении, вводе и выводе компонентов системы, плановых изменениях нагрузочных мощностей и генерирующих мощностей генераторов, работе устройств автоматического управления.

Аварийные переходные процессы случаются во время перебоев системы, когда кое-какие элементы системы переходят в аварийное состояние.

Переходные процессы и переходные режимы стартуют с возмущающих воздействий – значительных первичных отклонений значений токов, напряжений, емкостей и иных параметров системы.

Но в качестве возмущающих воздействий могут выступать короткие замыкания, обрывы линий электропередачи и оперативное переключение в электрических сетях. Системные нарушения делятся на мелкие и крупные.

Значительными возмущениями называются начальные отклонения параметров режима, инициированные некоторыми резкими изменениями в системе электроснабжения, то есть активными возмущающими воздействиями, такими как короткие замыкания, переключение выключателей в электрической сети.

Устойчивость синхронной работы электрических машин при малых и больших возмущениях в электроэнергетической системе обязана быть сохранена. В зависимости от типа возмущений выделяют два основных типа устойчивости энергосистемы.

Статическая стабильность – это способность системы восстанавливать начальный режим после небольшого возмущения или режим, очень близкий к исходному, когда возмущение не устраняется. Динамическая устойчивость – это способность системы восстанавливать свое исходное состояние или близкое к исходному состояние после действия больших возмущающих воздействий [6].

5.2 Статическая устойчивость

Многочисленные основательные вопросы электромеханических переходных процессов рассматриваются с применением элементарных моделей электроэнергетических систем.

Особенно общераспространенными являются одномашинные и двухмашинные модели энергосистем. Самой несложной среди них является одномашинная модель энергосистемы, которая имеет другое название – модель «машина-шина».

Одномашинная модель энергосистемы представлена одной электростанцией (одним равносильным генератором), действующей через трансформаторные соединения и линию электропередачи одновременно с мощной концентрированной энергосистемой, приемные шины которой отмечены как шины безграничной мощности (SBM). Специфическими свойствами СБМ являются постоянное напряжение по модулю и постоянная

частота этого напряжения. При использовании SBM соответствующие системы питания обычно не изображаются на электрических схемах. В схемах замещения в качестве элемента, представляющего мощную систему, применяются шины бесконечной мощности.

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 Eq обозначается синхронная ЭДС генератора, источником U – напряжение на ШБМ.

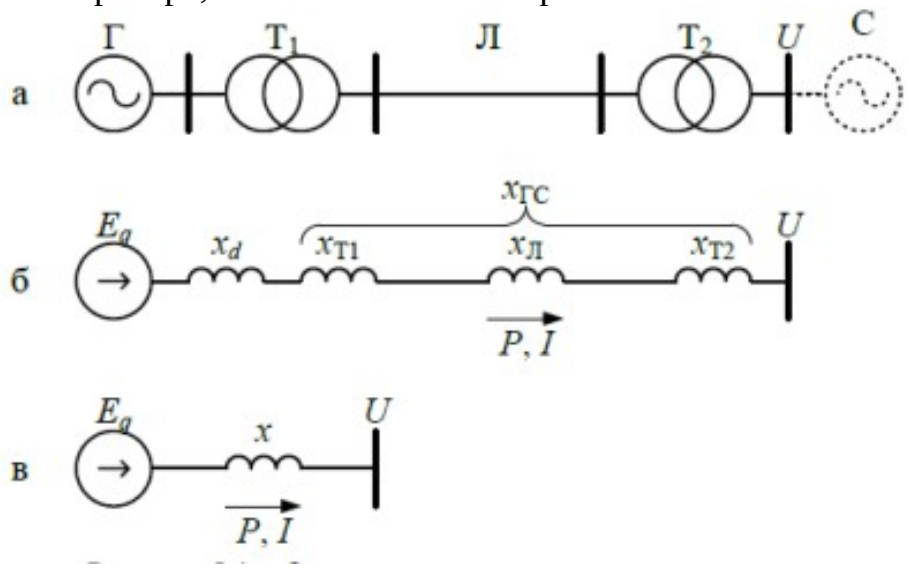


Рисунок 5.1 – Одномашинная модель энергосистемы

Угловой характеристикой генератора является геометрическое размещение точек, отвечающих всем вероятным значениям мощности, подаваемой от генератора в систему. В установившемся режиме от генератора передается только одно определенное значение мощности, которое отвечает определенному значению угла. Эта мощность P_0 равна мощности турбины $P_{T,}$ в следствии чего турбина, вал и ротор генератора удерживают равномерное вращательное движение.

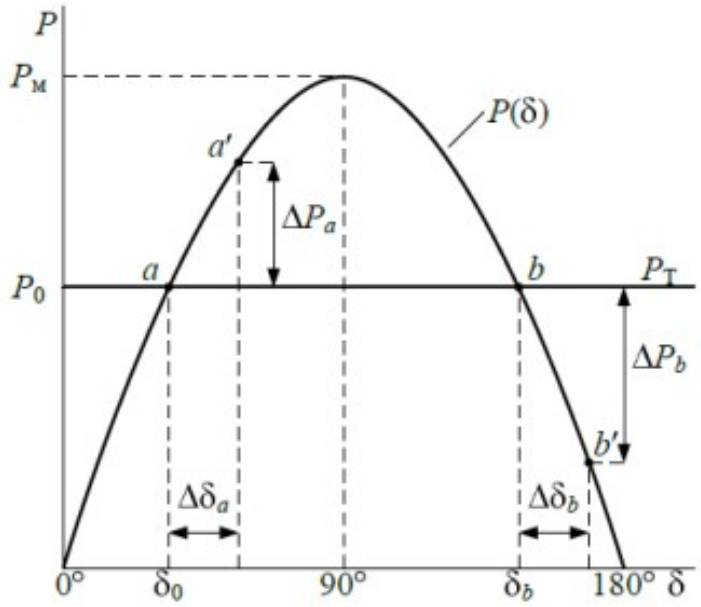


Рисунок 5.2 – Угловая характеристика генератора

Практический критерий статической устойчивости одномашинной энергосистемы:

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

При непрерывной работе не рекомендовано нагружать генератор на предельную мощность $П_м$, так как в этом случае любое ничтожное отклонение параметров режима возможно приведет к утрате синхронности и переходу генератора в асинхронный режим. В случае внеплановых возмущений гарантируется некоторый запас по нагрузке генератора, который характеризуется коэффициентом запаса по статической устойчивости:

$$K_{СТ} = \frac{P_M - P_0}{P_0} \qquad (5.2)$$

Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем предписывается, что в обычных режимах энергосистем обязан обеспечиваться запас, соответствующий коэффициенту $K_{ст} \geq 20\%$. В некоторых тяжёлых режимах, когда усиление перетоков мощности по линиям позволяет снизить ограничения потребителей или потери гидроресурсов, позволяется сокращение запаса по статической стабильности до $K_{ст} \geq 8\%$. В кратковременных послеаварийных режимах еще вынужден обеспечиваться запас $K_{ст} \geq 8\%$. В данном случае под кратковременными понимаются послеаварийные режимы продолжительностью до 40 минут, в течение этого отрезка времени диспетчер энергосистемы обязан 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:

$$K_U = \frac{U - U_{kp}}{U}, \qquad (5.3)$$

где U–напряжение в узле в данном режиме

U_{kp}–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 детального рассмотрения основных положений анализа динамической устойчивости рассмотрим явления, возникающие при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей одномашинной линии электропередачи (рисунок 5.3).

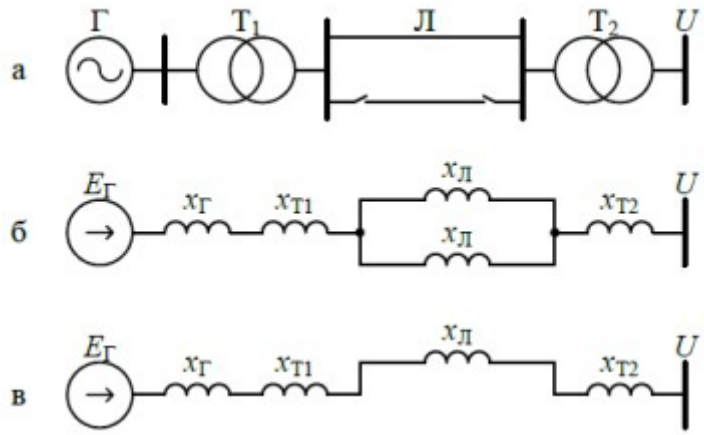


Рисунок 5.3 – Одномашинная энергосистема (а) и ее схемы замещения: для нормального режима (б) и режима с отключенной цепью (в)

Взаимное реактивное сопротивление цепи замены определяет максимальную угловую характеристику мощности генератора в начальном режиме. После отключения одной из цепей линии электропередачи будет получено новое сопротивление более высокого значения.

Поэтому максимум новой угловой характеристики будет иметь меньшее значение.

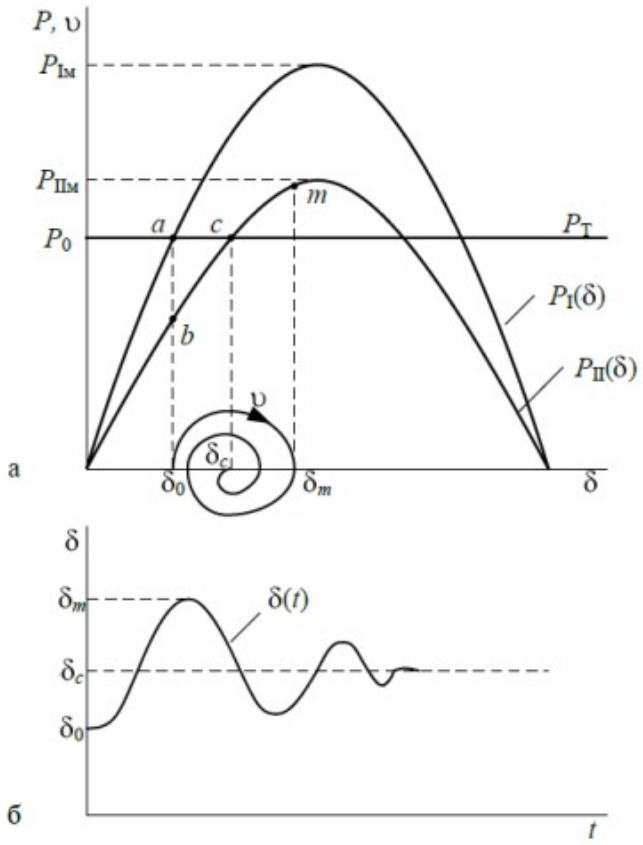


Рисунок 5.4 – Устойчивый динамический переход энергосистемы

Угол δ_0, мощность P_0 и скорость (частота) ω_0 соответствуют точке пересечения а мощностной характеристики турбины $P_{T(\delta)}$=const и угловой характеристики генератора $PI_{(\delta)}= P_{IM} \sin\delta$ 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 υ нарастает и становится наибольшей при значении угла δ_c.

В точке с 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 с 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 υ примет нулевое значение, то избыточный момент на валу ротора генератора становится вновь ускоряющим. Относительная скорость υ ротора опять начинает возрастать до выпадения генератора из синхронизма. Такой характер нарушения устойчивости называется динамическим.

