

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Интеллектуальная система управления отбором мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции»

Студент

Д.А. Симанчев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 Схемы выдачи мощности для объектов распределенной генерации	6
1.1 Понятие объект распределенной генерации	6
1.2 Требования к объектам распределенной генерации.....	7
1.3 Существующие виды схем выдачи мощности, объектов распределенной генерации	12
1.4 Существующие виды схем выдачи мощности, крупных электростанций	17
1.5 Оценка применимости требований к проектированию схем выдачи мощности объектов распределенной генерации.....	22
1.6 Выводы по разделу 1.....	25
2 Интеллектуальная система управления отбором мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции.....	27
2.1 Существующие конструкции ветротурбин	29
2.2 Применение генераторов различной конструкции в составе ВЭС	32
2.3 Алгоритмы работы интеллектуальной системы управления ветроустановкой в составе ветроэлектростанции.....	38
2.4 Выводы по разделу 2.....	50
3 Моделирование интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции	52
3.1 Выбор программного продукта для моделирования	53
3.2 Интеллектуальная модель ВЭС в программном комплексе PSCAD	54
3.3 Моделирование работы модели интеллектуальной ВЭС и верификация результатов моделирования	78
3.4 Выводы по разделу 3.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Тенденция развития распределенной генерации в России носит во многом стихийный, не контролируемый государством характер, что может нанести существенный вред энергетической безопасности страны.

Согласно прогнозу научно-технического развития России, до 2030 г. в число среднесрочных и долгосрочных перспектив приоритетного направления «Энергоэффективность и энергосбережение» входят разработка новых методов математического моделирования, а также оптимизация перспективных технологических изменений и внедрение интеллектуальных мини- и микросетей на базе объектов распределенной генерации. Это прогноз подтверждает вхождение технологической платформы «Малая распределенная энергетика» в состав высоких технологий и инноваций, определенный Правительством Российской Федерации в 2011 г.

Основными предпосылками развития распределенной генерации в России являются:

- Ограниченная возможность развития распределительных сетей в крупных городах (закрытые центры питания);
- Значительный рост стоимости электроэнергии и дорогостоящее присоединение к сетям, контролируемое энергоснабжающими компаниями;
- Рост потребления электроэнергии при ограниченной пропускной способности сетевого хозяйства и изношенности энергокомплекса;
- Преобладающее большинство монопроизводства (производство электрической энергии на крупных АЭС и ГРЭС; производство тепла на котельных) с незначительной долей применения технологий когенерации и тригенерации;

- С увеличением доли распределенной генерации в энергосистеме России позволит снизить затраты на передачу и распределения электроэнергии по магистральным и распределительным сетям;
- Эффективная утилизация вторичных энергоресурсов (отходы лесопереработки и сельского хозяйства, различного рода газы – доменный, конвертерный, попутный нефтяной, метан) позволит повысить экономическую эффективность основного производства;
- Немаловажным является обеспечение надежного электроснабжения социально-значимых и особо ответственных потребителей для минимизации экономических и социальных рисков.

Несмотря на эти предпосылки существует ряд проблем технологического присоединения объектов распределённой генерации:

- «– Отсутствие эффективных стимулирующих экономических механизмов развития распределенной генерации на государственном уровне;
- Высокие административные барьеры и пассивность сетевых компаний к развитию объектов распределенной генерации;
- Тарифные диспропорции и перекрестное финансирование вследствие «рыночного» подхода генерирующих компаний и социальных обязательств со стороны Правительства;
- Сохранение высоких барьеров для входа – отказ в признании Гарантирующим поставщиком объектов распределенной генерации в отличие от крупных игроков – генерирующих компаний.
- Технические проблемы, обусловленные влиянием РГ на параметры режимов прилегающей сети».

В настоящее время отсутствуют утвержденные требования к разработке схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации. Поэтому, разработка таких требований позволит эффективно проводить

технологические присоединения объектов, которые занимаются производством электрической энергии.

В районах, где отсутствует возможность подключения к общим сетям электроснабжения удобно использовать ветрогенераторы в составе альтернативных гибридных. Альтернативные гибридные электростанции, в состав которых входят ветрогенераторы, солнечные панели, а также дизельные электростанции, являются экономичной альтернативой традиционному электроснабжению и могут быть использованы для организации электроснабжения различных объектов.

Целью выпускной квалификационной работы, темой которой является «Интеллектуальная система управления отбором мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции», заключается в повышение эффективности работы ветроустановки в составе ветроэлектростанции в составе электроэнергетической системы.

Задачи ВКР, ставятся исходя из поставленной цели, они необходимы для ее достижения. Для достижения цели выделим основные задачи:

- 1) Анализ существующей проблематики объектов распределенной генерации и в частности ветроэлектростанции в составе электроэнергетической системы России;
- 2) Разработка состава интеллектуальной системы выдачи мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции.
- 3) Разработка компьютерной модели ветроэлектростанции с интеллектуальной системой управления отбором мощности и ее апробация.

1 Схемы выдачи мощности для объектов распределенной генерации

1.1 Понятие объект распределенной генерации

Во всем мире сформирована тенденция развития и распространения распределенной генерации (РГ). История описывает, что массовое распространение объектов распределенной генерации в мире началось в 90-х гг. прошлого столетия. Причиной тому стало развитие и удешевление технологий производства электроэнергии (ЭЭ) на основе возобновляемых источников энергии и технологий когенерации на основе газотурбинных и газопоршневых установок. Многие страны закрепляют статус распределенной генерации на законодательном уровне и её совокупность технико-технологических признаков [5].

Под термином «распределенная генерация» принимается совокупность модульных генерирующих установок (ГУ), которые вырабатывают электроэнергию вблизи точки потребления, к которым в частности относятся и объекты – ветроэлектростанции.

Ежегодно в России строится и реконструируется в среднем 1083 объекта распределенной генерации. Установленная мощность достигает 12,9 ГВт (6,1% установленной мощности единой энергетической системы (ЕЭС)), из них 2,6 (1,2%) работает только параллельно с ЕЭС. Большинство объектов РГ подключены к распределительным сетям (РС) 35-110 кВ, а также к системам внутреннего электроснабжения. В большинстве своем на объектах РГ устанавливают ГУ на углеводородном топливе. Зарубежные страны преимущественно развивают РГ на основе возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). Немаловажным отличием для объектов РГ выделяют их установленную мощность, в точке присоединения не превышающую максимально-допустимую для локальных и розничных рынков ЭЭ (в РФ – 25 МВт). В соответствии с представленными определениями в WG 37.23 и WG C3.05 (Международный совет по большим электроэнергетическим системам

высокого напряжения) объекты РГ не являются централизованно диспетчеризируемой.

1.2 Требования к объектам распределенной генерации

«Увеличение объёма распределённой генерации в ЕЭС России заставляет экспертов всё чаще задумываться о технологических особенностях её функционирования в составе Единой энергосистемы. И один из наиболее острых вопросов, встающих перед специалистами, — сохранение надёжности работы энергосистемы при интеграции в неё объектов распределённой генерации. Наряду с этим в центре внимания экспертов находятся вопросы присоединения объектов распределённой генерации к сетям, оперативно-диспетчерского управления такими объектами, организации надёжного электроснабжения потребителей с использованием распределённой генерации» [9-13].

Далее будут рассмотрены требования к потенциальным объектам РГ:

- если объект РГ имеет установленные мощности до 5 МВт, то производителю ЭЭ не требуется согласование технических условий (ТУ) на технологическое присоединение (ТП) с Системным оператором единой энергетической системы (СО ЕЭС). Отсюда следует, что с высокой вероятностью объекту РГ откажут в ТП;
- если объект РГ имеет установленную мощность свыше 5 МВт, но менее 25 МВт, тогда производителю ЭЭ потребуется согласование с СО ЕЭС (получение ТУ на ТП);
- если объект РГ имеет установленную мощность 25 МВт и выше, то такие объекты участвуют в оптовом рынке ЭЭ и балансовой мощности. Требуется большой комплекс организационно-технических мероприятий по подключению объектов РГ и их дальнейшую эксплуатацию.

ТП регламентируется в основном постановлением [16]. Проблемы при организации ТП объекта распределенной (малой) генерации следующие:

1. Подача заявки на ТП, выдачи ТУ на ТП, разработка ТЗ;
2. Далее происходит разработка схемы выдачи мощности (СВМ) и проектной документации (ПД);
3. Корректировка ТУ на ТП;
4. Разработка рабочей документации и последующий ввод в эксплуатацию.

Выдача ТУ на ТП и разработка ТЗ на ПД до СВМ сопровождается следующими проблемами:

- Включение в ТУ на ТП и ТЗ на разработку ПД избыточных требований;
- Затягивание процесса согласования ТУ на ТП;
- Многократное внесение изменений в ТУ на ТП в ходе разработки ПД.

Стоит заметить, что согласно порядку заключения и выполнения договоров, ТП объектов электроэнергетики предусматривается только на уровне напряжения 220 кВ. Имеется исключение, если ТП электростанции будет обеспечивать энергоснабжение линий связи, сооружений связи и средств связи.

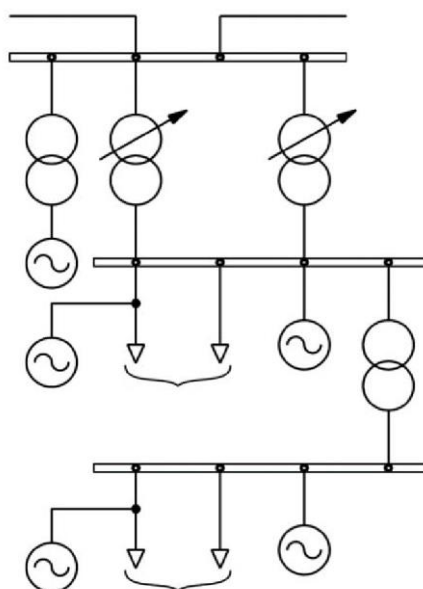


Рисунок 1 – Варианты подключения объектов распределенной генерации

Присоединение объектов распределённой генерации может выполняться несколькими способами, схемы которых указаны на рисунке 1:

1. Подключение к шинам подстанции напрямую;
2. Подключения к фидерам.

Оба способа подключения имеют как достоинства, так и недостатки. При подключении к шинам, принципы построения РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение в прилегающей сети, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с однонаправленным потоком мощности «от шин в линию». Однако снижается возможность обеспечения надёжного электроснабжения потребителей при возникновении аварийных ситуаций на шинах подстанции, при которых отключаются и генерирующая установка, и все потребители шин. Особенности данного способа подключения объекта распределенной генерации:

1. Возникновение реверсивных потоков мощности, которые могут привести к перегрузке основного силового оборудования, в частности силовых трансформаторов в распределительной сети в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах. Режим передачи мощности из одной обмотки низкого напряжения силового трансформатора с расщепленной обмоткой в другую обмотку низкого напряжения как показано на рисунке 2.

2. Влияние РГ на динамическую устойчивость энергосистемы определяется процентным соотношением мощности объектов распределенной генерации в общей генерирующей мощности рассматриваемого энергорайона. Нормативные возмущения в электрической сети могут привести к:

3. Отключению генераторов с малой постоянной инерции;
4. Механическому повреждению ГУ воздействием электромагнитного момента;
5. Возможному возникновению несинхронных режимов работы ГУ.

6. Короткому замыканию в сети 110-220 кВ на питающей ПС, короткому замыканию в сети 6 кВ, питающейся от этой ПС, могут привести к отключениям генерирующих мощностей под действием защиты генераторов от понижения напряжения.

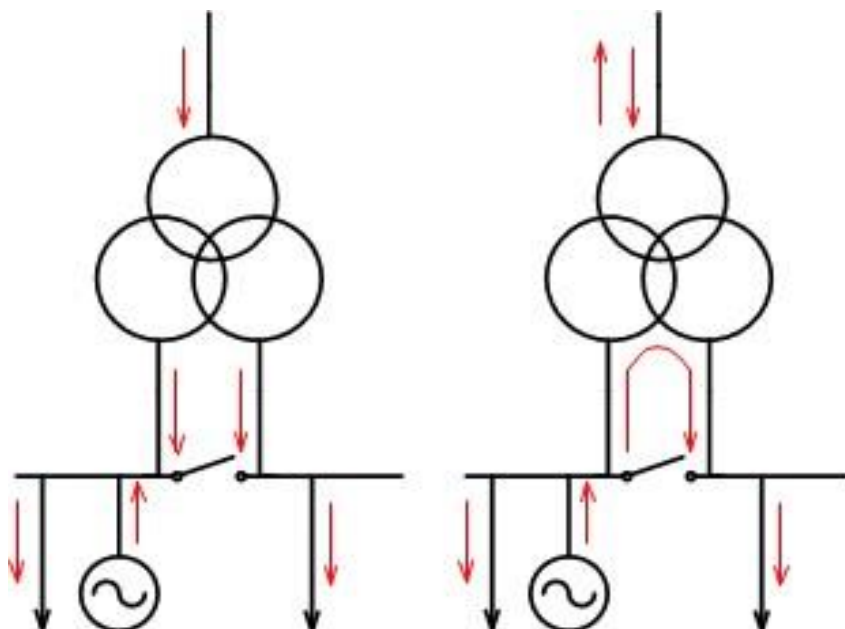


Рисунок 2 – Передача мощности из одной обмотки НН трансформатора с расщепленной обмоткой в другую обмотку НН

Резкие сбросы или набросы нагрузки генерирующих установок с отделением объекта РГ на автономную работу и наличии профицита или дефицита активной мощности могут приводить к недопустимым режимам работы технологического оборудования электростанции станции.

3. Подключение РГ к распределительной сети 6(10) кВ приводит к увеличению значения периодической составляющей и ударного тока трехфазного короткого замыкания вследствие чего возможные повреждения или выход из строя высоковольтного оборудования (рисунок 3).

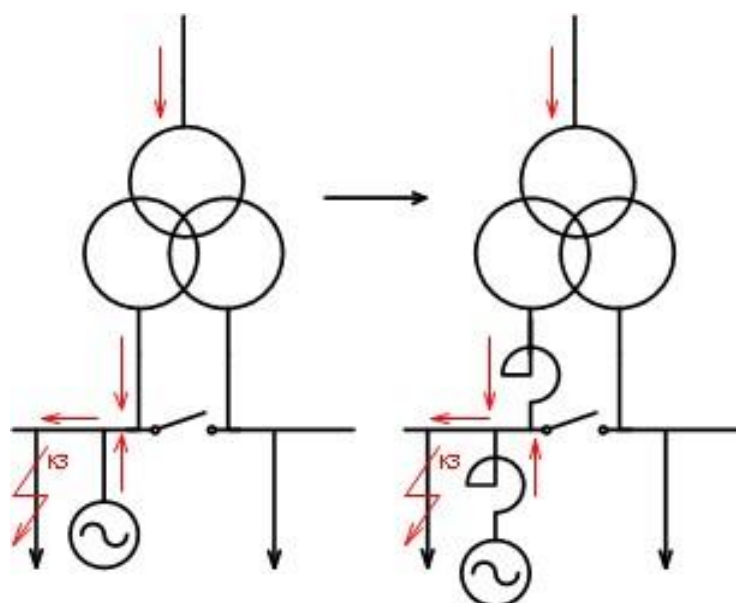


Рисунок 3 – Схема подключения РГ к распределительной сети 6 (10) кВ

4. Появление нового источника генерации в районе может привести к появлению реверсивных потоков мощности. Возможные несинхронные включения при АПВ, названные отключением вектора напряжения в сети, прилегающей к объекту РГ, при кратковременном ослаблении связи с ЭС или выделении на автономный режим работы. Генерирующие установки зачастую не оснащены необходимым средством автоматизации пуска, а также приемами и реализации УВ от внешнего локального устройства противоаварийной автоматики.

К объектам распределенной генерации можно отнести некоторые особые, характерные только для объектов распределённой генерации, подходы к ликвидации асинхронных режимов. К ним относятся, во-первых, установка частотной делительной автоматики (ЧДА). Во-вторых, применение мероприятий, направленных на обеспечение согласованной работы ЧДА и технологических защиты генерирующих установок, так как зачастую возникают проблемы несогласованного выбора уставок этих видов защит и противоаварийной автоматики. В-третьих, обеспечение корректной совместной работы (согласование) частотной делительной автоматики и автоматической частотной разгрузки для возможности обеспечения

корректной совместной работы ЧДА и автоматической частотной разгрузки (АЧР) генерирующего оборудования для которого уставка защит обычно устанавливается на значение частоты 47,5 Гц. Согласование работы защиты, в полной мере должно быть направлено на обеспечение устойчивой работы самого генерирующего оборудования при снижении частоты в сети:

- до значения 46,0 Гц – не менее 1с;
- до значения 47,0 Гц – не менее 40с.

1.3 Существующие виды схем выдачи мощности, объектов распределенной генерации

Для надежного функционирования объектов распределенной генерации (РГ) и электрических сетей требуется проработка целого ряда технических и схемных решений, учитывающих особенности работы генерирующих устройств (ГУ) малой мощности и функционирования распределительных сетей. Эти решения целесообразно прорабатывать в рамках вне стадийной работы – схемы выдачи мощности электростанции.

В настоящее время проектировщики сталкиваются с некоторыми проблемами при разработке схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ), вызванными несовершенством нормативно-технической базы – отсутствуют утвержденные требования к разработке схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ), требования к генерирующим устройствам (ГУ). Разработка схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ) имеет особенности практически на всех этапах работы.

Далее будут рассмотрены существующие варианты схемы выдачи мощности (СВМ) объектов распределенной генерации (РГ).

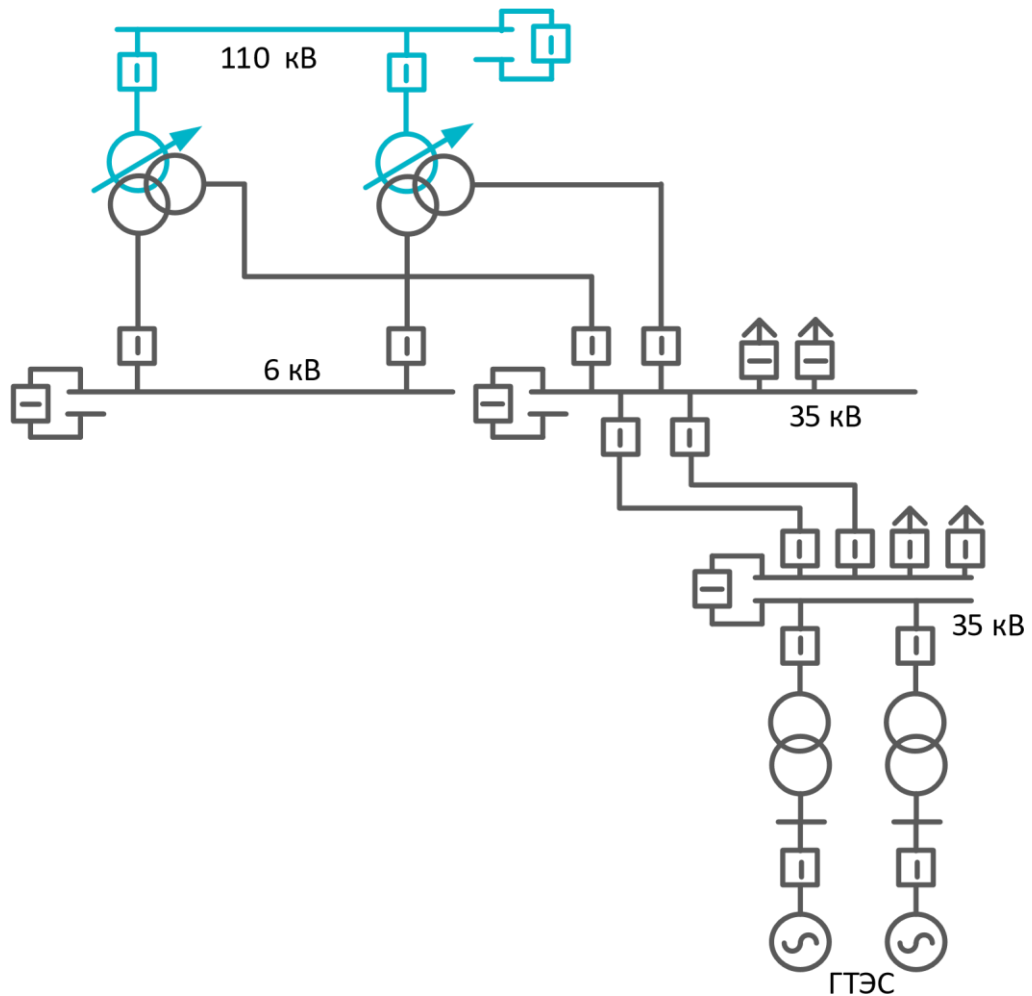


Рисунок 4 – Существующая схема выдачи мощности №1

Генерирующие устройства (ГУ) присоединены по блочной схеме генератор – трансформатор к РУ 35 кВ с применением повышающего трансформатора 6/35 кВ. Предполагается, что в данной схеме принят режим с изолированной (компенсированной) нейтралью. Отсюда следует, что при коротком замыкании на землю данный режим может существовать достаточно длительное время. В свою очередь это может вызвать развитие резонансных процессов в емкостных и индуктивных элементах сети, где есть связь с «землей».

Присущие всем схемам выдачи мощности объектов распределенной генерации возникновение такого явления, как реверсивные потоки мощности, которые могут привести к перегрузке силового оборудования и к ошибочным срабатываниям релейной защиты.

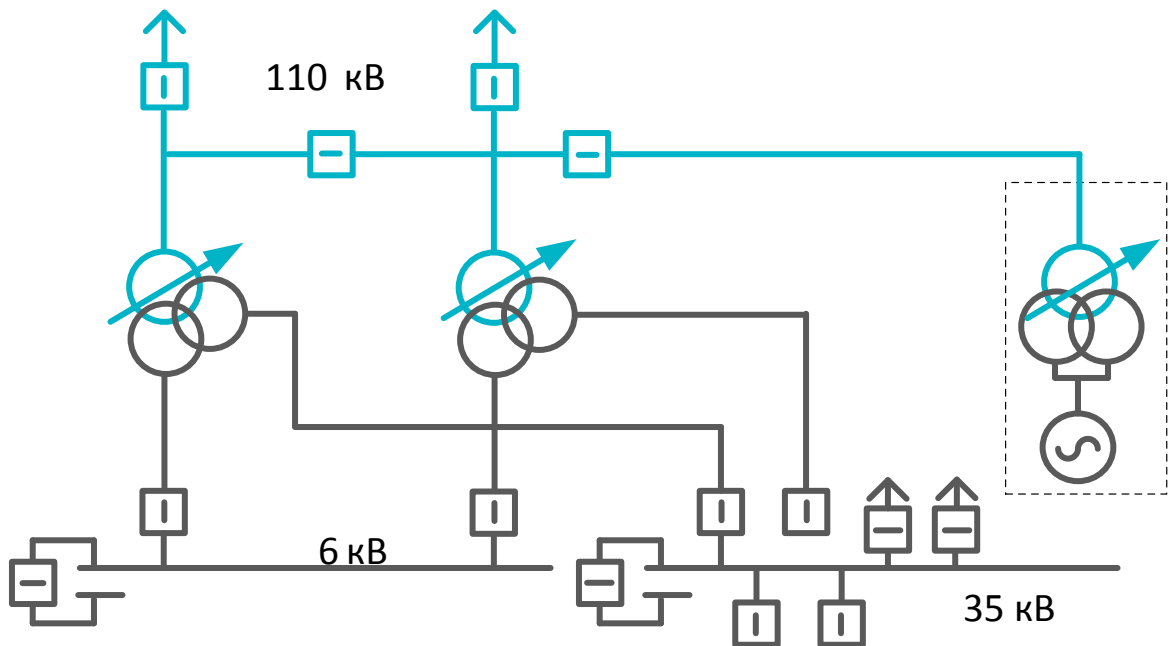


Рисунок 5 – Существующая схема выдачи мощности №2

Схема выдачи мощности №2, аналогично схеме №1, выполнена по блочной схеме с применением повышающего трансформатора с расщепленной обмоткой на низшей стороне. Надежность данной схемы крайне низкая, так как при возникновении короткого замыкания в точке присоединение блока генератор-трансформатор-линия (ГТЛ) дифференциальная защита ошиновки отключит все выключатели в зоне действия защиты. Следует добавить также, что имеет место быть неравномерная нагрузка силового оборудования, так как секционный выключатель на 110 кВ в нормальном режиме работы находится в положении «Отключено».

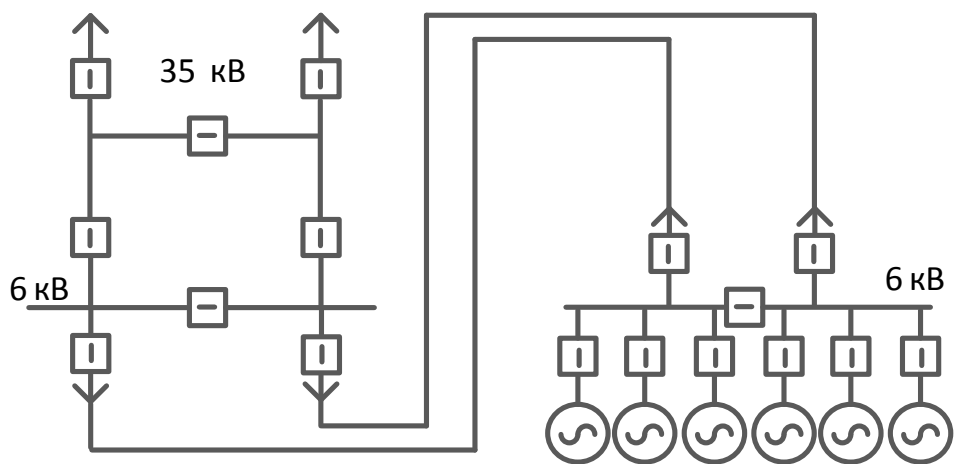


Рисунок 6 – Существующая схема выдачи мощности №3

Короткое замыкание на одной из секций 6 кВ может привести к погашению 3 генерирующих устройств (ГУ), отсюда следует, что данная схема выдачи мощности имеет крайне низкую надежность.

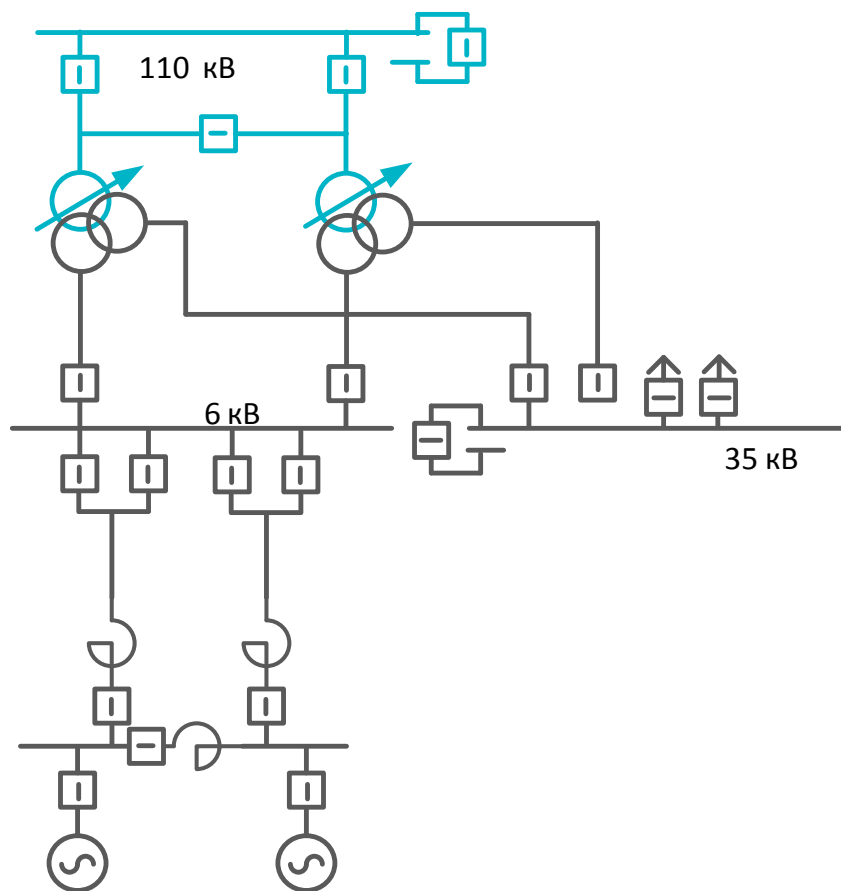


Рисунок 7 – Существующая схема выдачи мощности №4

Установленные линейные реакторы (ЛР) предполагают высокие токи короткого замыкания и низкую надежность данной схемы выдачи мощности. Отключение или авария/ремонт одного из двух силовых выключателей может привести к перегрузке по току другого, что приведет к снижению выдачи мощности генерирующего устройства. А это в свою очередь может привести к «выпадению» из режима.