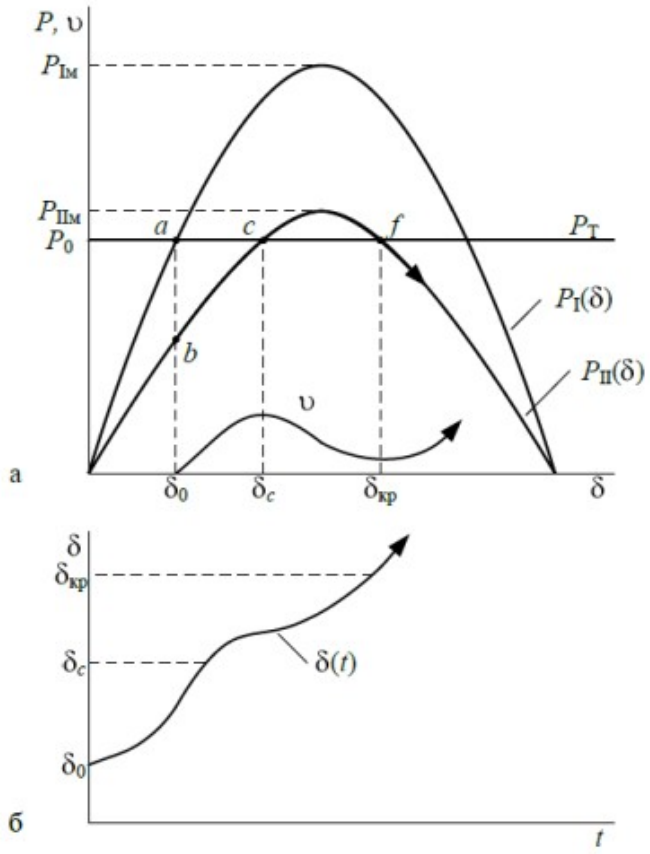


Рисунок 5.5 – Неустойчивый динамический переход энергосистемы

Можно сделать вывод, что основной 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 рассматриваются проблемы динамической устойчивости ветрогенераторов с асинхронными двухэнергетическими машинами, подключенными к бесконечной электрической сети. Доля энергии ветра в энергосистеме будет увеличиваться, и в будущем постепенно начнется замена традиционных синхронных генераторов, что может повлиять на поведение энергосистемы в целом. Необходимо изучить влияние энергии ветра на динамическую устойчивость, чтобы выявить потенциальные проблемы и разработать меры по их решению. Динамическая устойчивость энергосистемы определяется генераторами. До сих пор почти вся электроэнергия вырабатывалась традиционными синхронными генераторами, подключенными к сети. Поведение синхронных генераторов, подключенных к сети в различных условиях, изучалось десятилетиями и хорошо известно. Ветряные турбины используют другие типы генераторов, такие как индукционный генератор с замкнутым контуром или генераторы, подключенные к сети через преобразователи мощности. В результате поведение ветрогенераторов может отличаться от поведения синхронных генераторов.

До недавнего времени считалось, что вкладом ветряных турбин в обеспечение стабильности системы можно пренебречь. Однако с увеличением мощности ветропарков стало ясно, что отключение крупных ветропарков повлечет за собой потерю значительной части генерирующих мощностей в сети, что, в свою очередь, может привести к потере стабильности. Ранее во время нарушения в сети ветряные турбины отключались от сети и не участвовали в обеспечении динамической устойчивости системы. Такие ветроэлектростанции имели небольшую мощность. В настоящее время мощность ветропарков увеличивается. Отключение крупных ветропарков от электросети приводит к большой потере мощности. В странах с большой долей ветроэнергетики руководящие принципы эксплуатации сетей требуют, чтобы ветряные турбины оставались в сети в течение определенного периода времени.

Операторы энергосистем в странах с большой долей производства ветряных турбин внесли некоторые дополнения в рекомендации по эксплуатации энергосистем, которые требуют, чтобы ветряные турбины оставались в сети во время аварий в течение определенного периода времени [7].

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

–Короткое замыкание в сети

–Неполнофазный режим

–Скачки напряжения в сети

–Увеличение или уменьшение мощности ветрогенератора вследствие изменения скорости ветра

–Короткое замыкание на нагрузке

В целях обеспечения устойчивости и качества энергии был разработан регламент поставки энергии для установок мощностью более 1,5 МВт. На

самом деле это относится ко всем современным ветряным турбинам. Процедура подключения к сети меняется и адаптируется к масштабному расширению ветроэнергетики. Такая адаптация приведет к необходимости получения информации о поведении ветроэнергетического агрегата в сети. Чтобы определить влияние увеличения энергии ветра на устойчивость системы и модернизировать систему, необходимо создать динамические модели ветровых турбин и провести моделирование возмущений для изучения динамической устойчивости энергосистем с большим количеством энергии ветра.

6.2 Аггрегированное моделирование ветроферм для исследования устойчивости

Агрегированное моделирование крупных ветропарков для изучения устойчивости энергетических систем делится на два типа. Первый вид – это подробное представление всех ветротурбин, вырабатывающих энергию, внутренней структуры ветропарка и схемы его подключения к энергосистеме. Система питания на другой стороне точки подключения может быть представлена упрощенным образом. Эквивалентная сеть может быть представлена одной или небольшим количеством линий передачи между точкой подключения ветроэлектростанции и бесконечными шинами питания, представляющими энергосистему. Сопротивление линии электропередачи зависит от мощности короткого замыкания сети электропередачи в точке подключения ветроэлектростанции. Параметры эквивалентного генератора основаны на концентрированной мощности и концентрированной инерции, соответствующих фактическим генерирующим блокам внешней энергосистемы. Такое упрощенное представление энергосистемы возможно для группы синхронно вращающихся синхронных генераторов традиционной сети.

Второй тип моделирования описывает упрощенные модели крупных ветроэлектростанций, которые встроены в подробные модели крупных энергетических систем, которые используются для анализа устойчивости. В этом случае внимание сосредоточено на коллективном воздействии крупных ветропарков на крупные сети. Это означает, что ветроэлектростанция может быть представлена одним эквивалентным генератором. Энергосистема может включать в себя несколько крупных или малых ветроэлектростанций. В этом случае они будут представлены их эквивалентными моделями.

Для этого моделирования принимаются следующие допущения:

–Мощность эквивалентного ветрогенератора равна сумме мощностей всех ветротурбин, входящих в состав ветроэлектростанции

–Реактивная мощность эквивалентного ветрогенератора в точке подключения к сети равна нулю

Использование эквивалентной машины вместо детальной модели с большим количеством ветряных турбин снижает сложность анализа. Основное внимание уделяется интеграции ветропарков в крупные энергосистемы. Это упрощение также оправдано, поскольку традиционные тепловые

электростанции представлены как упрощенные, эквивалентные машины. Если модель энергосистемы сложна и включает в себя несколько электростанций с центрами нагрузки, передающими и распределительными сетями, то ветроэлектростанция 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 используемым инструментом в электросетевой промышленности. PSS/E предназначена для исследования энергосистем, работы генераторов в установившихся и переходных режимах, программа может быть использована для расчетов и различных анализов, включая расчет потоков мощности, построение оптимального потока мощности, симметричные и асимметричные короткие замыкания, создание эквивалентной сети, динамическое моделирование.

Расчет перетоков мощности

Расчет потоков мощности является важным инструментом, который включает в себя численный анализ энергетических систем. В отличие от традиционного анализа, исследование потоков мощности упрощается с использованием однострочной модели и относительных единиц измерения.

Изучение потоков электроэнергии имеет важное значение для планирования и будущего расширения существующих энергосистем. Исследование потоков мощности может быть использовано для определения наилучшей и наиболее эффективной конфигурации энергосистемы.

Динамическое моделирование

Динамическое моделирование включает в себя набор инструментов для изучения переходных процессов, статической и динамической устойчивости. Динамическое моделирование используется для обеспечения надежности энергосистемы и прогнозирования поведения энергосистемы в различных условиях, выявления проблем и разработки мер по обеспечению надежности. Путем тестирования моделей ветряных турбин становится возможным анализировать влияние ветряных турбин на сеть.

Многие производители ветряных турбин создают модели своих ветряных турбин в программе PSS/E и используют их для проверки соответствия ветряных турбин требованиям сети, но большинство из этих моделей не являются общедоступными. В настоящее время в библиотеке программ PSS/E общедоступна только одна динамическая модель ветротурбины с асинхронным генератором двойной мощности.

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.

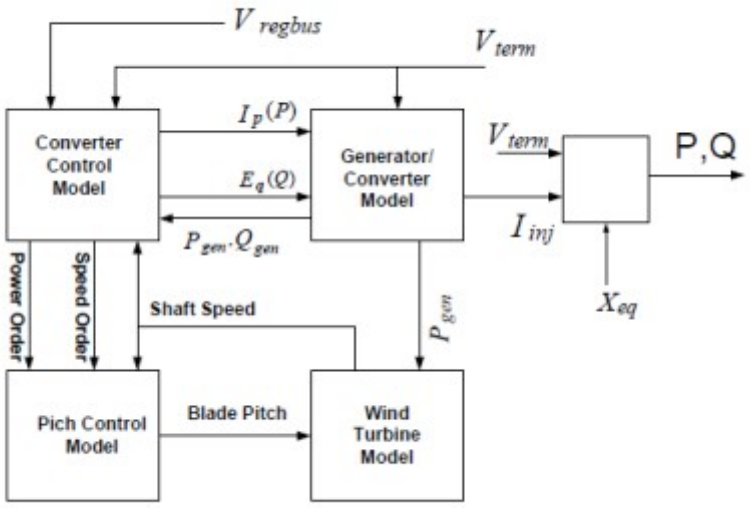


Рисунок 6.1 – Структура модели ветротурбины

Генератор / преобразователь модели WT3G1 является эквивалентом генератора и преобразователя, он обеспечивает взаимодействие ветротурбины с сетью. Модель электрического управления WT3E определяет количество активной и реактивной мощности, которая должна подаваться генератором в сеть. Ветротурбина с асинхронной машиной двойной мощности мощностью 2 МВт принята в качестве базовой и будет использоваться во всех моделях [4].

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

7.1 Модель энергосистемы

Тестовая модель энергосистемы состоит из двух ветроэлектростанций мощностью 120 МВт (1,501 на схеме) и одной электростанции с синхронными генераторами мощностью 300 МВт (601 на схеме). Ветроэлектростанции подключены к сети 110 кВ с помощью двух повышающих трансформаторов мощностью 63 МВА. Синхронные генераторы общей мощностью 300 МВт также подключаются через повышающие трансформаторы. Схема подключения синхронных генераторов показана увеличенной с целью упрощения расчетов. Схема сети показана на рис.7.1.

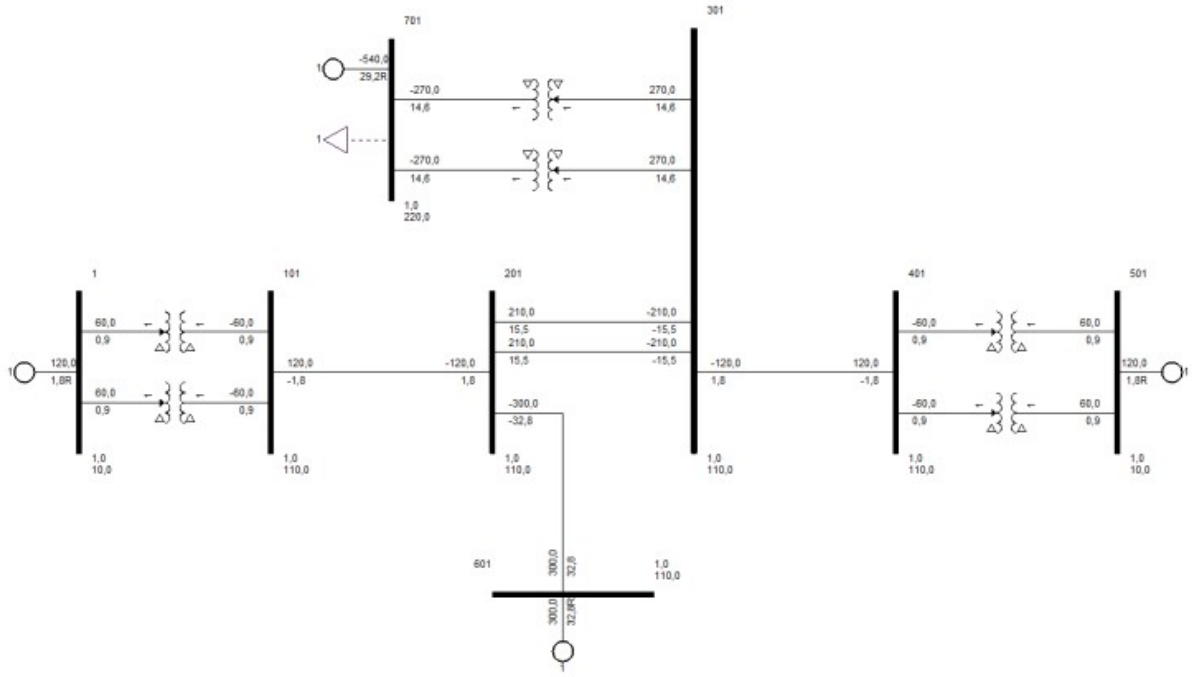


Рисунок 7.1 – Схема энергосистемы

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 есть одна нагрузка, которая остается постоянной в каждом эксперименте. Причина, по которой нагрузка остается постоянной, заключается в низкой чувствительности системы к изменениям нагрузки во время моделирования и рациональном количестве имитаций.

Модель трансформатора

Для обеспечения надежности электроснабжения для подключения ветроэлектростанции были выбраны два маломощных трансформатора вместо одного большого трансформатора. РПН трансформатора в модель не входит, так как время его работы значительно превышает продолжительность переходного процесса.

Присоединение к сети

Подключение к сети производится при напряжении 220 кВ, в программе PSS/E сеть представлена в виде классического синхронного генератора с бесконечно большим моментом инерции и мощностью короткого замыкания. В моделировании подключение к сети используется для высвобождения и поглощения избыточной энергии.

7.2 Исследование динамической устойчивости модели

На первом этапе был проведен расчет потоков мощности, который показал, что отклонение напряжения во всех точках сети находится в пределах нормы. Чтобы оценить стабильность этой системы, мы моделируем самоподавляющееся короткое замыкание на шине 301. Графики, полученные в ходе моделирования, показаны на рисунках 7.2 – 7.4.

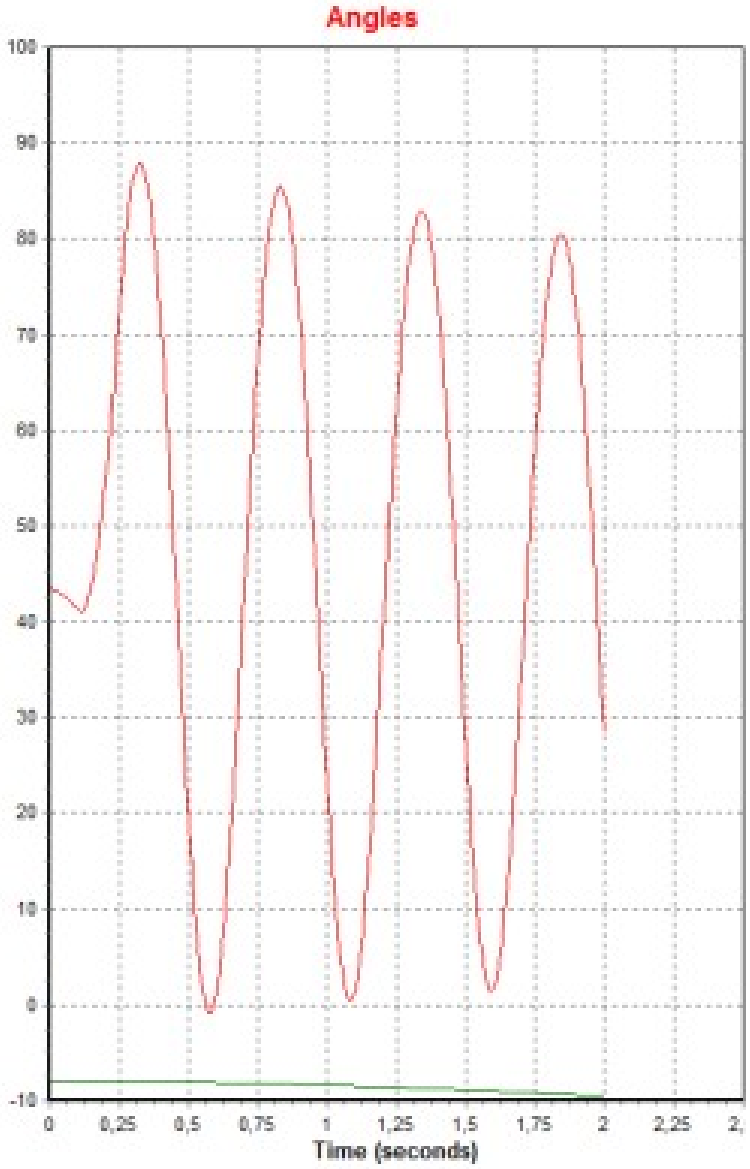


Рисунок 7.2–График изменения угла

Как видно из рис. 7.2, в случае короткого замыкания на шине 201 в течение 0,15 секунды синхронные генераторы системы совершают стабильный динамический переход. Амплитуда колебаний угла синхронного генератора постепенно уменьшается.

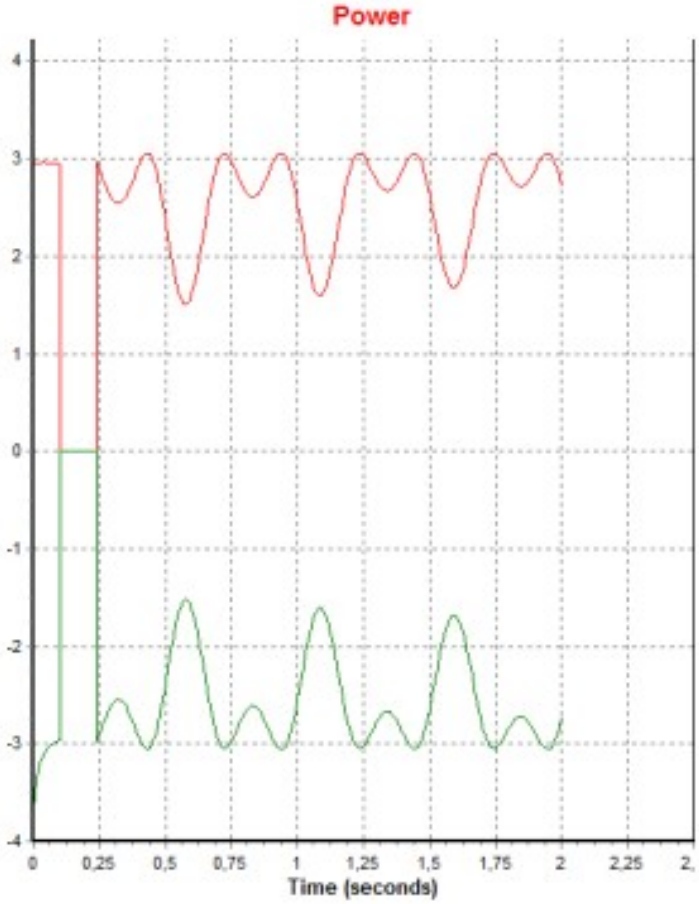


Рисунок 7.3 – График изменения выдаваемой и потребляемой мощности

На рис. 7.3 показаны колебания генерируемой и потребляемой мощности тестируемой энергосистемы. На рис. 7.3 показано, что колебания затухают.

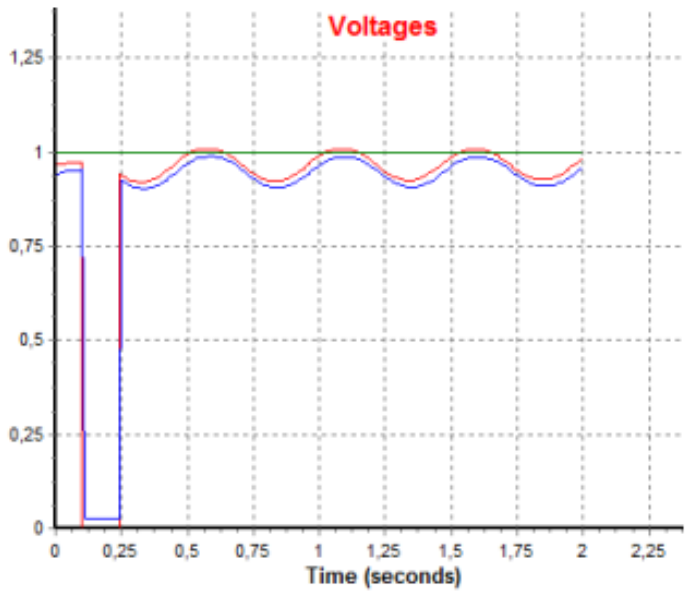


Рисунок 7.4 – График изменения напряжения

На рис. 7.4 показано, что короткое замыкание не влияет на напряжение в

системе, поскольку система имеет бесконечную мощность. Напряжение синхронных генераторов падает до нуля, затем восстанавливается прежнее значение. Напряжение ветроэлектростанции при коротком замыкании падает до 0,05 и также восстанавливается в течение пяти секунд.

Далее мы имитируем короткое замыкание на шине 301 с последующим отключением одной из двух параллельных линий между шинами 201 и 301. Графики, полученные в ходе моделирования, показаны на рисунках 7.5 – 7.7.