Также, низкая надежность связана с возможным «выпадением» электростанции при оперативных переключениях.

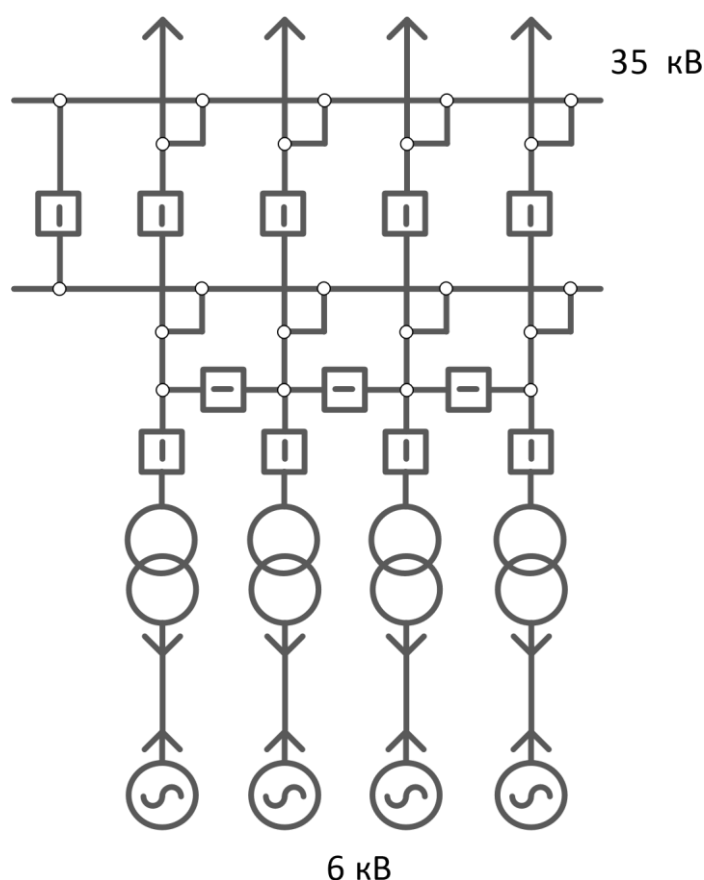


Рисунок 8 – Существующая схема выдачи мощности №5

На рисунке 8 приведена однолинейная схема сети 35 кВ ОПУ ГТЭС-48. Данная схема является самой надежной и эффективной из всех рассмотренных 5 вариантов схемы выдачи мощности объектов распределенной генерации. Схема выдачи мощности станции является весьма специфичной – она содержит на стороне трансформаторов 6/35 КВ 11 выключателей, которые нужно для гибкого управления режимами работы

энергоблоков (параллельное включение, синхронизация с сетью и собственными нуждами).

1.4 Существующие виды схем выдачи мощности, крупных электростанций

СВМ электростанций зависит от конфигурации и схемы электрической сети энергосистемы, в которой сооружается электростанция, и, в свою очередь, существенно влияет на дальнейшее развитие этой сети. СВМ крупных электростанций к узловым подстанциям (ПС) основной сети в нормальных режимах работы энергосистемы и в нормальной схеме сети должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь). Схема присоединения АЭС на всех этапах ввода мощности должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки РС и СН) в любой период суток или года как при полной схеме сети, так и при отключении любой линии или трансформатора связи шин без воздействия автоматики на разгрузку АЭС.

В схемах присоединения к сети крупных ГЭС и КЭС на органическом топливе на всех этапах ввода мощности рекомендуется обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) в любой период суток или года как при работе всех отходящих линий, так и отключении одной из линий.

Требования к главным схемам электрических соединений электростанций регламентированы нормами технологического проектирования [17-21] АЭС, КЭС и ГЭС. Далее рассмотрены основные главные схемы электрических соединений электростанций при напряжениях 330-750 кВ.

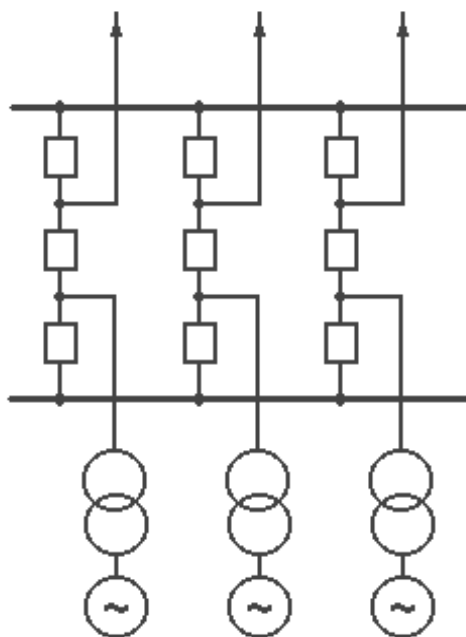


Рисунок 9 – Две системы шин с тремя выключателями на две цепи
(схема 3/2)

Достоинства: ревизия любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полуторной схемы является её высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах.

Недостатки: отключение короткого замыкания (КЗ) на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей. Удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя. Снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трех выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий. Усложнение цепей релейной защиты (РЗ). Увеличение количества выключателей в схеме.

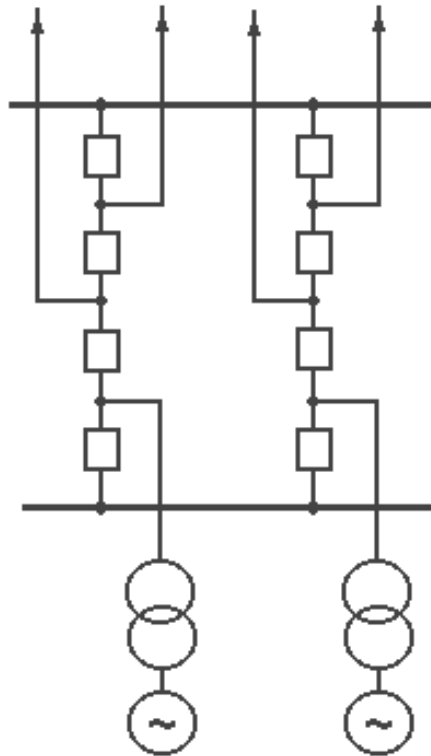


Рисунок 10 – Две системы шин с четырьмя выключателями па три цепи (схема 4/3)

Обладает теми же достоинствами полуторной схемы, а кроме того:

- Схема более экономична (1,33 выключателя на присоединение);
- Секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;

- Надежность схемы практически не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор вместо двух трансформаторов и одной линии;

- Конструкция ОРУ на рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании.

Отключение и включение генератора осуществляются выключателем Q (или выключателем нагрузки QW), при этом не затрагивается схема на стороне ВН, что особенно важно для кольцевых схем или с 3/2 и 4/3 выключателя на цепь. Такие схемы применяют для энергоблоков, которые участвуют в регулировании графика нагрузки энергосистемы, а также в

схемах генератор – трансформатор – линия без выключателей между трансформатором и линией.

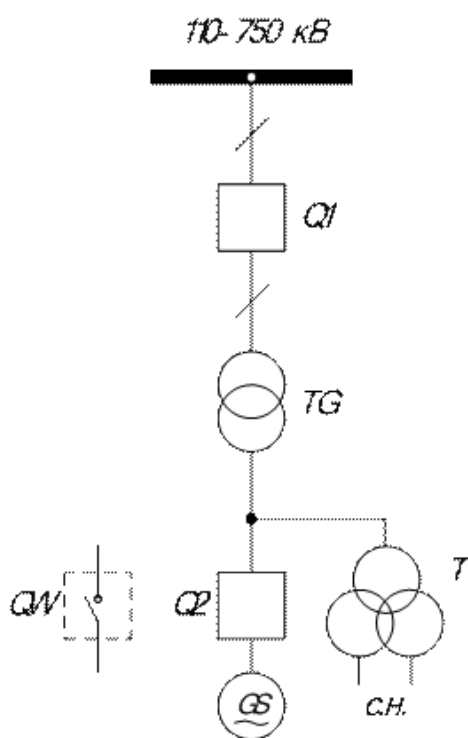


Рисунок 11 – Блочные схемы генератор - трансформатор - линия (ГТЛ) — РУ понижающей ПС соответствующего напряжения

Некоторое применение получили и другие главные схемы электрических соединений электростанций.

Схема блоков генератор – трансформатор – линия (ГТЛ), присоединенных к РУ повышенного напряжения районной подстанции, значительно упрощают конструкцию РУ на электростанции: фактически такое РУ отсутствует, если все блоки присоединяются к подстанции. Снижаются токи КЗ, так как их значения ограничиваются сопротивлением линий. Однако, схема имеет недостаток: при повреждении линии отключается энергоблок на все время её ремонта. Устранить недостаток можно применив схему с уравнильно-обходным многоугольником (рисунок 12).

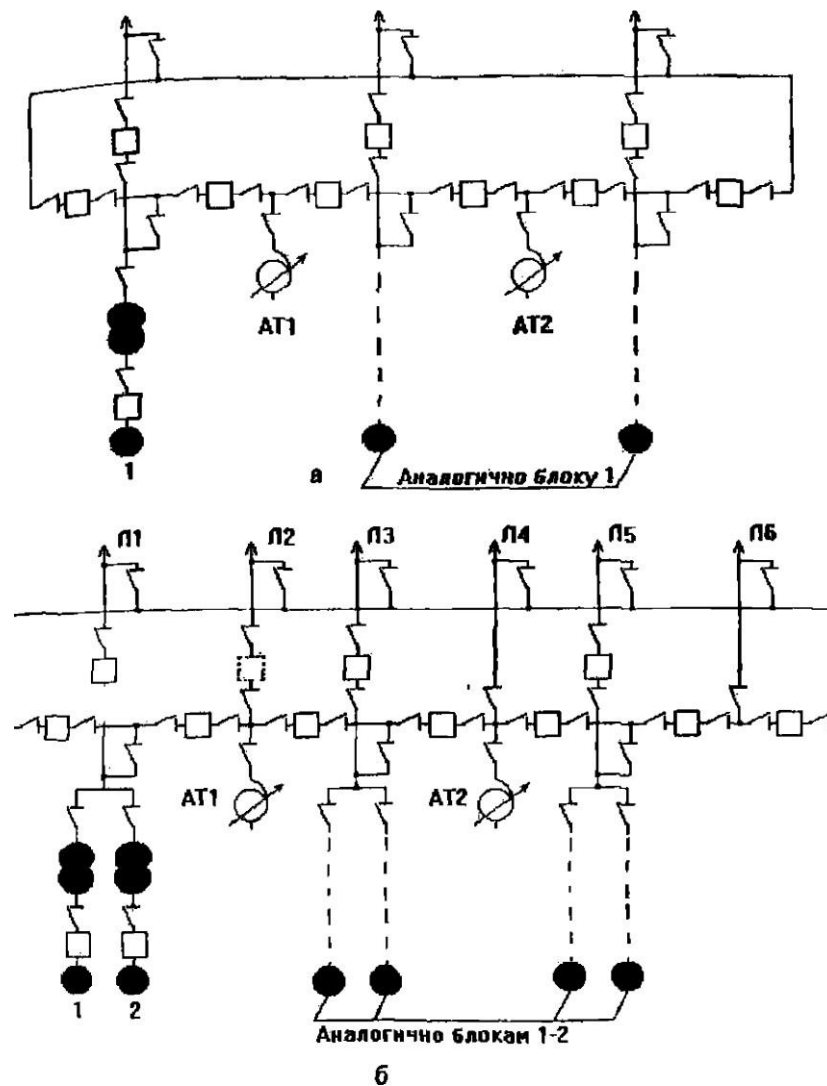


Рисунок 12 – Блочные схемы ГТЛ с уравнильно-обходным
многоугольником

Достоинства: экономичность (9 выключателей на восемь присоединений), достаточная надежность, небольшое число операций при выводе в ремонт линейных выключателей.

Недостаток:

- отключение энергоблока тремя выключателями. От этого недостатка можно избавиться, установив генераторные выключатели;
- схемы многоугольников с числом присоединений, как правило, до четырех, иногда до шести;

- схемы связанных многоугольников с двумя связывающими перемычками с выключателями в них.

Современные крупные электростанции сооружаются без РУ генераторного напряжения.

Анализ СВМ построенных в последние годы или строящихся электростанций показывает, что примерно одинаковое количество электростанций сооружается с одним или двумя РУ. При двух РУ одно из них имеет, как правило, напряжение 220 или 330 кВ.

1.5 Оценка применимости требований к проектированию схем выдачи мощности объектов распределенной генерации

На данный момент порядок присоединения объектов электроэнергетики определяются постановлением Правительства РФ №861 [16]. В документе регламентируется процедура присоединения. Сетевая организация определяет технические требования к объекту, который согласуется с филиалом ОАО «СО ЕЭС». Наибольшие затруднения при вводе новых генерирующих мощностей вызывает исполнение технических условий на технологическое присоединение, написанных для «большой» энергетики. Согласно порядку заключения и выполнения договоров, ТП объектов электроэнергетики предусматривается только на уровне напряжения 220 кВ. Имеется исключение, если ТП электростанции будет обеспечивать энергоснабжение линий связи, сооружений связи и средств связи. Если же производитель желает осуществить присоединение к РС 35 кВ, то данное ТП происходит по индивидуальному договору.

Правила и сама структура розничного рынка не способствует привлечению потенциальных владельцев объектов РГ. В постановлении Правительства РФ №1172 [22] пункты, написанные для объектов распределенной генерации, относятся к генерации на базе возобновляемых источников энергии. Критерии для предоставления из федерального

бюджета субсидий в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной генерирующей мощностью не более 25 МВт написаны только для источников генерации ВИЭ и торфа. То есть объекты иной распределенной генерации не получают субсидий и попадают под разряд «большой» энергетики. Приказ Минэнерго РФ №216 от 30.04.2008 г. [23] в части 4 (условия определения предварительных параметров линий электропередачи) не соответствует реальности и ведет к большим капитальным затратам. В частности, это касается класса напряжения 35 кВ, в которой необходимо соблюдать присоединение по трем линиям электропередач при генерации не более 20 МВт. В Тюменской энергосистеме существуют объекты генерации на 48 МВт подключенные к единой энергосистеме по двум ЛЭП классом напряжения 35 кВ. Рекомендуемые сроки осуществления мероприятий по технологическому присоединению генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства писаны для объектов «большой» энергетики без учета специфики объектов РГ.

Проблема состоит также в дальнейшем управлении объектом РГ. Как правило, каждый объект генерации, который предстоит внедрять/вводить, должен участвовать в формировании балансов мощности и энергии ЕЭС. Однако, значительная часть РГ не входит в иерархию оперативно-технологического/коммерческого или диспетчерского управления (рисунок 13, таблица 1).



Рисунок 13 – Уровни управления объектами электроэнергетики и формирование балансов мощности и энергии

Таблица 1 – Текущие уровни управления объектами электроэнергетики и формирования балансов мощности и энергии

Объединение	Средняя установленная мощность, МВт	Единица мощности генератора, МВт	Класс напряжения, кВ	Управление		
				Диспетчерское	Коммерческое	Технологическое
СО ЕЭС	236000	3000	≥500	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ОЭС (ОДУ)	34000	2000	220 – 750	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ЭС (РДУ)	4600	200 – 1200	110 – 330	СО ЕЭС	АТС Энерго	Энергокомпания
ПО РСК	940	50	35 – 110	-	-	Энергокомпания
РЭС РСК	140	25	0,4 – 35	-	-	Энергокомпания

Как показывают данные, на настоящий период только СО ЕЭС, ОДУ и РДУ занимаются прогнозированием и планированием балансов. Исключением могут стать только долгосрочное планирование балансов сетевыми компаниями на отчетные периоды.

Ключевой проблемой объекта РГ является его «подключение» в иерархию управления – требуется обосновать взаимодействие отдельных объектов РГ с существующими уровнями иерархии управления энергосистемой. Следует добавить, что объекты РГ не наблюдаются с помощью системной телеметрии (рассмотрено в п. 1.1). Объекты подключаются к РЭС, в которых диспетчерское управление (ДУ) системным оператором не осуществляется.

Все эти проблемы и «пробелы» в законодательстве приводят к поиску альтернатив для работы РГ на розничном рынке:

Для собственных нужд (СН) без подключения к ЕЭС;

Доходит до того, что владельцы объектов РГ создают независимые энергосбытовые компании, что появилась возможность продажи мощностей и ЭЭ смежным потребителям;

После выполнения всех требований (выполнение ТУ для ТП) объекты РГ выходят на оптовый рынок ЭЭ и функционируют с соблюдением жестких регламентов оптового рынка ЭЭ.

Единичные мощности ГУ объектов РГ по меркам СО ЕЭС незначительная, но, с учетом потенциально большого количества установок – от десятков до сотен ГУ [8, 24-26], приводит к возникновению целой составляющей балансов мощности и энергии, которые по вышеописанным причинам не попадают под централизованную диспетчеризацию и не входящая в иерархию формирования балансов в энергосистеме.

1.6 Выводы по разделу 1

1. Определено, что в настоящее время процедура технологического присоединения объектов распределенной генерации не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя в связи с отсутствием законодательного разделения. В связи с этим объекты зачастую устанавливаются без проработки схемы выдачи мощности. Вследствие чего возникают неучтенные схемно-режимные ситуации, в которых устойчивая работа объекта распределенной генерации невозможна.

2. Установлено, что объекты генерации устанавливаются без согласования с сетевыми организациями и системным оператором. Схема и программа развития энергорайонов (развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) в принципе не подразумевает учет новых генерирующих мощностей на напряжение 35 кВ и ниже. По этой причине появляются не учтенные генерирующие мощности объектов распределенной генерации.

3. Определено, что отсутствие нормативно-технической документации и нормативно правовых актов, которые регламентировали бы технические требования к объектам распределенной генерации (с учетом их типологии и особенностей их подключения в состав ЕЭС России), создают большие проблемы при технологическом присоединении объектов РГ.

4. Установлено, что развитие энергосистемы, в целом, проектируется без учета особенностей функционирования объекта распределенной генерации. Примером может стать действие автоматики выделения на сбалансированный район без учета объекта распределенной генерации может произойти каскадное отключение потребителей вследствие некорректного определения района выделения генерации на сбалансированную нагрузку. Технологическое присоединение объектов генерации электрической энергии осуществляется только на напряжение 110 кВ и выше, согласно Постановлению правительства Российской Федерации №861 (раздел 2, п.8).

5. Установлено, что развитие систем управления ветрогенераторами зависит от большого количества наиболее важных факторов: таких как тип генерирующего устройства, режима работы ветряного генератора, системы регулирующей угол поворота лопастей, стоимости системы управления. Таким образом, планируется разработать систему управления, эффективно управляющую ветроэлектростанцией и диагностирующую возможную неисправность или отказ генератора.

6. Установлено, что для анализа режимов работы ветроэлектростанций относящихся к объектам распределенной генерации необходимо создать компьютерную модель. Которая позволит учитывать различное число генерирующих установок и алгоритмы их работы, что позволит выполнять анализ режимов работы электроэнергосистемы и влияние на ее параметры ветроэлектростанций.

2 Интеллектуальная система управления отбором мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции

На сегодняшний день альтернативные источники энергии стали популярны благодаря своей высокой экологичности. Инновационные ветрогенераторы работающие на средней мощности по-прежнему имеют низкий коэффициент полезного действия. Для повышения эффективности используется преобразователь, присоединенный к ветряному генератору.

В состав современных ветроэнергетических установок входят различные современные технические достижения:

-система динамического изменения угла атаки – данная система предназначена для динамического изменения угла расположения лопастей ветроколеса, тем самым осуществляя поддержание требуемой скорости вращения ветроколеса.

- система динамического регулирования скорости вращения ветроколеса в зависимости от нагрузки и скорости ветра.

- система управления рысканием - электронный флюгер: предназначена для слежения гондолы ВЭУ за направлением ветра и отслеживания его изменения.

- система регулирования магнитного скольжения для асинхронных двигателей.

Одним из последних достижений в области повышения эффективности ВЭУ является установка с синхронным генератором в статоре которого расположены обмотки, выполненные из кабеля, а ротор генератора выполнен на постоянных магнитах. Получаемый переменный ток низкой частоты выпрямляется, а затем преобразуется инвертором в переменный ток сетевой частоты. Генератор используется без редуктора, так как генератор имеет низкую скорость вращения. Такие установки можно использовать на ветроэлектростанциях (ВЭС) мощностью от 500 кВт до 5 МВт и выше.

За состоянием ВЭС и режимами их работы следит контроллер, который отслеживает, по показаниям датчиков, возникающие во время работы кратковременные превышения напряжения. Такие повышения происходят при коротких замыканиях, сильных порывах ветра и резком изменении нагрузки.

В ветротурбинах с регулируемым шагом выходная мощность поддерживается изменением угла поворота лопасти турбины.

Основные особенности ветрогенераторов:

- Аэродинамические характеристики ротора турбины ветрогенератора нелинейные.
- Диапазон изменения частоты вращения привода - ограничен, скоростной режим в зоне минимальных значений, частотная полоса пропускания сигнала - незначительна.

Главная цель управления заключается в том, чтобы уменьшить нагрузки в турбине, и тем самым минимизировать повреждение.

Последнее требование вносит значительную нелинейность в свойства всей системы управления и даёт небольшой эффект при нормальных нагрузках на турбину, но практически определяет эффективность и значительную важность проекта, а также его актуальность при появлении случайных высоких ветровых нагрузок на мачту ветрогенератора.

Основной проблемой работы ВЭС большой мощности в составе централизованной энергосистемы является невозможность управления скоростью ветра. Таким образом мощность, выдаваемая ВЭУ может варьироваться в широких пределах, а при превышении номинальной скорости ветра для ветротурбины, необходимо выполнять отключение генератора от сети для предотвращения его повреждения.

Для создания интеллектуальной системы управления выдачей мощности необходимо

1. Рассмотреть различные виды ветротурбин, применяемых в мощных ВЭУ;

2. Типы электрических генераторов, применяемых в составе ветроэлектростанций большой мощности;
3. Существующие алгоритмы управления выдаваемой мощностью

2.1 Существующие конструкции ветротурбин

Все конструкции ветротурбин могут быть классифицированы, как показано на рисунке 14.



Рисунок 14 – Классификация ветротурбин

Рассмотрим подробнее каждую конструкцию ветротурбин относительно возможности применения их в составе мощной ветроустановки.

2.1.1 Ветротурбины с горизонтальной осью

Виды конструкций ветротурбин с горизонтальной осью (ГО) представлены на рисунке 15.

Рассматривая различные конструкции ветротурбин можно сказать, что различные модификации ГО установок имеют в своей конструкции в основном от одной до трех лопастей, однако могут встречаться и ГО установки с большим количеством лопастей. Данный вид ветротурбин имеет следующие преимущества:

- 1) Высокий КПД. КПД таких ветроустановок достигает 40-50%;

- 2) Низкие массогабаритные характеристики;
- 3) Возможность применение устройств установки регулирования угла атаки лопастей.
- 4) Высокая инерционность.
- 5) Начало работы даже при низких скоростях ветра.

К недостаткам ГО ветротурбин можно отнести:

- 1) Необходимость ориентации по направлению ветра, а постоянная ориентация снижает их эффективность.

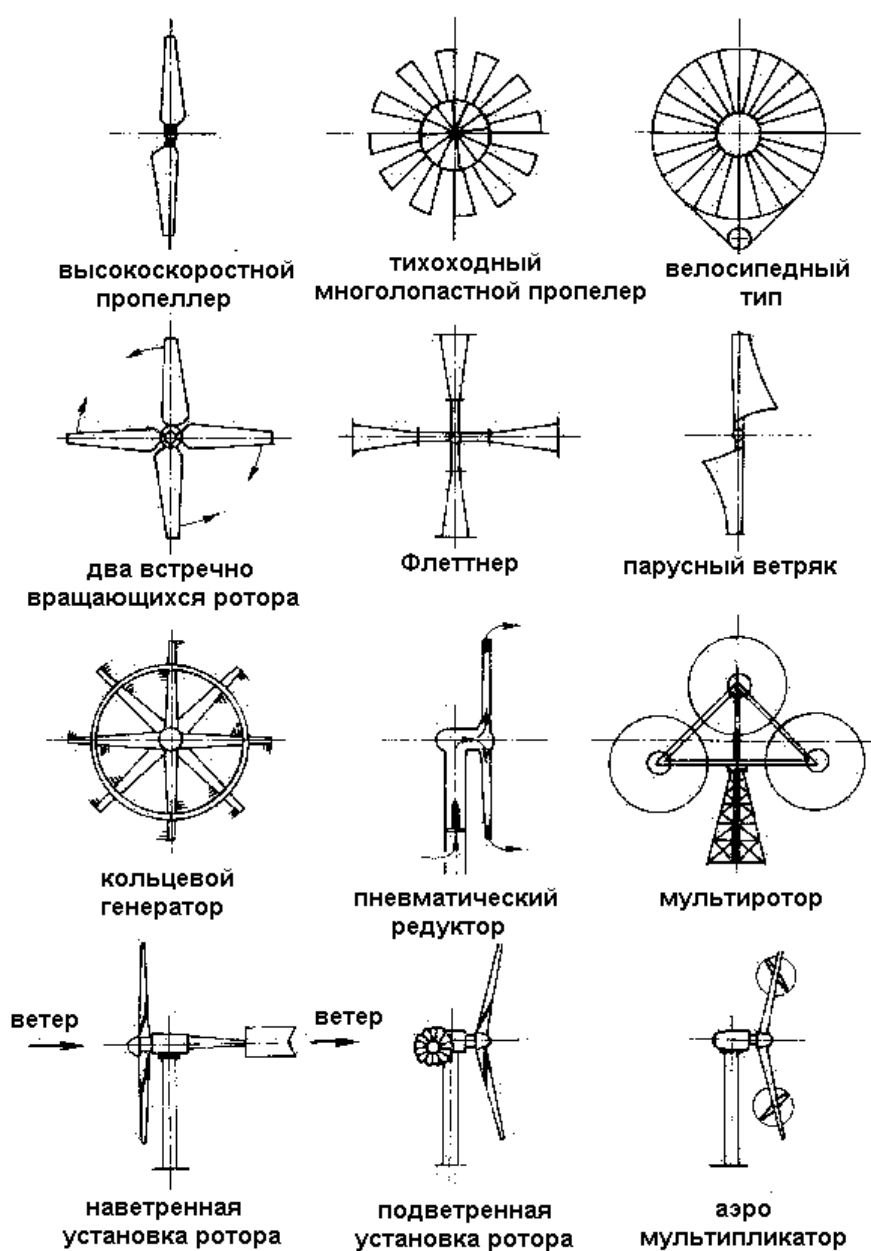


Рисунок 15 – Конструкций ветротурбин с горизонтальной осью

Основываясь на международном опыте применения ветротурбин в составе мощных ветроэлектростанций можно сказать, что мощность ветрогенераторов с ГО турбинами может достигать 7 МВт, что является преимуществом использования их в составе ВЭС, а не в бытовых ВЭУ.