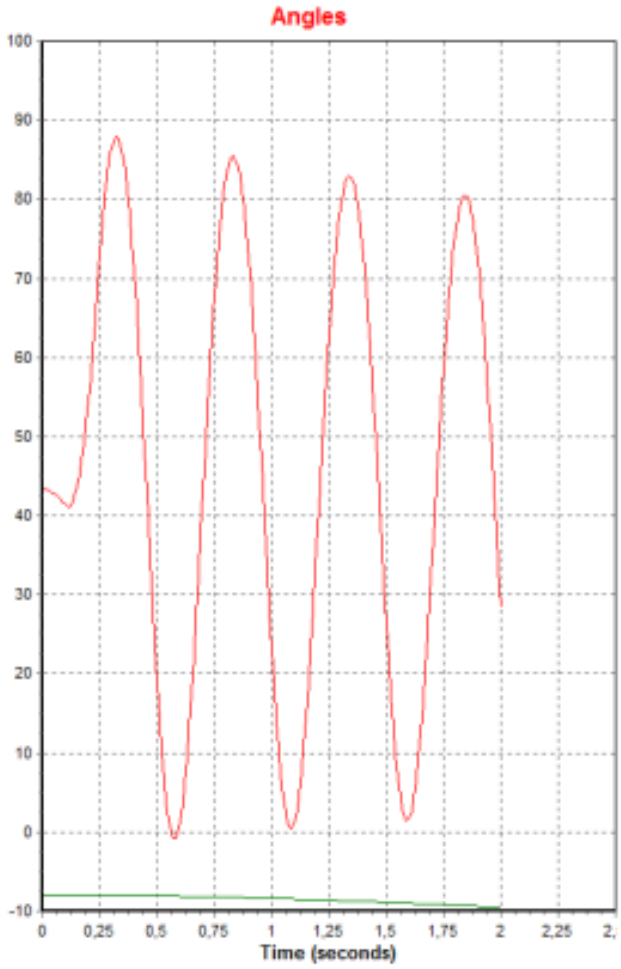


Рисунок 7.5 – График изменения угла

Как видно из рис. 7.5, в случае короткого замыкания на шине 201 в течение 0,15 секунды синхронные генераторы системы совершают стабильный динамический переход. Амплитуда колебаний угла синхронного генератора постепенно уменьшается.

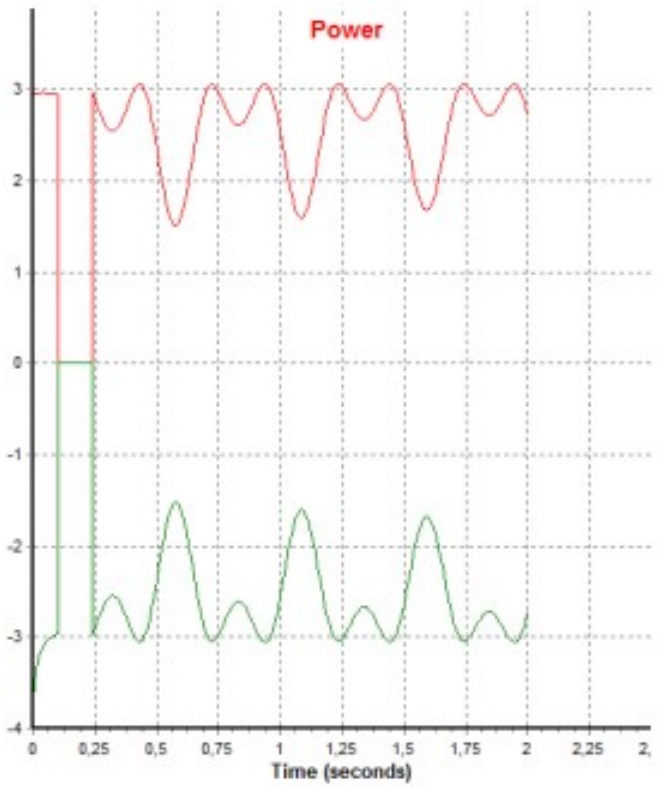


Рисунок 7.6 – График изменения выдаваемой и потребляемой мощности

На рис. 7.6 показаны колебания генерируемой и потребляемой мощности тестируемой энергосистемы. На рис. 7.6 показано, что колебания затухают.

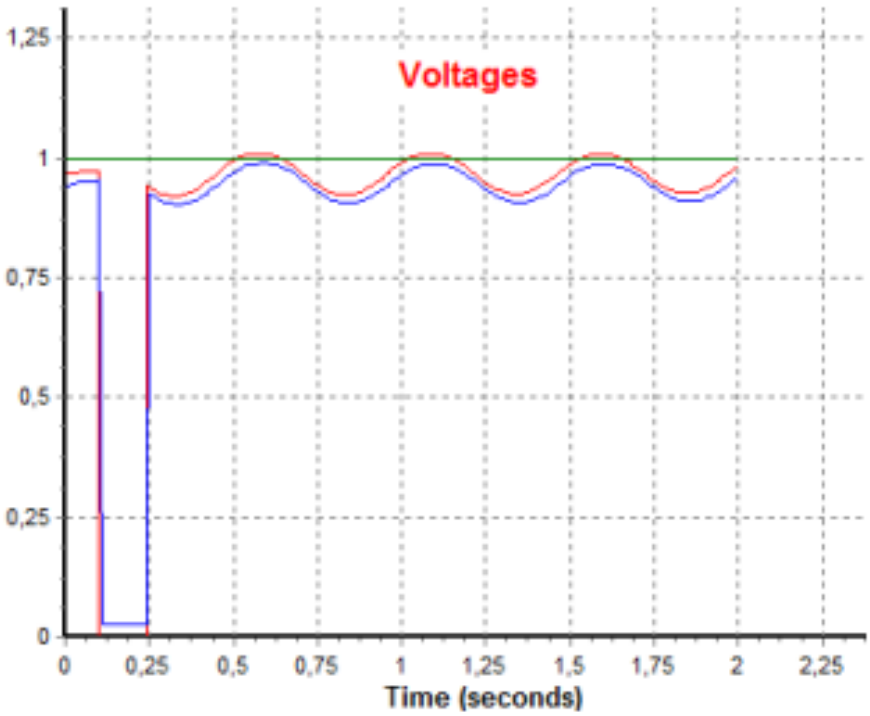


Рисунок 7.7 – График изменения напряжения

На рис. 7.7 показано, что короткое замыкание не влияет на напряжение в

системе, поскольку система имеет бесконечную мощность. Напряжение синхронных генераторов падает до нуля, затем восстанавливается прежнее значение. Напряжение ветроэлектростанции при коротком замыкании падает до 0,05 и также восстанавливается в течение пяти секунд.

В качестве третьего эксперимента мы моделируем короткое замыкание на шине 501 в точке подключения ветроэлектростанции к сети с последующим ее отключением. Результаты моделирования показаны на рисунках 7.8–7.10.

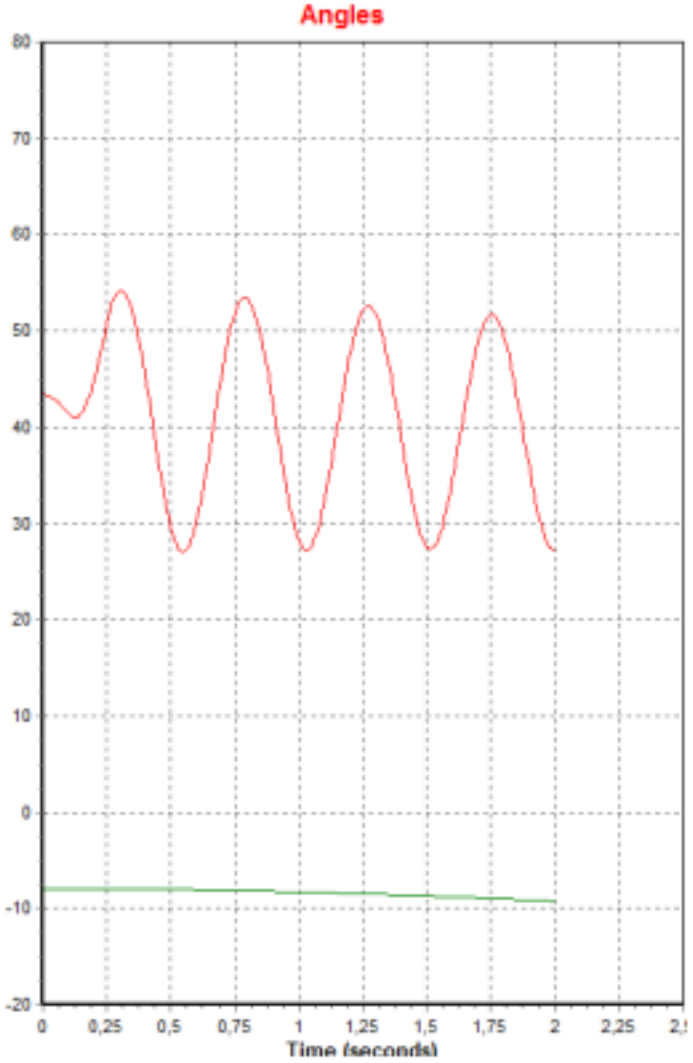


Рисунок 7.8 – График изменения угла

На рис. 7.8 показано, что амплитуда колебаний угла поворота синхронного генератора меньше, чем при предыдущих возмущениях. Колебания затухают. Динамическая стабильность синхронных генераторов и системы не нарушается при отключении крупной ветроэлектростанции.

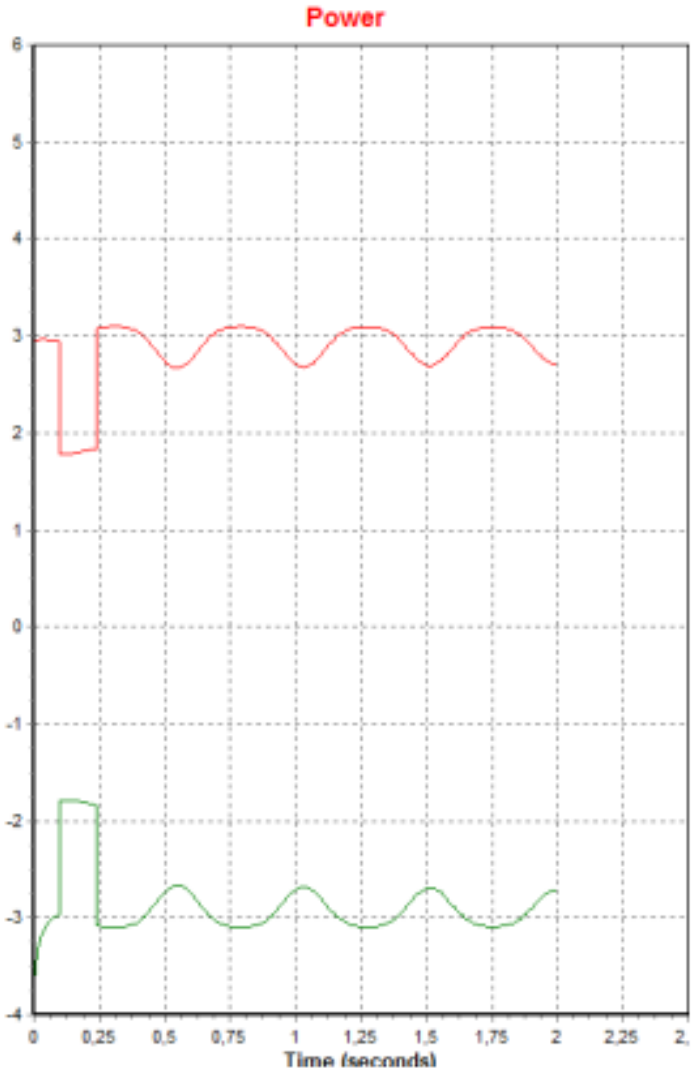


Рисунок 7.9 – График изменения мощности

На рис.7.9 показан график выходной мощности синхронного генератора и график потребления мощности бесконечной электрической сетью. Колебания мощности исчезают через промежуток времени, равный десяти секундам.

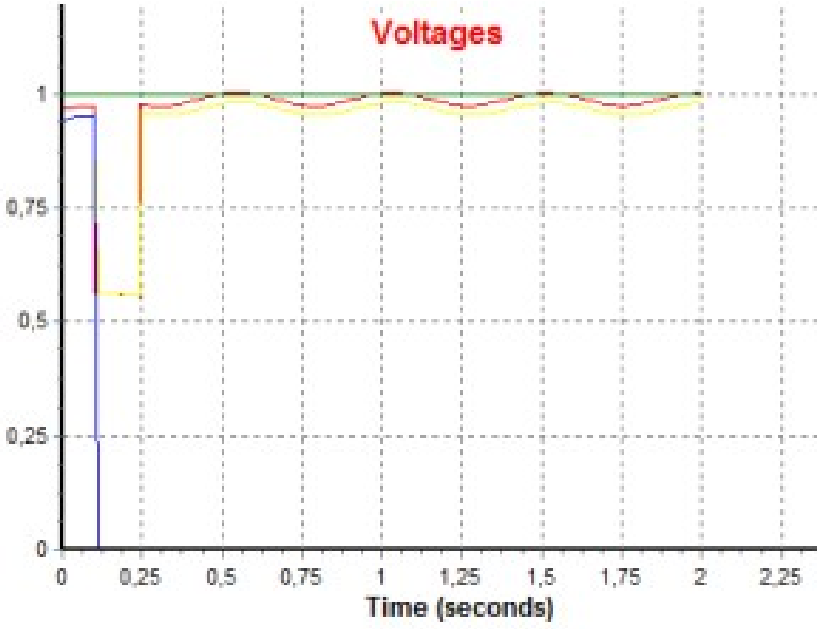


Рисунок 7.10 – График изменения напряжения

В момент короткого замыкания в точке подключения ветроэлектростанции 501 к сети напряжение на ветроэлектростанции 1 и электростанции 601 падает до 0,55 о.е., затем, после отключения ветроэлектростанции 501, напряжение на остальных энергоблоках восстанавливается до нормированного значения для послеаварийного режима. Из этих экспериментов можно сделать вывод, что внедрение крупных ветропарков в энергосистему не оказывает негативного влияния на динамическую устойчивость энергосистемы.

8 Анализ влияния на динамическую устойчивость замены синхронного генератора на ветроферму

8.1 Анализ текущего состояния и перспектив развития ТЭЦ

Основным объектом исследования в данной главе является тепловая электростанция общей установленной мощностью 556 МВт, которая снабжает промышленных и бытовых потребителей теплом и электроэнергией напряжением 6, 35 кВ и выводит избыточную электроэнергию в сеть напряжением 110 кВ. Структурная схема этой тепловой электростанции показана на рис. 8.1.

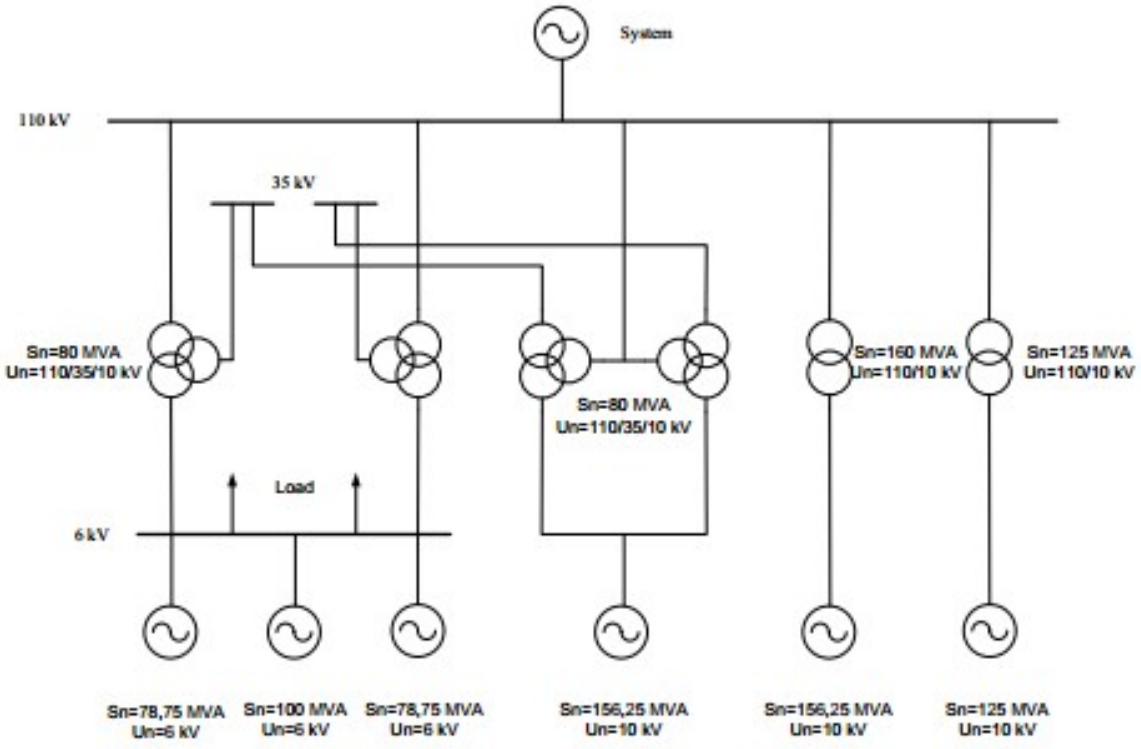


Рисунок 8.1 – Структурная схема ТЭЦ

Параметры генераторов представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры генераторов [8]

Тип	$U_{ном}$, кВ	S_{nom}, МВА	$P_{ном}$, МВт	$P_{макс}$, MW	$Cos\varphi_{ном}$
ТФ-63-2У3	6	78,75	63	69,3	0,8
ТФ-80-2У3	6	100	80	85	0,8
ТВФ-63-2У3	6	78,75	63	69,3	0,8
ТФ-125-2У3	10	156,25	125	140	0,8
ТФ-125-2У3	10	156,25	125	140	0,8
ТВФ-120-2У3	10	125	100	120	0,8

Параметры повышающих трансформаторов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Параметры силовых трансформаторов [8]

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_в$,кВ	$U_с$,кВ	$U_н$,кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_{кз}$, %
ТДТН80000/110	80000	110	35	6	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН80000/110	80000	110	35	6	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН80000/110	80000	110	35	10	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДТН80000/110	80000	110	35	10	28,5	140	0,7	10,5 17,5 6,5
ТДЦ160000/110	160000	110		10	65	450	0,5	10,5
ТДЦ125000/110	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-63-2УЗ	ТФ-80-2УЗ	ТВФ-63-2УЗ	ТФ-125-2УЗ	ТФ-125-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ
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 этой ТЭЦ начался в 2010 году. Для завершения процесса реконструкции требуется замена генератора № 3. В этой главе мы предлагаем исследовать возможность замены синхронного генератора на ветроэлектростанцию и оценить влияние этого решения на динамическую устойчивость.

На первом этапе в рамках программы PSS/E была построена модель этой

тепловой электростанции. Модель показана на рис. 8.2.

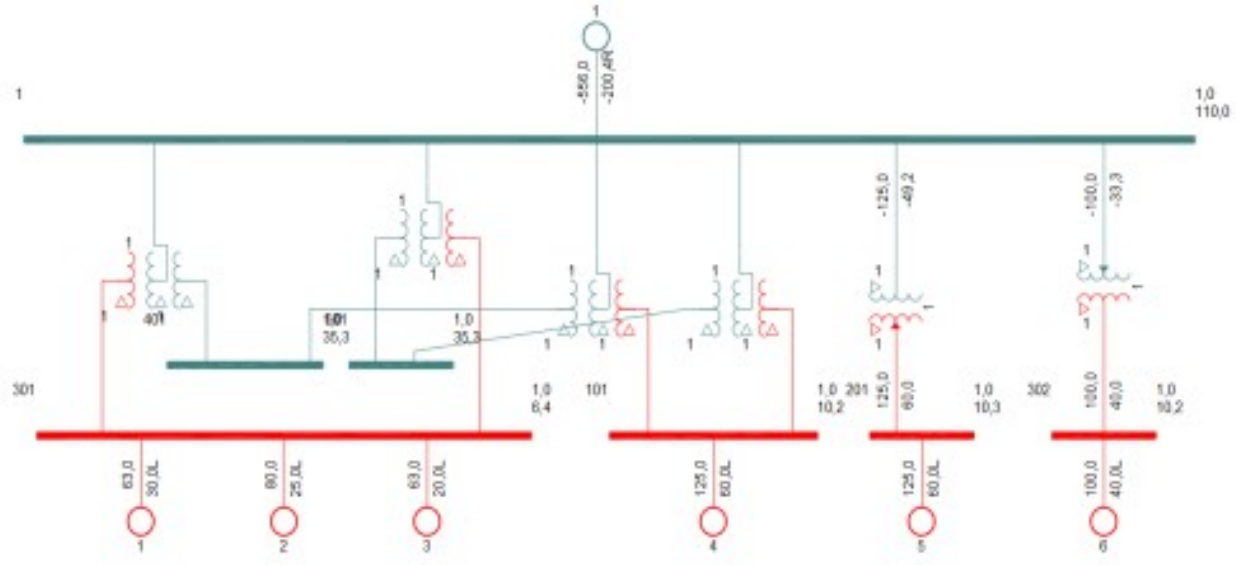


Рисунок 8.2 – Модель ТЭЦ в программе PSS/E

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

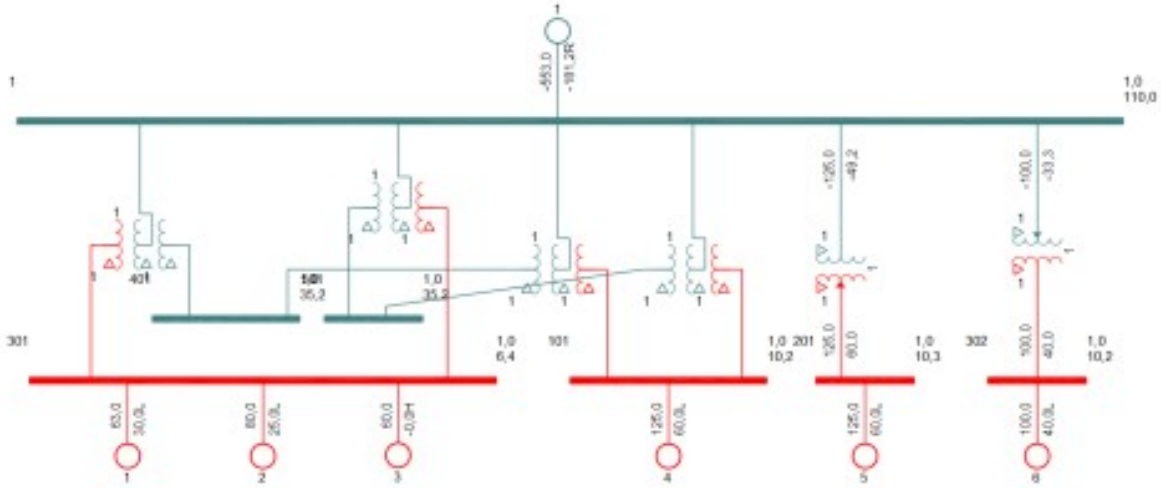


Рисунок 8.3 – Модель ТЭЦ с ветрофермой

На рис. 8.3 показано, что в обычном режиме ветроэлектростанция, состоящая из асинхронных машин двойной мощности, не производит, а потребляет реактивную мощность.