2.1.2 Ветротурбины с вертикальной осью

Виды конструкций ветротурбин с вертикальной осью (ВО) представлены на рисунке 16.

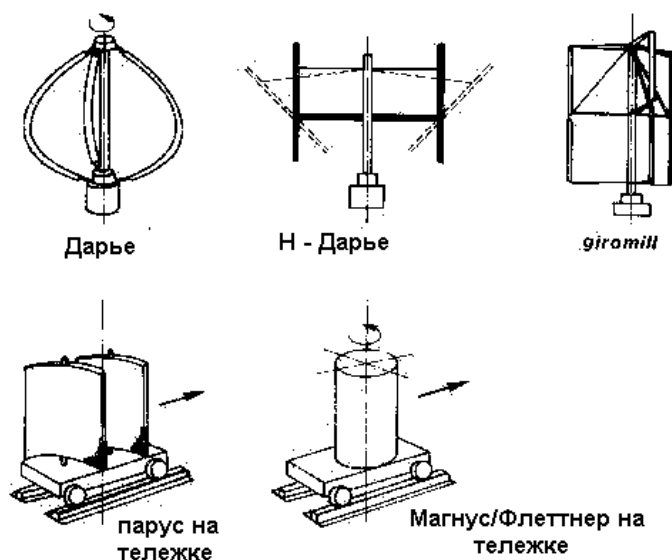


Рисунок 16 – Конструкций ветротурбин с вертикальной осью

В сравнении с ГО установками, установки ВО имеют более низкую эффективность и применяются в основном в бытовых и маломощных ВЭУ – это является их основным недостатком. Причины более низкой эффективности установок с ВО:

- 1) Лопасти ВО установки при вращении испытывают большее сопротивление, так как часть цикла вращения лопасть ВО установки должна двигаться по направлению противоположному направлению ветра;

- 2) Высота установки турбин с ВО гораздо ниже ГО турбин, поэтому скорости ветра на высоте их установок гораздо ниже.
- 3) Повышенная вибрация, шум вследствие более высокой турбулентности воздушного потока на малой высоте установки ВО турбины и как следствие быстрый выход из строя опорных конструкций установок с ВО.

Перечисленные недостатки установок с ВО, говорят о том, что применение их в составе мощных ВЭС не обоснованно.

Таким образом можно сделать вывод, что для крупных и мощных ВЭС необходимо применение ГО установок, так как их эффективность гораздо выше чем установок ВО. Высота установки с ГО турбины может быть определена в зависимости от местности и региона строительства ВЭС.

2.2 Применение генераторов различной конструкции в составе ВЭС

Схематично конструкцию ветрогенератора можно представить, как показано на рисунке 17. В состав ветроустановки входит генератор, который соединен через трансмиссию с ветротурбиной ВО типа.

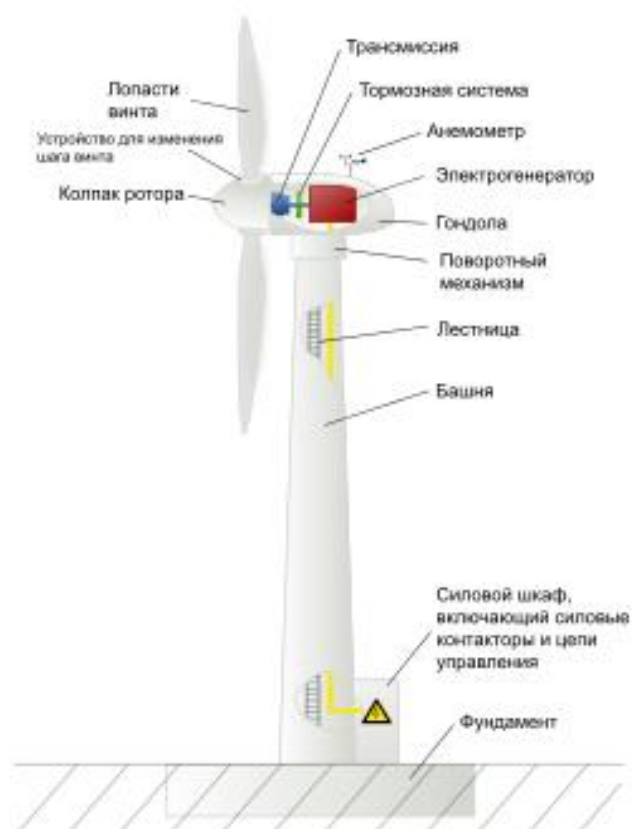


Рисунок 17 – Конструкция ветрогенератора

В составе ветроустановки (ВУ) могут применяться различные типы генераторов. Классификация различных генераторов, применяемых в ВУ представлено на рисунке 18.

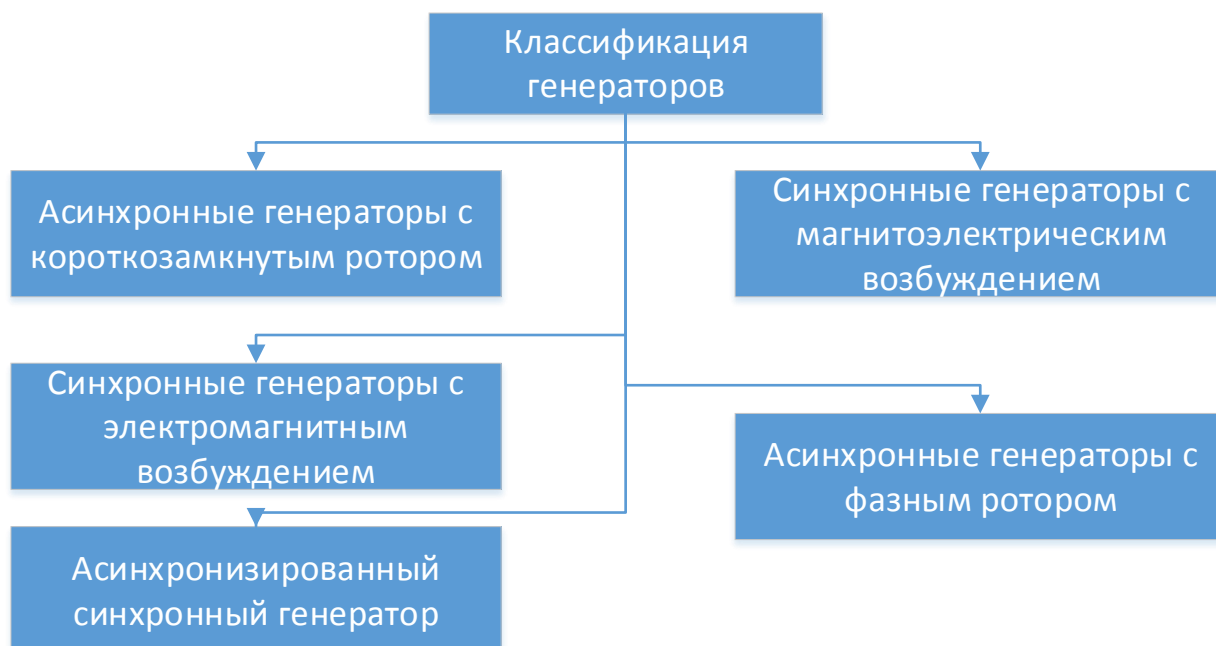


Рисунок 18 – Классификация генераторов, применяемых в ВУ

Как было сказано выше анализируя конструкции ветротурбин, рассматривается ВЭС большой мощности, для работы в энергосистеме. Исходя из этого требования рассмотрим различные конструкции генераторов.

Для сравнения различных типов генераторов составим таблицу 2.

Таблица 2 – Сравнение различных типов генераторов

Вид генератора ВУ составе крупной ВЭС	Преимущества использования генератора в составе крупной ВЭС	Недостатки использования генератора в составе крупной ВЭС
1	2	3
Асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором	1) Простота обслуживания и надежность работы; 2) Низкие колебания генерируемой мощности и электромагнитного момента при переменной скорости ветра и параллельной работе; 3) Возможность применения безредукторных схем; 4) Широкий диапазон возможности регулирования выходного напряжения и частоты.	1) Отсутствует возможность управления режимными параметрами; 2) Невозможность работы в автономном режиме, так как требуется источник реактивной мощности; 3) Низкие динамические свойства; 4) Искажение синусоидальности выдаваемого напряжения.
Синхронный генератор с магнитоэлектрическим возбуждением	1) Отсутствие скользящего контакта; 2) Высокая надежность работы; 3) Высокое значение КПД.	1) Использование дорогостоящих постоянных магнитов и как следствие постоянство магнитного потока, что делает невозможным его регулирование; 3) Высокая стоимость установок.

Продолжение таблицы 2

1	2	3
<p>Асинхронный генератор с фазным ротором</p>	<p>1) Возможно применения в автономных системах; 2) Простота обслуживания и надежность работы; 3) При переменной скорости ветра имеют низкие колебания генерируемой мощности, электромагнитного момента и тока при параллельной работе.</p>	<p>1) необходимость применения редукторов; 2) Отсутствует возможность управления режимными параметрами; 3) Невозможность работы в автономном режиме, так как требуется источник реактивной мощности; 4) Искажение синусоидальности выдаваемого напряжения; 5) низкая надежность работы из-за наличия скользящего контакта.</p>
<p>Специальные синхронные генераторы с магнитоэлектрическим возбуждением</p>	<p>1) Отсутствие скользящего контакта; 2) Высокая надежность работы; 3) Высокое значение КПД; 3) Долгий срок службы.</p>	<p>1) необходимость в приобретении дорогих постоянных магнитов 2) постоянство магнитного потока, т.е. невозможность его регулировать; 3) высокая стоимость генераторов; 4) отсутствие отечественной базы производства</p>

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Синхронный генератор с электромагнитным возбуждением	1) Низкий уровень генерируемых гармоник; 2) возможность управления выдаваемой реактивной мощностью;	1) Наличие скользящего контакта и как следствие снижение надёжности всего агрегата; 2) Необходимость применения источника постоянного тока в системе возбуждения; 3) Ограниченное применение в регионах с резкими перепадами скорости ветра; 4) Сложность системы управления.
Асинхронизированный синхронный генератор	1) Возможно использовать в автономных ЭЭС; 2) Высокая статическая и динамическая устойчивость.	1) Сложность системы управления возбуждением; 2) Возможен режим с высокой генерацией субгармоник и пульсаций напряжения;

Анализируя данные таблицы 2, где проведено сравнение различных генераторов для использования в составе мощной ВЭС работающей параллельно с сетью. Для использования в мощных ВЭС наиболее эффективным можно считать использование синхронного генератора с классической конструкцией. Преимуществами является возможность выдачи большой мощности. Недостатком же данного генератора является высокая вероятность возникновения неустойчивой работы в режиме параллельно с сетью при резких перепадах ветровой нагрузки. Для компенсации данного недостатка будут рассмотрены различные алгоритмы управления и интеллектуальные системы выдачи мощности ветроустановки в составе мощной ветроэлектростанции.

2.3 Алгоритмы работы интеллектуальной системы управления ветроустановкой в составе ветроэлектростанции

На сегодняшний день существуют различные алгоритмы управления ветроустановками. Наряду с солнечными установками, ведется обсуждения различных вариантов использования алгоритма поиска (отслеживания) точки максимальной мощности (ОТММ, англ. *maximum power point tracking, MPPT*). Для разработки алгоритма работы интеллектуальной системы управления ветроустановкой в составе ветроэлектростанции рассмотрим существующие реализации алгоритма ОТММ.

2.3.1 Анализ существующих алгоритмов управления ветроустановками

Простейшим вариантом системы управления ветроустановкой являются системы в которых используется промежуточный накопитель энергии (аккумуляторная батарея). Так как скорость ветра непостоянна, то и переменное напряжение, выдаваемое генератором ветроустановки будет зависеть от этого показателя. Генератор подключается через выпрямитель к

накопителю энергии и выполняет его заряд. Блок схема функционирования данного простейшего алгоритма представлена на рисунке 19.



Рисунок 19 – Блок схема алгоритма с генератором, вращающимся на постоянной частоте

Увеличение скорости вращения ветроустановки приводит к увеличению тока заряда накопителя энергии и как следствие к увеличению электромагнитного момента, ограничивающего увеличение скорости вращения ветроустановки. Уменьшение скорости ветра, напротив, приводит к снижению тока заряда накопителя и как следствие к снижению электромагнитного момента, что позволяет достигнуть стабильной частоты вращения ветроустановки.

Таким образом, при реализации подобного алгоритма система автоматически стремится к стабилизации при отсутствии внешнего управления. Простота реализации данного алгоритма и отсутствие большого количества устройств, говорит о высокой надежности его работы, однако применение этого алгоритма требует установки дополнительных ограничений на ветроустановки, направленных на защиту ее от работы в ненормальных режимах.

Более сложным вариантом реализации алгоритма управления ветроустановкой является алгоритм, включающий в себя возможность переключения обмоток генератора, т.е реализация так называемого ступенчатого регулирования выдаваемой мощности в зависимости от скорости ветра. Блок схема реализации данного алгоритма представлена на рисунке 20.