С целью оценки влияния замены синхронного генератора № 3 на ветропарке общей мощностью 60 МВт, состоящей из тридцати ветротурбин мощностью 2 МВт, на динамическую устойчивость были исследованы две из этих систем.

8.2 Разработка конфигурации и выбор оборудования ветрофермы

Для строительства ветропарка были выбраны генераторы FDGMG2 мощностью 2 МВт.

Ветротурбины мегаваттного класса FDMG2 спроектированы в соответствии с современными европейскими стандартами контроля качества проектирования и производства, а также стандартами ограничения акустического загрязнения. Они оснащены микропроцессорной системой управления с возможностью организации компьютерной сети, датчиком скорости и направления ветра, системой принудительного вращения по ветру, системой изменения угла установки лопастей. Системы безопасности обеспечивают автоматическую защиту от штормов и молний. Высококачественные материалы и высококачественное производство позволяют ветрогенераторам работать 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	30ºС ~ +40ºС	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	Управление	Ручное управление поворотом на ветер
	Механический тормоз на вторичном валу редуктора		
	Грозозащита		

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	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$, кВ		$U_{кз}$,%	$P_{кз}$,кВт	$P_{хх}$,кВт	$I_{хх}$,%	Схема соединения обмоток
		ВН	НН					
ТМ-2500/10	2500	6,3	0,69	6,5	24	4,1	1,3	Y-Yн - 11

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

Модель ветрофермы в программе PSS/E приведена на рисунке 8.4.

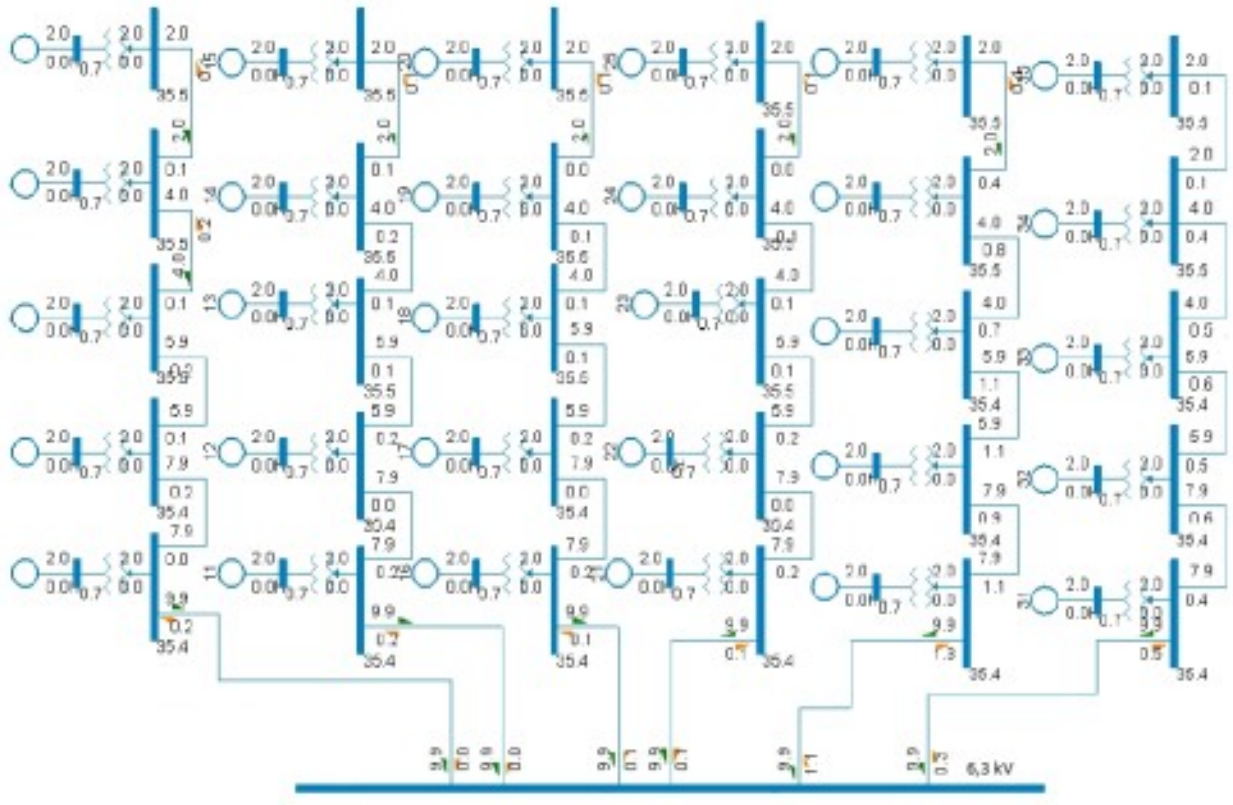


Рисунок 8.4 – Модель ветрофермы в PSS/E

8.3 Моделирование и анализ установившегося режима

Данные для моделирования ветрофермы приведены в таблицах 8.6 – 8.8.

Таблица 8.6 – Данные трансформатора ветротурбины

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

Таблица 8.7 – Данные ветрогенераторов

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

Таблица 8.8 – Данные кабелей 6 кВ

Сечение	I, А	R, Ом/км	X, Ом/км	$C*10^{-6}$, 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 стационарного состояния выполняется для определения потоков мощности через каждую линию и трансформатор и получения данных об уровне напряжения в каждой точке. Расчет потоков мощности показывает, что ветряные турбины потребляют различное количество реактивной мощности в зависимости от длины и проводимости кабелей 6 кВ. Внутренняя сеть ветроэлектростанции потребляет 1,6 МВАр реактивной мощности, а потеря активной мощности в режиме максимальной нагрузки составляет 1 МВт. Все линии и трансформаторы работают в допустимом диапазоне нагрузок. Уровень напряжения во всех узлах находится в пределах нормы [9].

8.4 Моделирование динамической симуляции

Динамическое моделирование проводилось на основе расчета потоков мощности. Было проведено несколько экспериментов по анализу реакции ветряных турбин на различные возмущения. Наиболее значительным возмущением является трехфазное короткое замыкание на шине 110 кВ. Короткие замыкания на других шинах также были смоделированы для оценки динамического поведения ветровых турбин.

Моделирование проводилось в следующих условиях:

–В ближайшей к ветроэлектростанции сети 110 кВ происходит трехфазное

короткое замыкание.

–Короткое замыкание происходит через 1 секунду после начала моделирования

–Короткое замыкание устраняется через 0,18

Влияние возмущений, возникших на стороне 110 кВ, не оказывает серьезного влияния на стабильность энергосистемы. На рис. 8.5 показано, что возмущение в точке подключения ТЭЦ к сети на стороне 110 кВ и отключение ветроэлектростанции не оказывают серьезного влияния на традиционные синхронные генераторы, которые поддерживают синхронность.

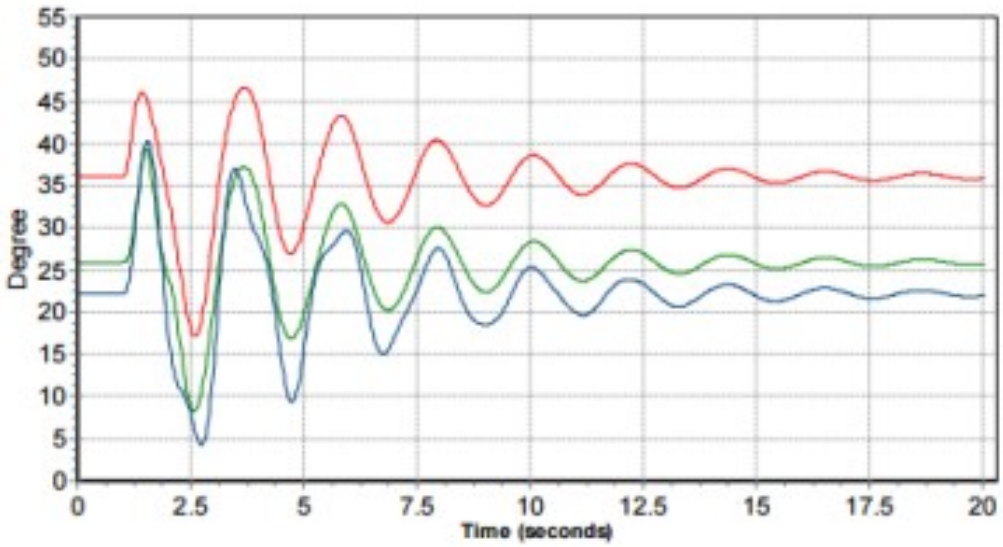


Рисунок 8.5 – Устойчивый динамический переход генераторов

На рис. 8.6 показано отклонение частоты в системе и ветротурбине для случая, когда ветротурбина остается в сети после отключения цепи. Колебания частоты находятся в допустимых пределах.

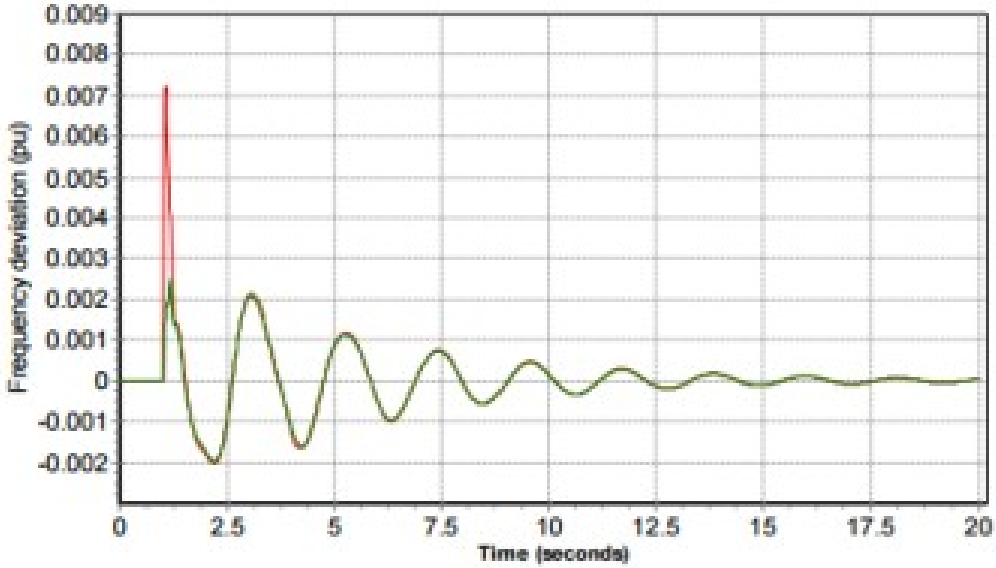


Рисунок 8.6 – График отклонения частоты

Изменения активной и реактивной мощности

Рисунок 8.7 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.