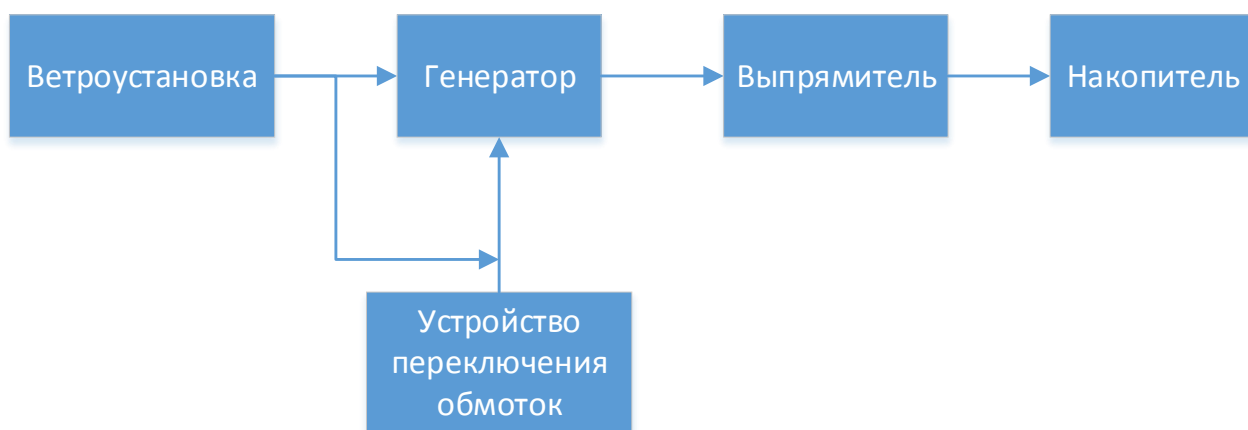


Рисунок 20 – Блок схема алгоритма с переключением обмоток генератора с применением электромеханических устройств

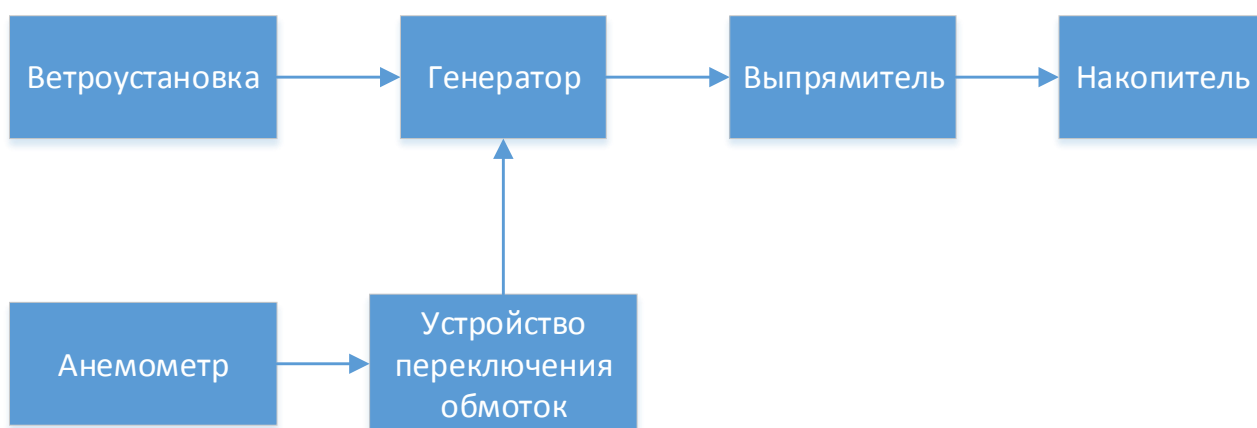


Рисунок 21 – Блок схема алгоритма с переключением обмоток генератора с применением анемометра

С ростом оборотов увеличивается центробежная сила, что позволяет использовать механические устройства, переключающие обмотки автоматически и напрямую. Аналогично, возможно применение анемометров, позволяющих задать в системе параметры переключения обмоток по определенным значениям скорости ветра. Применение дополнительных устройств ведет к снижению надежности данной системы, однако она более распространена чем первый алгоритм (рисунок 21).

Еще одной вариацией алгоритма со ступенчатым регулированием является алгоритм с применением промежуточного устройства передачи механического момента с ветроустановки на генератор (коробка передач, редуктор). Функциональная блок схема такого алгоритма представлена на рисунке 22. Недостатком данного алгоритма является наличие дополнительных механических потерь в звене «Редуктор».

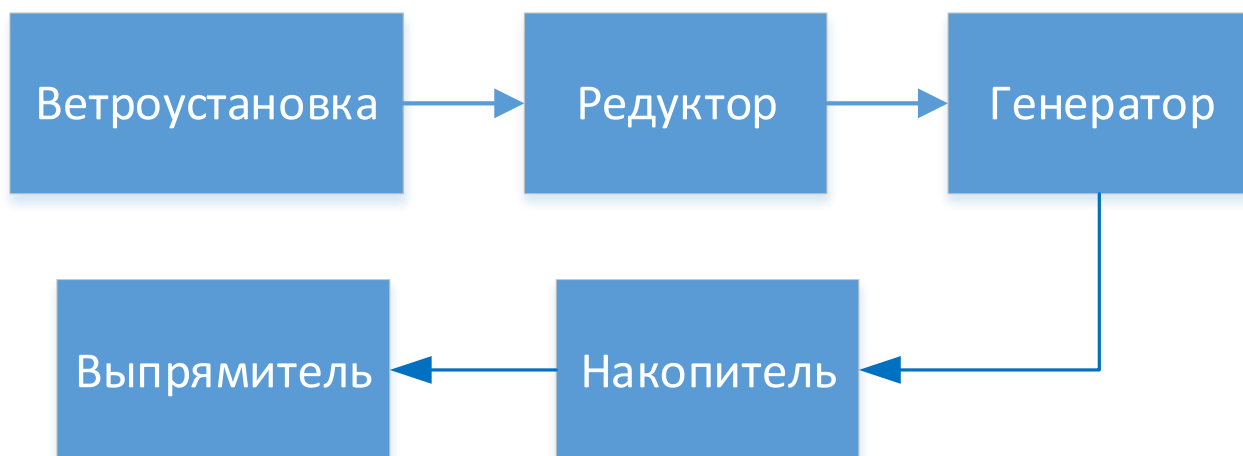


Рисунок 22 – Блок схема алгоритма с редуктором

Принципиально другим способом управления ветроустановкой является регулирование аэродинамических характеристик. Регулирование может осуществляться за счет изменения установочного угла лопастей ветроустановки или других ее геометрических характеристик способных оказать влияние на частоту вращения ветроколеса. При реализации этого алгоритма также присутствует ряд недостатков характерных для предыдущих алгоритмов: применение дополнительных механических устройств, осуществляющих регулирование геометрических параметров ветроколеса. Однако, рассматривая данный способ регулирования можно отметить преимущества, связанные с более точным и плавным регулированием выдаваемой мощности ветроустановкой. Блок схема реализации данного алгоритма представлена на рисунке 23.

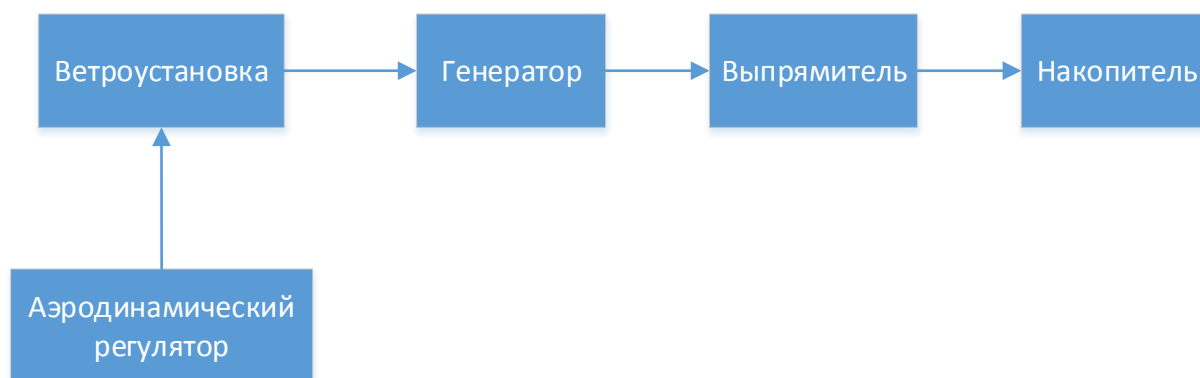


Рисунок 23 – Блок схема алгоритма с аэродинамическим регулятором

Тем не менее, применение механических устройств ведет к значительному усложнению конструкции ветроколеса, существенному снижению надежности и повышению стоимости установки. Помимо этого, возникает необходимость в получении регулировочной зависимости мощности ветроустановки от угла установки лопасти. Кроме того, существенным недостатком является также узкий диапазон регулировки: на больших скоростях ветра необходима достаточно большая жесткость пружин, однако при высоких скоростях ветра слишком большая жесткость пружин не позволит осуществить сложение лопастей и торможение ветроколеса.

Наиболее эффективными и распространенными в настоящее время системами являются ВЭУ, работающие на переменных скоростях вращения и содержащие электрический преобразователь [10]. Его применение позволяет осуществлять управление без каких-либо вспомогательных механических регуляторов, хотя зачастую используются механические или электромеханические устройства, производящие аварийное торможение в случае необходимости. В то же время, такое регулирование является достаточно плавным, чтобы говорить о его высокой эффективности на различных скоростях ветра. С другой стороны, возникает потребность в применении электрического преобразователя, выполненного из

качественных и надежных элементов. Структурная схема такой системы представлена на рисунке 24.

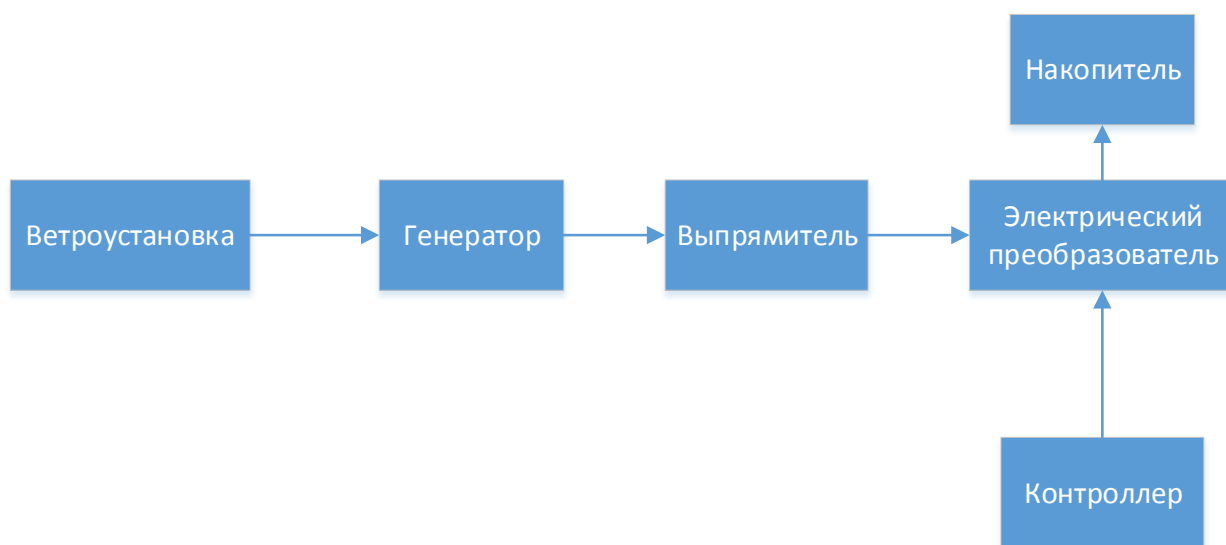


Рисунок 24 – Блок схема алгоритма с электрическим преобразователем

В качестве генератора в таких системах может быть использован синхронный генератор на постоянных магнитах, а в качестве преобразователя – ШИМ-преобразователь на *IGBT* транзисторе, показавший свою высокую эффективность в различных системах. ШИМ-преобразователем управляет контроллер – отдельное устройство, которое, опираясь на измерения различных величин тем или иным образом влияет на преобразователь (например, изменяя коэффициент заполнения ШИМ преобразователя), пытаясь выйти на оптимальный режим выдачи мощности.

Понятию максимальная мощность соответствует точка максимальной мощности (рисунок 25). Существует несколько способов отслеживания точки максимальной мощности. Их можно разделить на две категории – использующие механические датчики и не использующие их.

К методам, использующим механические датчики, относится метод по отслеживанию максимальной быстроходности. Метод, использующий отслеживание быстроходности, напрямую регулирует скорость ветроколеса или его момент для того, чтобы поддерживать значение быстроходности

оптимальным, измеряя при этом текущие скорости ветра и ветроколеса (рисунок 26). На рисунке обозначены: ω_G – частота вращения генератора, об/мин; V – невозмущённая скорость набегающего потока, м/с.