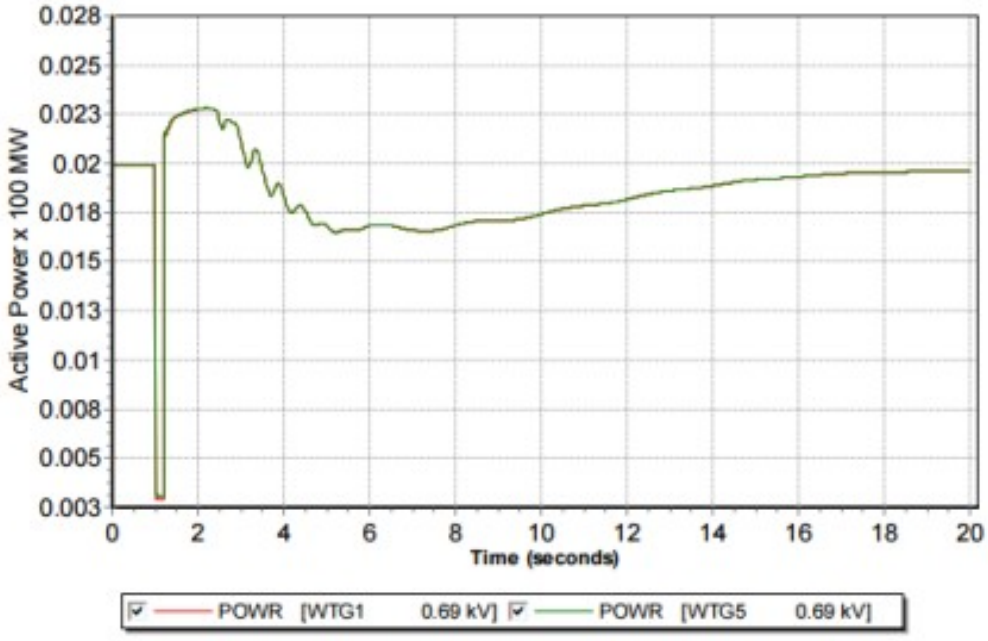


Рисунок 8.7 – График активной мощности

График реактивной мощности ветряных турбин показан на рис. 8.8. До того, как произошло короткое замыкание, реактивная мощность генератора была равна нулю, а коэффициент мощности был равен единице. Во время короткого замыкания активная мощность генератора уменьшается, в то время как мощность турбины остается постоянной. Во время закрытия каждая турбина выдает в сеть 0,35 МВАр реактивной мощности, в общей сложности ветроэлектростанция выдает в сеть 18 МВАр.

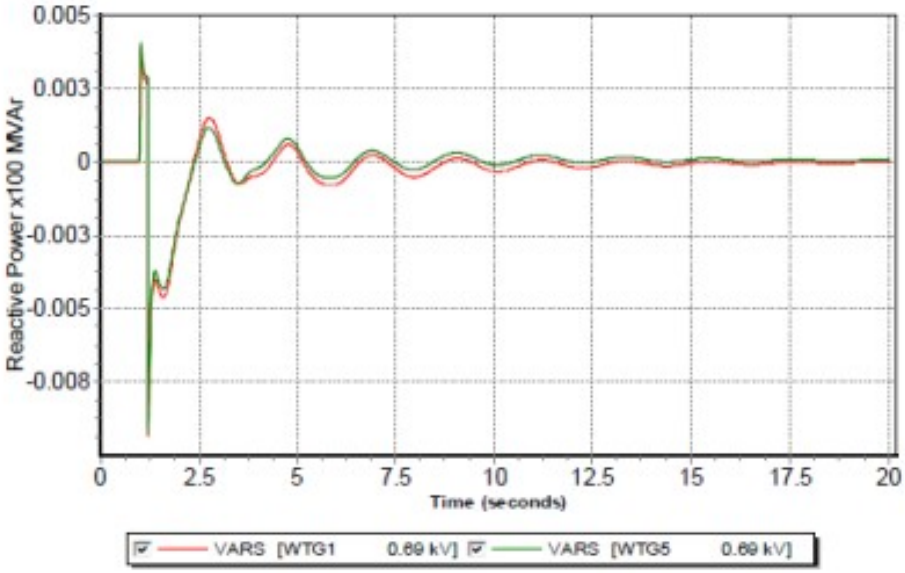


Рисунок 8.8 – График активной мощности

Изменения напряжения

В системе существует множество типов замыканий. В этом случае рассматривается трехфазное короткое замыкание в сети 110 кВ, так как оно генерирует наибольший ток короткого замыкания. В случае короткого замыкания напряжение на ветротурбине равно нулю. При длительных коротких замыканиях напряжение на ветряных турбинах зависит от сопротивлений кабелей, трансформаторов, линий и конфигурации сети и не равно нулю. На рис. 8.9 показано, что при коротком замыкании шины 110 кВ напряжение на поврежденной шине падает до нуля. Напряжение на ветротурбине показывает тот же график, за исключением того, что оно падает до 0,23 о.е. Остаточное напряжение на всех ветротурбинах ветроэлектростанции находится в диапазоне от 0,23 до 0,25 о.е., в зависимости от местоположения. Напряжение на шине 35 кВ составляет 0,11 о.е.

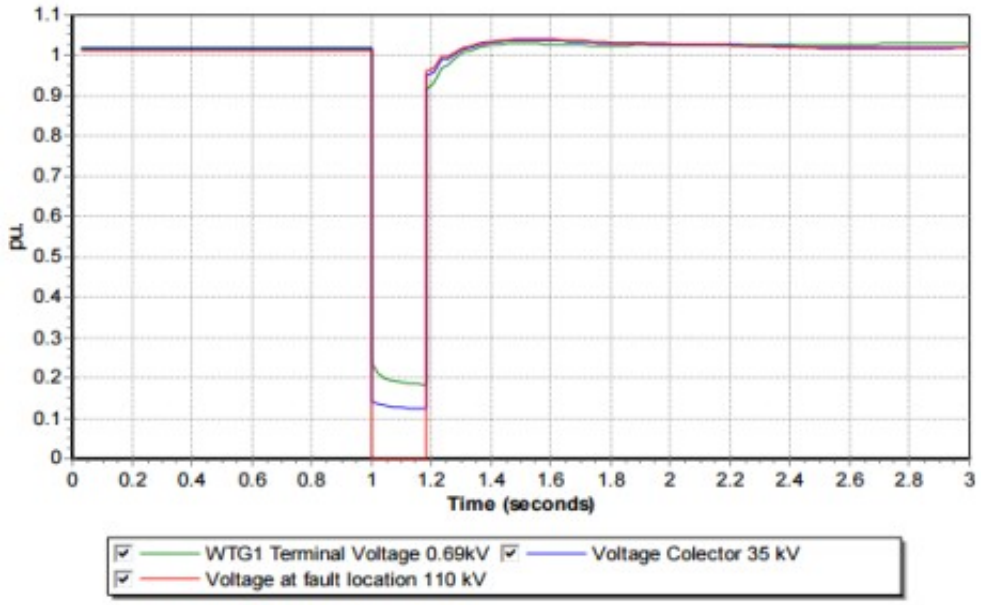


Рисунок 8.9 – График напряжений на шинах

После устранения короткого замыкания напряжение на шинах 110, 35 и 0,7 кВ постепенно восстанавливается до уровня 0,98 о.е. примерно за 1,5 секунды.

В этом эксперименте была проанализирована энергетическая система с большой долей энергии ветра. Правильное и детальное моделирование энергосистемы становится все более важным для операторов энергосистем. Исследование проводилось с целью определения основных технических требований к ветропаркам, подключенным к энергосистемам. Для оценки влияния ветроэлектростанций на стабильность и надежность сети был проведен анализ потоков электроэнергии, токов короткого замыкания и динамический анализ. Можно сделать общий вывод о том, что введение 60 МВт энергии ветра в испытываемую энергосистему не оказывает негативного влияния на динамическую устойчивость синхронных генераторов этой тепловой электростанции [10].

9 Моделирование энергетических характеристик ветра

Главной характеристикой ветра, характеризующей его интенсивность и эффективность применения энергии ветра, является его средняя скорость за определенный период времени, например, за день, месяц, год или несколько лет. Средняя скорость ветра – это среднее арифметическое, полученное в результате серии измерений скорости, проводимых через систематические интервалы времени в течение установленного периода. При использовании предоставленных метеонаблюдений о средних скоростях ветра подобает учитывать, что они отвечают определенным рельефным и ландшафтным условиям в районе метеостанции и определенной высоте над поверхностью Земли. Эти условия могут кардинально различаться от станции к станции. Следовательно, принято приводить среднюю многолетнюю скорость ветра к относительным условиям открытости и ровности местности. Известно, что скорость ветра усиливается по мере его удаления от подстилающей поверхности и воздушный поток делается более устойчивым [11].

Кроме систематического изменения параметра случайной величины – средней скорости ветра, в зависимости от открытости местности и высоты над поверхностью Земли, имеется еще постоянное временное изменение средней скорости ветра, обусловленное определенным устойчивым характером изменений погодных условий в течение года.

Значительными составляющими инвентаризации энергии ветра являются временные характеристики скорости ветра: дневной ход средней скорости ветра и годовой ход средней скорости ветра. Эти характеристики временной зависимости средней скорости ветра главны для оценки не только ветроэнергетического потенциала определенной территории, но и эффективности его применения с учетом степени согласованности графика ветроэнергоснабжения с графиком электрической нагрузки потребителей. Кроме значения средней скорости ветра, имеется ряд параметров, необходимых для нахождения потенциала ветра. К этим параметрам относятся: максимальная скорость ветра, количество последовательных дней (часов), когда скорость ветра превышает 5 м/с; длительность периодов безветрия или непрерывного ветра. Скорость ветра всегда меняется, и, следовательно, меняется его энергия. Значительным энергетическим признаком является «Повторяемость разных градаций скорости ветра», которая рассматривается как процент времени, в течение которого отслеживалась определенная градация скорости ветра. Эта характеристика главна для расчета энергии и других параметров, важных для расчетов мощности ветра, связанных с оценкой временных промежутков работы ветроэлектростанции при разных скоростях ветра. Особо известными приближениями повторяемости скорости ветра в ветроэнергетике в середине прошлого века были табличные распределения Колодина, Гуллена и Гринцевича. Аналитические функции Рэлея-Максвелла и Вейбулла в настоящее время наиболее часто применяются для аппроксимации функции

распределения.

Автор произведения «Ресурсное и технико-экономическое обоснование масштабного развития ветроэнергетики» В. Николаев предложил следующий способ нахождения ветроэнергетического потенциала (ВЭП). При разработке способов аппроксимации автором были разработаны табличные функции Гринцевича. Суточный ход скорости ветра определяется в работе по среднесуточной изменчивости для региона, полученной из безразмерных, приведенных к среднемесячным за четыре периода (ночь, утро, день и вечер) данных о скоростях ветра на всех метеостанциях осматриваемого места либо региона. В статье досконально рассматриваются ландшафт местности, доступность и модифицирование скорости ветра с учетом высоты башни ветротурбины. Николаев В. он является основным разработчиком метеорологической и аэрологической базы данных «Флюгер», которая всецело охватывает статистические обобщения данных продолжительного погодного зондирования местности и содержит информацию о годовом и суточном ходе термодинамических и динамических (скорость и направление ветра) характеристик, сведения об их профилях высот и функциях распределения, а также сведения о периоде наблюдений, высоте станций, а также характеристиках рельефа и подстилающей поверхности в местах месторасположения метеостанции по классификации Милевского [12].