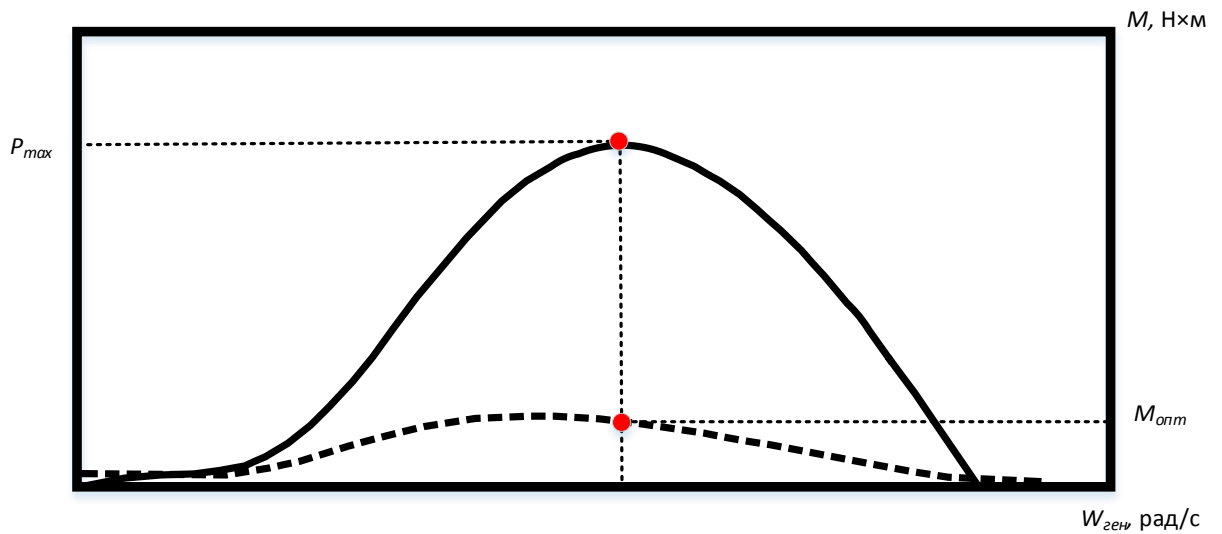


Рисунок 25 – Определение точки максимальной мощности

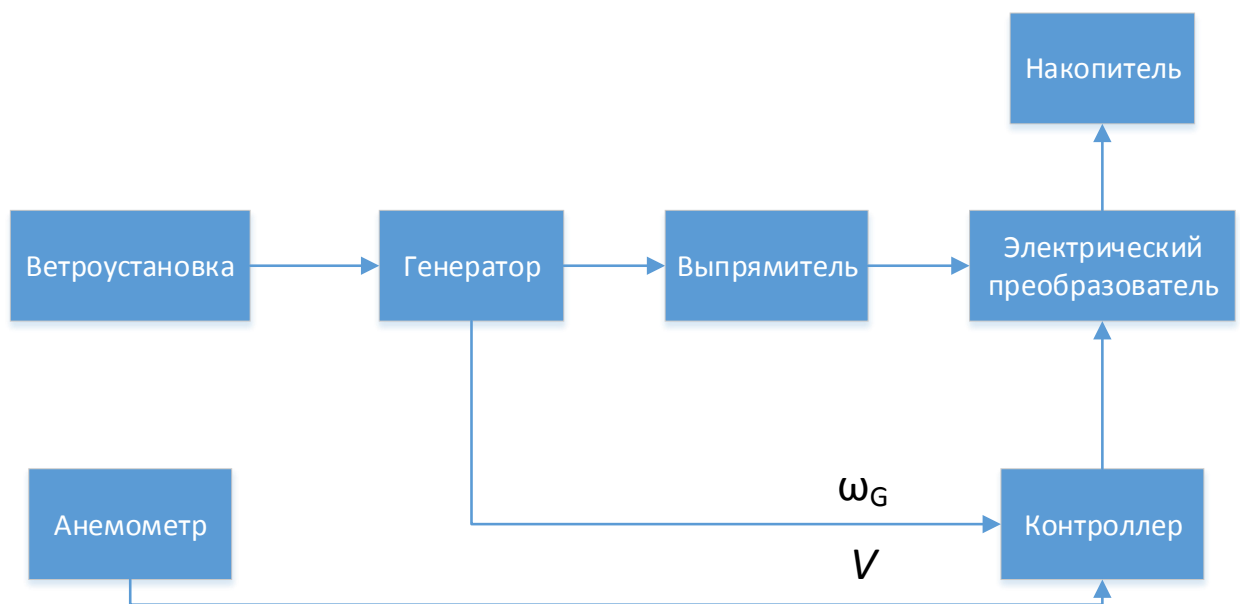


Рисунок 26 – Блок схема алгоритма с контролем быстроходности ветроустановки

Существенным недостатком методов контроля является необходимость применения анемометра, который должен быть расположен на одной высоте с ветроколесом (чтобы обеспечивать достаточно точные измерения ветра,

поскольку они различны на различных высотах от уровня земли), однако в то же время – на некотором удалении от него, чтобы возмущения ветрового потока, которые возникают рядом с ветроколесом, не искажали результаты измерений. Кроме того, установка дополнительных устройств негативно сказывается на надёжности системы в целом и её удорожании. Помимо этого, возникает проблема получения зависимости мощности от скорости ветра и частоты вращения для различных типов ветроколес, а значит, такое решение не будет универсальным.

Альтернативой методу контроля быстроходности является метод обратной связи по мощности [21]. Такой метод подразумевает получение данных о текущей мощности и частоте вращения генератора. По заранее заданной кривой, полученной экспериментально, математическим моделированием или процессом «тренировки» системы управления, рассчитывается текущее отклонение между текущей и оптимальной мощностью. Далее оно используется для управления электрическим преобразователем (рисунок 27). Основным недостатком данного метода заключается в том, что необходимо заранее получить кривую мощности, что не всегда возможно с достаточной степенью точности.

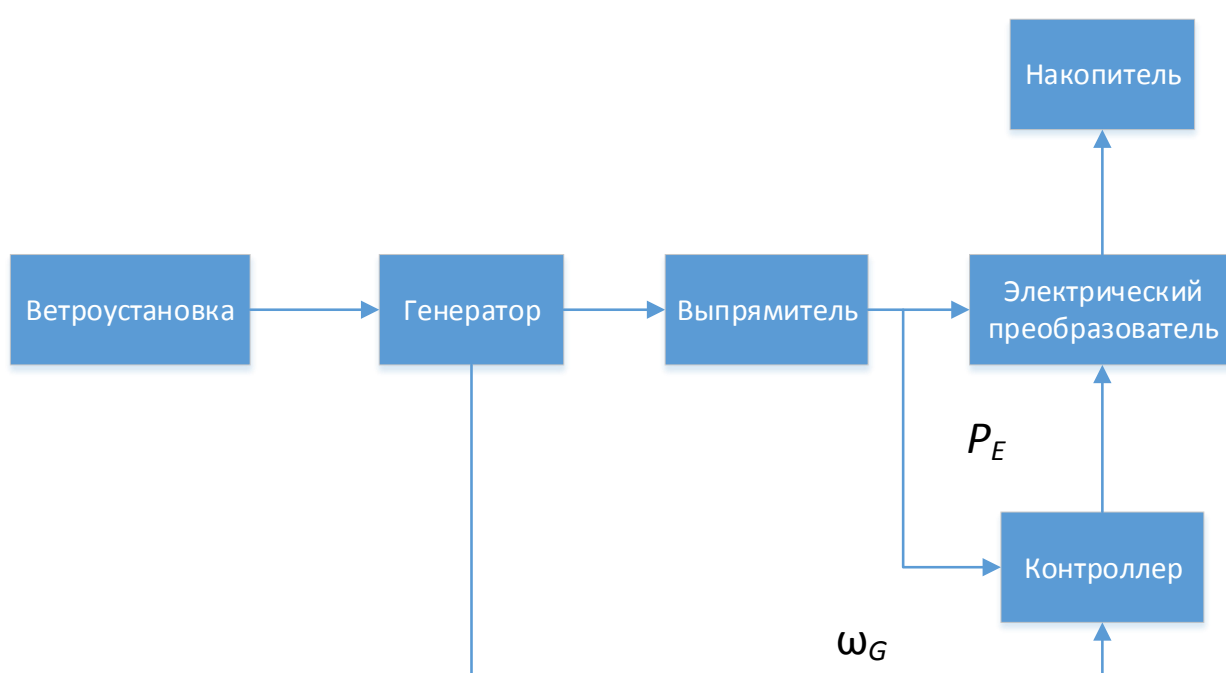


Рисунок 27 – Блок схема алгоритма с обратной связью по мощности

Другими методами отслеживания максимальной точки являются методы, не использующие механические датчики. Их также называют «методы поиска максимума». Для каждой определенной скорости ветра существует такая оптимальная скорость вращения ветроколеса, при которой мощность максимальна. Это говорит о том, что функция зависимости мощности от скорости вращения ветроколеса имеет одну точку максимума. Условие максимума для данной функции – это равенство нулю производной механической мощности вращения ветроустановки (P_{BV}) по времени:

$$\frac{dP_{BV}}{dt} = 0 \quad (1)$$

Этот факт используется во всех подобных алгоритмах.

Один из таких алгоритмов управления использует принцип поиска, запоминания и повторного использования [33]. Алгоритм начинает свою работу без какой-либо информации об объекте управления – системе ВЭУ. В процессе обучения алгоритм находит точки максимума, соответствующие различным скоростям ветра, по условию максимума функции и сохраняет их параметры в память для дальнейшего использования. Это выполняется до тех пор, пока не будет собрано достаточное количество информации о характеристиках системы. После этого процесс получения максимальной мощности является оптимизированным. Такой процесс тренировки также называют обучением напрямую. К недостаткам этого способа относятся необходимость обучения, а значит, и неэффективность работы в этом режиме, достаточно большая сложность, что может быть важным при реализации алгоритма на конечных устройствах контроллеров.

Другой метод основан на прямом регулировании коэффициента заполнения ШИМ исходя из сравнения текущих измерений электрической

мощности генератора с предыдущими. Коэффициент заполнения выражается следующим образом:

$$D = \frac{\tau}{T}, \quad (2)$$

где D - коэффициент заполнения ШИМ; τ - время импульса, с; T - период цикла регулирования, с.

Регулируя коэффициент заполнения, можно изменять напряжение на выходе ШИМ-преобразователя, а значит, и ток нагрузки. Несмотря на то, что изменение скорости ветра может происходить достаточно быстро и в широких пределах, механическая мощность на валу ветроустановки меняется достаточно медленно из-за большой механической инерции колеса ветроустановки. В этом случае коэффициент заполнения ШИМ будет определяться по выражению:

$$D_k = D_{k-1} + C_1 \frac{\Delta P_{k-1}}{\Delta D_{k-1}}, \quad (3)$$

где D_k, D_{k-1} - коэффициент заполнения в k -ом отсчёте и предшествующий ему коэффициент заполнения соответственно; ΔP_{k-1} - изменение мощности между отсчётами, Вт; ΔD_{k-1} - изменение заполнения между отсчётами; C_1 - шаг изменения, 1/Вт.

Ещё одним методом поиска экстремума является метод, основанный на предельном цикле. Поиск точки максимальной мощности осуществляется с помощью интегрального звена, которое управляет током электрического преобразователя системы, подключенной к внешней сети, путём регулирования постоянного напряжения электрического преобразователя. Опорный ток увеличивается до тех пор, пока выполняется условие максимума. Если он увеличивается и дальше, постоянное напряжение электрического преобразователя не может оставаться постоянным, поскольку

условие баланса мощности в этом случае не соблюдается. Поэтому постоянное напряжение начинает снижаться и, если оно ставится меньшим некоторого порогового значения, управляющее воздействие интегратора меняет знак, уменьшая опорный ток. В этом случае возникают нелинейные колебания вокруг точки максимума, которые называют предельным циклом. Из-за этих колебаний система автоматически стремится к точке максимума; при этом система управления не использует какие-либо данные о генераторе и ветроколесе.

Другой перспективной разработкой в области методов поиска экстремума функции мощности является применение изменяющегося шага изменения скорости вращения ветроколеса. Вместо постоянного шага изменения используется шаг, пропорциональный отношению изменения мощности к изменению скорости вращения:

$$\Delta\omega_k = K \cdot \frac{\Delta P_{k-1}}{\Delta\omega_{k-1}}, \quad (4)$$

где K - эмпирический коэффициент пропорциональности; $\Delta\omega_{k-1}$ - изменение частоты вращения между текущим и предыдущим отсчётом, рад/с; $\Delta\omega_k$ - новое изменение частоты вращения, рад/с; ΔP_{k-1} - изменение мощности между отсчётами, Вт.

Таким образом, частота вращения будет изменяться быстрее, если текущая мощность далека от точки максимальной мощности. Однако, чем текущая мощность ближе к экстремуму, тем изменение будет происходить медленнее.

Ещё одним методом контроля точки максимальной мощности является метод, в котором в качестве входного параметра используется мощность, а в качестве управляемого параметра – момент. Оптимальное значение момента применяется в цепи управления моментом в синхронных генераторах на

постоянных магнитах с управлением моментом. В этом случае контроллер не нуждается в дополнительных данных о скорости ветра.

Существуют методы, совмещающие несколько различных подходов к поиску максимальной мощности. Одним из них является подход, совмещающий контроль быстроходности и поиск экстремума функции мощности [27,28]. На первом этапе точка максимума отслеживается по приближительной оптимальной быстроходности. Когда измеряемая скорость ветра стабилизируется, дальнейший поиск действительной точки максимума производится классическим методом поиска экстремума. Когда действительный пик достигнут, в память заносятся соответствующие значения оптимальной скорости генератора и соответствующая ей скорость ветра; после этого корректируется оптимальное значение быстроходности. Когда скорость ветра изменяется, в дальнейших расчётах используется уже скорректированное значение быстроходности. Преимуществом перед простым методом отслеживания быстроходности является отсутствие необходимости в предварительном получении характеристик ветроколеса, однако остальные недостатки сохраняются.

Кроме того, такие алгоритмы показывают худшую эффективность, чем классические алгоритмы, отслеживающие быстроходность.

Ещё одним совмещенным методом является метод, который включает в себя преимущества двух алгоритмов: контроля точки максимума по характеристике «мощность – скорость вращения» и метод поиска экстремума. Этот алгоритм измеряет скорость вращения генератора и вычисляет оптимальный крутящий момент M_{opt} . Действительное значение крутящего момента $M_{действ}$ также измеряется.

В нормальных условиях, когда разница ΔM между M_{opt} и $M_{действ}$ невелика, применяется так называемый метод возмущения и наблюдения, основанный на вычислении мощности, игнорируя характеристику $M - \omega$. Если разница ΔM стала по каким-либо причинам (например, резкие порывы ветра, неправильная инициализация программы из-за недостоверных данных

с датчиков) достаточно велика, то коэффициент заполнения выставляется в соответствии с данной характеристикой.

2.4 Выводы по разделу 2

1. Рассмотрена типовая конструкция ветроэлектростанции, определены основные составные части ветроэлектростанции.

2. Определены основные конструкции ветротурбин применяемых в составе установок ветрогенераторов. Определены основные достоинства и недостатки каждого типа ветротурбины.

3. Установлено, что для разработки интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции рационально для крупных и мощных ВЭС применение горизонтально осевых установок ветротурбин, так как их эффективность гораздо выше чем установок с вертикально осевой конструкцией. Высота установки с горизонтально осевой турбиной может быть определена в зависимости от местности и региона строительства ветроэлектростанции.

4. Определено, что для использования в мощных ветроэлектростанциях наиболее эффективным является использование синхронного генератора с классической конструкцией. Преимуществами является возможность выдачи большой мощности. Недостатком же данного генератора является высокая вероятность возникновения неустойчивой работы в режиме параллельно с сетью при резких перепадах ветровой нагрузки.

5. Установлено, что для компенсации недостатков применение синхронного генератора, в модели интеллектуальной системы выдачи мощности возможно рассмотреть применение генератора на постоянных магнитах, а также определенную комбинацию с аккумулирующей установкой

6. Установлено, что для управления выдачей мощности крупной ветроэлектростанции рационально использовать алгоритм отслеживания максимальной мощности в комбинации с методом поиска экстремума.