Изменения скорости ветра лучше всего можно описать с помощью функции распределения Вейбулла *h*, которая имеет два параметра – параметр формы *k* и единичный параметр *c*. Согласно графику зависимости *h* от скорости ветра *v* для трех значений *k*. Кривая 1 имеет значительный сдвиг влево, где большинство дней в этой области безветренные (*v*=0). Кривая 3 имеет вид нормального закона распределения в виде параболы, в этом случае несколько дней имеют довольно сильный ветровой поток, а остальные дни характеризуются относительно слабым ветром. Кривая 2 представляет собой характерное распределение ветровых нагрузок, аналогичное большинству населенных пунктов. При таком распределении большинство дней характеризуются скоростью ветра ниже средней, но несколько дней имеют относительно высокие скорости ветра. Значение *k* определяет форму рассматриваемой кривой и поэтому называется «параметр распределения».

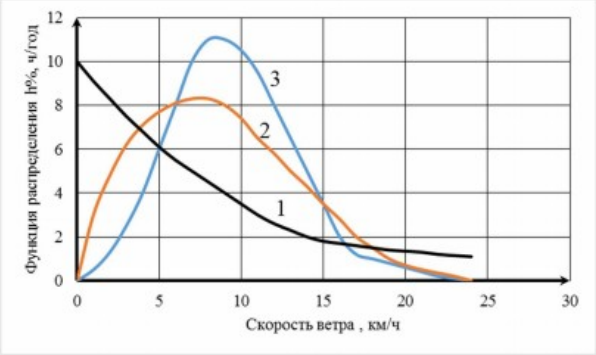


Рисунок 9.1 – Функция распределения вероятностей Вейбулла при

значении масштабного коэффициента c=10 и параметров распределения k=1,2 и 3 (криввые 1-3 соответственно)

Учитывая вышеперечисленные характеристики ветра, автор книги «Ресурсы и эффективность возобновляемых источников энергии» П. Безруких порекомендовал оценить необходимость и эффективность применения энергии последующим образом. Обусловлены значение среднегодовой скорости ветра за десятилетний период времени, ее обычное отклонение и коэффициент вариации. Обусловлены значения фактической повторяемости скоростей ветра за тот же период, соответствующие средним значениям скорости. Для построения аналитической функции распределения скорости ветра на базе подлинных данных повторяемости скорости применялся метод моментов, основанный на равенстве точных ожиданий первоначального и второго исходных моментов скорости, полученных из распределения Вейбулла, с экспериментальными оценками среднего значения скорости и среднего квадрата скорости соответственно.

Аналитическая функция Вейбулла в настоящее время наиболее часто применяется для аппроксимации распределения скоростей ветра в зарубежной практике.

Эти методы разрешают оценить ветровой потенциал, сделать выбор ветрогенераторов, а еще проверить экономическую эффективность применения ветрогенераторов в данной местности, однако эти методы не позволяют изучить и оптимизировать режимы работы (во времени) всех компонентов главного энергетического оборудования ВДЭС.

Имитационная модель ветра нужна не только для выбора разумной установки ветрогенератора, но и для построения действенных алгоритмов управления режимами работы энергоблоков автономной энергосистемы [14].

Главной проблемой моделирования ветровой активности является прогнозирование скорости ветрового потока. Скорость ветра изменяется в определенных местах из-за воздействия препятствий, рельефа местности и сезонных изменений во времени и пространстве.

Эмпирическая спектральная плотность ветра позволяет использовать для его моделирования две самостоятельные компоненты: среднюю скорость ветра и турбулентную составляющую. График спектра скоростей показывает среднюю скорость ветра, которая описывает энергетические характеристики, требуемые для выбора ветротурбины, и турбулентную составляющую, которая описывает механические характеристики.

Наиболее часто используемым способом подбора ветротурбины представляется средняя скорость ветра. Среднегодовая скорость ветра может быть установлена из атласа ветра, такого как «Атлас ветра или карта ветра». Впрочем, выбор ветрогенераторов на основе этих данных дает большую погрешность, потому что скорость ветра изменяется по месяцам, а нагрузка на потребление изменяется по месяцам, следовательно, нужно откорректировать среднегодовую скорость ветра и общее потребление энергии.

Минимальными исходными данными, которые потребуются для выбора

ветротурбины, являются общий годовой объем электроэнергии, потребляемой объектом электроснабжения $W_{потр}$, и среднегодовая скорость ветра $V_{ср}$ на предполагаемом месте установки электростанции.

Особенно значительной энергетической характеристикой ветрового потока представляется повторяемость скоростей ветра, которая показывает, сколько времени в течение указанного периода существуют ветры с определенной скоростью. В качестве градаций скоростей ветра просто применяется интервал 1 м/с. Повторяемость скоростей ветра во многом определяет результативность применения ветряных турбин.

Известно, что выработка энергии зависит от куба скорости ветра. Если предположить, что скорость ветра не меняется, это приводит к немалым ошибкам, следовательно, нужно употреблять иную модель для нахождения характеристик ветра и подбора ветрогенераторов.

Имеется еще один вариант подбора ветротурбины уже с учетом функции распределения Вейбулла, полученной из данных о средней скорости ветра, взятых с метеостанций с интервалом наблюдения от 4 до 6 часов [13].

В соответствии с РД 52. 275-89 для предварительной оценки ветроэнергетического потенциала незачем проводить особые экспедиционные наблюдения в точке, запланированной для размещения ветрогенератора. Для выбора ветрогенератора нужно установить климатические характеристики ветроэнергетических ресурсов в предлагаемом месте установки. Фундаментом начальной информации для их определения являются материалы систематических наблюдений на сети метеостанций, которые возможно заполучить из баз данных метеорологических служб, на серверах которых представлены итоги долголетних наблюдений за скоростью ветра на более чем 1000 метеостанциях.

Используя сведения из архивов метеорологических объектов, нужно сформировать временную подборку ряда скоростей ветра V_f в предполагаемом месторасположении ветрогенератора за длительный период наблюдений [15].

Определив среднюю скорость ветра, вы можете рассчитать примерный радиус ветроколеса, нужный для подбора определенной модели ветротурбины. Следует отметить, что расчет средней скорости ветра и радиуса ветротурбины действительно повторяет первую модель выбора установки, но в этой модели возможно более точно рассчитать характеристики ветра.

Для получения надежных прогнозов энергетической эффективности ветрового потока экспериментальные данные о скорости ветра аппроксимируются стандартной функцией распределения, в качестве которой в основном применяется функция Вейбулла-Гнеденко в ветроэнергетике. Двойной логарифм функции приводит к выражению, представляющему собой прямолинейное уравнение с неизвестными коэффициентами. Для их нахождения было создано множество всевозможных методов, самым бесхитростным из которых является последующая линейная аппроксимация с использованием метода наименьших квадратов.

Получив распределение плотности вероятности повторения скорости

ветра, описываемое обычной функцией распределения, просто вычислить возможность повторения ветра в любом спектре скоростей.

Большинство метеостанций регистрируют параметры ветра на стандартной высоте 10 м. Оси ветроколес малых ветрогенераторов, как правило, расположены на высотах от 5 до 50 м. Для определения средней скорости ветра на этих высотах Vh можно использовать приближенную эмпирическую формулу, которая включает в себя значение стандартной скорости ветра V_{10}, измеренной на высоте десяти метров.

Для открытой равнинной местности а = 0,14, когда характер местности отличается, то значение коэффициента может быть предопределено путем построения эмпирической зависимости.

Модель изменения скорости ветра, изображенная с применением функции распределения Вейбулла, дозволяет выбрать ветротурбину, качественно оценить энергетические характеристики, но не позволяет построить метод работы системы. Нам нужна модель с почасовой подборкой и учетом случайной величины.

Автономная система электроснабжения включает в себя не только ветряные турбины, но и такие компоненты, как аккумуляторные батареи (АБ) и дизельные электрические станции (ДЭС), следовательно, появляется потребность согласования режимов работы всех компонентов системы. Для этого необходима прогнозная модель ветра на каждый час, которая может быть представлена в виде метеорологических наблюдений [16].

Таким образом, имитационная модель с ежечасной выборкой дает более четкие сведения о характеристиках ветра, что позволяет выстроить алгоритм согласования режимов работы частей ветроэлектростанции.

Исследование моделей расчета ветрового потенциала показал, что первый метод может быть использован для предварительного подбора ветрогенераторов и для грубой оценки производительности его применения.

Модель расчета скорости ветра, путем аппроксимации функцией Вейбулла, дозволяет заполучить довольно достоверный прогноз выработки электроэнергии ветрогенераторами, а также дает возможность подробно оценить технико-экономическую эффективность ее применения.

Однако, как подмечалось выше, для гарантированного электроснабжения потребителей более применимы автономные ВДЭ, которые кроме ветротурбин и ДЭС включают в себя такой компонент, как АБ, а вопрос согласования режимов работы всех частей системы довольно сложен, следовательно, для его решения уместно пользоваться универсальной имитационной моделью [17].

Заключение

В данной работе было проведено исследование динамической устойчивости крупных ветропарков, которые работают в энергосистеме, дана оценка влияния внедрения крупных ветропарков на динамическую устойчивость синхронных генераторов всей энергосистемы.

В первой главе были представлены особенности выработки электроэнергии при использовании ветряных турбин и рассмотрено влияние ветровой энергии на функционирование энергосистемы.

Во второй главе были представлены конструкции ветряных турбин, системы управления и модели генераторов, установленных на ветряных турбинах. Большое внимание было направлено на ветряные турбины, оснащенные асинхронными генераторами двойного питания.

В третьей главе был рассмотрен обзор стандартов качества энергии, вырабатываемой ветряными турбинами, принятыми в большинстве европейских стран.

В четвертой главе были рассмотрены основные проблемы интеграции энергии ветра в энергетическую систему, такие как, например, согласование потребляемой и вырабатываемой энергии, обеспечение баланса реактивной и активной мощности.

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

В шестой главе были рассмотрены причины нарушений устойчивости энергосистемы, и в качестве инструмента исследования было выбрано моделирование в программном обеспечении PSS/E и EnergyPRO.

В седьмой главе были представлены различные модели энергетических систем и исследована их динамическая устойчивость до и после введения различных объемов энергии ветра.

В восьмой главе объектом исследования была тепловая электростанция. В ходе модернизации было предложено исследовать возможность замены синхронного генератора на ветроэлектростанцию, а затем оценить влияние этого решения на динамическую устойчивость.

В девятой главе были представлены энергетические характеристики ветра.

Как было описано ранее, динамическая устойчивость – это способность системы поддерживать синхронность после сильных возмущений. Устойчивость зависит от начального состояния системы и силы возмущения. Помехи, которые учитываются при анализе устойчивости, являются однофазными или трехфазными короткими замыканиями. Чаще всего они возникают на линиях электропередачи.

Можно сделать вывод, что динамическая устойчивость таких систем

зависит от конфигурации энергосистемы, начального состояния, степени возмущения и количества энергии ветра в системе.

Список использованных 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 Orths. 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., Заподовников 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.133
11. Жежеленко И.В. И др. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко, В.П. Степанов. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 126 с.
12. Затопляев Б.С., Редько И.Я. Место малой энергетики в энергетическом балансе России // Малая энергетика, 2004. – №1. С.4-11
13. Зачена Ю.В. Автономные системы электроснабжения на базе асинхронных генераторов, основные требования и структура// материалы сайта www,buv.gov.ua/portal/natural/Ees/2010 2/32.npdf
14. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. - М.: Колос, 2008. – 196 с.

15. Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. - М.: Колос, 2000 – 536с.

16. Возобновляемые источники энергии: учебник / С.Н. Удалов - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 432с.

17. Возобновляемая энергия в России. От возможности к реальности. //О ОЭСР/МЭА, 2004, – 120 с.