3 Моделирование интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции

Предлагается составить компьютерную модель ветроэлектроустановки с использованием современного программного продукта. На основе составленной модели исследовать работу ветроэлектроустановки при различных режимах ветровой нагрузки, а также различных режимах работы внешней распределительной сети. Скорость ветра не постоянна, поэтому предлагается использовать дополнительный накопитель энергии. При этом становится невозможно использование синхронного генератора в составе ВЭУ большой мощности. Недостатки данного генератора, которые были определены ранее в разделе 2 выпускной квалификационной работы не позволят добиться устойчивой работы при резких изменениях ветра, а также при резких изменениях режима работы системы, связанной в первую очередь с суточными колебаниями нагрузки. Потребуется использование автоматики для поддержания синхронной работы ГУ с сетью, что трудно реализуемо именно для крупных ВЭС, с большим числом генерирующего оборудования с высокими значениями установленной мощности. Предлагается использовать другой подход к управлению выдачей мощности, который будет рассмотрен в третьем разделе магистерской диссертации.

Как правило, в автономной ветроэлектростанции в качестве электроэнергетического преобразователя используется активный выпрямитель, который выпрямляет переменное напряжение генератора для зарядки аккумулятора.

Скорость ветра не постоянна, поэтому энергию приходится хранить в аккумуляторе. Поэтому, когда батарея заряжена, преобразование энергии ветра останавливается. Предлагается создать группу контроллеров ветра, это позволит распределять мощность между блоками таким образом, чтобы аккумулятор не заряжался, а вся вырабатываемая мощность отдавалась потребителю.

Для проверки метода группового управления необходимо реализовать метод технической автоматики, такой как пуск, плавная остановка, аварийная остановка.

3.1 Выбор программного продукта для моделирования

Первым этапом создания модели интеллектуальной системы выдачи мощности необходимо выбрать программный продукт для ее реализации. Программный продукт должен обладать следующими преимуществами и свойствами: простотой, наглядностью разрабатываемых схем, достоверностью получаемых результатов и используемых моделей.

На рынке программных продуктов существует большое различные программные комплексы, позволяющие решать задачи поставленные в рамках выполнения и подготовки магистерской диссертации. Среди всего многообразия программных продуктов можно выделить два, которые получили наиболее широкое распространение: MATLAB/Simulink с использованием встроенной библиотеки SimPowerSystems и PSCAD.

Программный комплекс MATLAB/Simulink с библиотекой SimPower Systems имеет большие возможности для создания и моделирования режимов и алгоритмов работы различных устройств и объектов электроэнергетической отрасли, включая объекты силовой, т.е. высоковольтной части, так и объекты управления. Главным достоинством программного комплекса MATLAB/Simulink является его универсальность. Другими словами, программный комплекс MATLAB/Simulink возможно использовать не только для моделирования электрических режимов, но и механических усилий, тепловых процессов и так далее. Это обуславливает и универсальность используемых алгоритмов расчета в программном комплексе MATLAB/Simulink. Универсальность которых не позволяет получить высокой скорости моделирования по сравнению с другими, специализированными, программными комплексами.

Для сравнения с программным комплексом MATLAB/Simulink с библиотекой SimPowerSystems выбран специализированный, для электроэнергетической отрасли, программный комплекс моделирования в реальном времени PSCAD. Данный программный комплекс создан специально для решения задач электроэнергетики и предназначен для моделирования переходных процессов в электроэнергетических системах, установившихся режимов работы электроэнергетических систем, аварийных ситуаций и реакции автоматики на различные внешние и внутренние возмущения.

Библиотека стандартных элементов PSCAD содержит большое количество моделей, что упрощает создание собственной модели. Разработанная модель интеллектуальной системы управления ветроустановкой в составе ветроэлектростанции может быть смоделирована для управления стандартной моделью ветрогенератора, что упрощает возможность сборки и тестирования алгоритма работы интеллектуальной системы управления. Поэтому для реализации интеллектуальной системы отбора мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции выполняемого в рамках диссертационного исследования предлагается использовать программный комплекс PSCAD. Преимуществом программного комплекса PSCAD является возможность создания сценариев, которые позволят детально смоделировать различные режимы работы ВЭС с интеллектуальной системой управления и влияние интеллектуальной системы управления на режимы выдачи мощности в сеть при различных аварийных переходных процессах или при режимных переключениях в системе.

3.2 Интеллектуальная модель ВЭС в программном комплексе PSCAD

На рисунке 28 представлена модель ветроэлектростанции, которая включает в себя две части:

1. Механическая часть;
2. Электрическая часть.

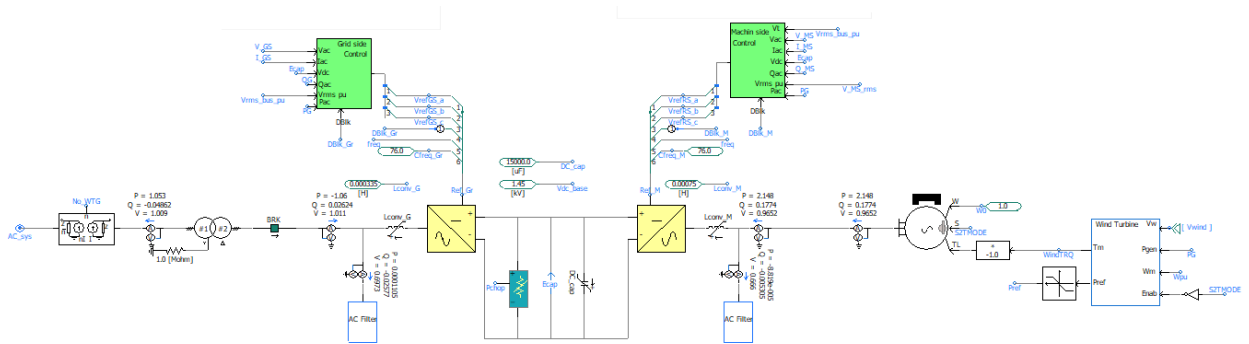


Рисунок 28 – Общий вид модели ветроэлектростанции

Механическая часть модели отвечает за создание механической мощности, которая соответствует определенным скоростям ветра. Выходным параметром механической системы является механический момент.

Электрическая часть модели отвечает за преобразование механического момента в электрический. За преобразование механического момента в электрический в модели отвечает модель электрической машины. В компьютерной модели использована модель электрической машины на постоянных магнитах. Данная модель генератора, используемая в составе ветроэлектростанций была рассмотрена в разделе 2 выпускной квалификационной работы.

Рассмотрим состав механической части компьютерной модели, выполненной в программном комплексе PSCAD. Механическая часть состоит из:

1. Ветрогенератора;
2. Контроллер угла наклона лопастей ветрогенератора;

Модель электрической части состоит из:

1. Узел связи и контроля параметров сети;
2. Узел контроля параметров генератора;
3. Защита вставки постоянного тока с конвертером постоянного тока

4. Низкочастотный фильтр;
5. Трансформатор;
6. Блок масштабирования отвечающий за увеличение выдаваемой мощности с модели ветрогенератора в модель ветроэлектростанции.

На рисунке 29 представлен полный вид модели участка электроэнергетической системы, в которой модель ветроэлектростанции по линии электропередачи подключена к источнику бесконечной мощности, моделирующему выход в энергосистему с кратностью тока короткого замыкания 10, т.е. система, моделируемая данным выходом, является достаточно стабильной и устойчивой. Модель ветроэлектростанции может перейти в неустойчивый режим если подключение будет выполнена к модели энергосистемы с меньшей кратностью токов КЗ в точке подключения.

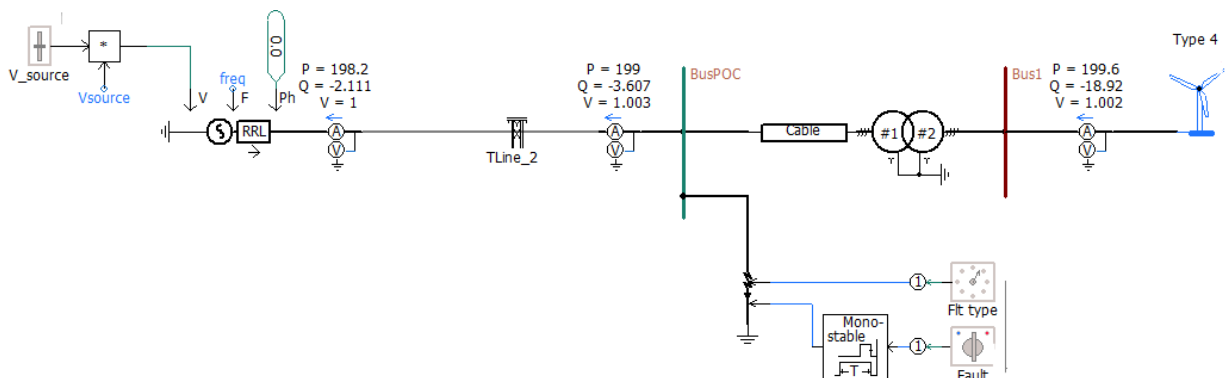


Рисунок 29 – Полный вид модели участка электроэнергетической системы

В таблице 3 представлены параметры модели ветрогенератора.

Таблица 3 – Параметры модели ветрогенератора

Обозначение параметра	Параметр	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
Dblk	Включение/Выключение ветротурбины	-	Dblk

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Vtrf_HV	Номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора	кВ	Vbase
No_WTG	Общее количество ветрогенераторов		UN
Sbase	Установленная мощность одной установки	МВА	2
Vrated_PM	Установленная мощность генератора на постоянных магнитах	кВ	Vrated_PM
Vwind	Входное значение скорости ветра	м/с	Vw
vWcutin	Скорость ветра при которой ветрогенератор может выдавать мощность	м/с	3
vWcutout	Максимально допустимая скорость ветра для ветрогенератора	м/с	25
VRot_nom	Скорость вращения ветротурбины при номинальной скорости вращения генератора	об/мин	12
freq	Номинальная частота системы	Гц	freq
freq_PM	Базовая частота генератора	Гц	30

Рассмотрим подробнее отдельные части модели.

3.2.1 Механическая часть модели

Модель ветротурбины представлена на рисунке. Она используется для моделирования механической мощности и механического момента который передается с контроллера задачи скорости ветра и угла наклона лопастей ветроколеса. Входные параметры модели ветротурбины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры модели ветротурбины

Обозначение параметра	Параметр	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
Rad_turb	Радиус ветроколеса турбины	м	50
vWcutin	Начальная скорость вращения ветроколеса	м/с	vWcutin
vWcutout	Минимальный угол наклона лопастей ветроколеса	м/с	vWcutout
VRot_nom	Скорость вращения ветротурбины при номинальной скорости вращения генератора	об/мин	VRot_nom

Pitch_min	Минимально допустимый угол наклона лопастей ветроколеса	градус	0
-----------	---	--------	---

Продолжение таблицы 4

Обозначение параметра	Параметр	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
Pitch_max	Максимальный угол наклона лопастей ветроколеса	градус	28
Wref_sp	Точка установки расчетной скорости генератора	о.е	W0
Pbase	Базовая активная мощность	МВт	Sbase
Kp_Ptch	Регулятор усиления	о.е	Kp_Ptch
Ti_Ptch	Регулятор постоянной времени	о.е	Ti_Ptch

Схема модели контроллера угла наклона представлена на рисунке 30.

Контроллер сравнивает ошибки по скорости и по мощности. Параметры скорости ветра, при которых ветротурбина начинает вращаться, и критическая скорость ветра, для турбины являются важными параметрами модели. Основываясь на этих параметрах производится ранжирование

скоростей ветра в модели. Для модели заданы значения минимальной скорости 3 м/с, а максимальной 25 м/с. Данные параметры скорости ветра выбраны на основании значений для крупны ветротурбин установленных на ветроэлектростанциях, значения взяты для турбин производства General Electric.

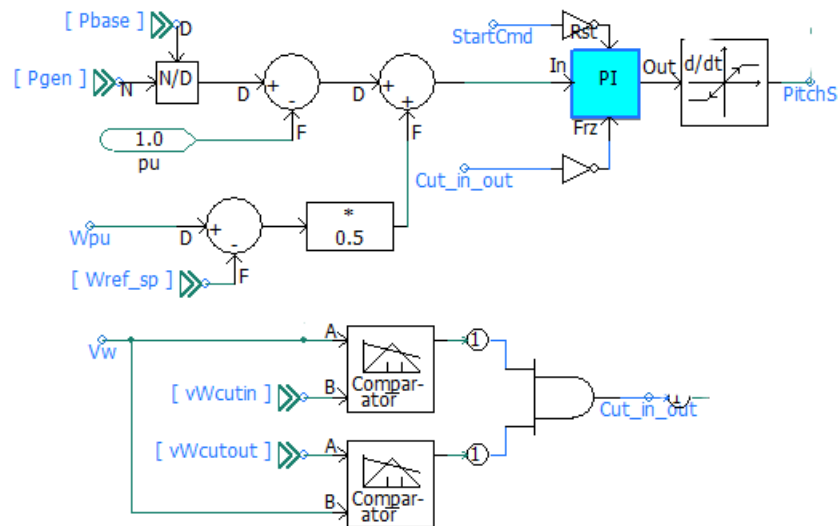


Рисунок 30 – Схема контроллера угла наклона

Механическая мощность, преобразуемая от значений скорости ветра может быть определена с помощью выражения:

$$P = \frac{\rho}{2} A_r \cdot V_w^3 \cdot C_p(\lambda, \theta), \quad (3.1)$$

где ρ - плотность воздуха, кг/м³; A_r - площадь охватываемая лопастями ветроколеса, м²; V_w - скорость ветра, м/с; λ - быстроходность; θ - угол наклона лопастей ветроколеса; C_p - коэффициент мощности являющийся функцией быстроходности ветроколеса и угла наклона лопастей.

Коэффициент C_p относится к паспортным параметрам ветротурбины и предоставляется производителем на каждый тип производимой им турбины в

виде графика или табличных значений. Вид кривых для коэффициента мощности турбин производства General Electric представлены на рисунке 31.

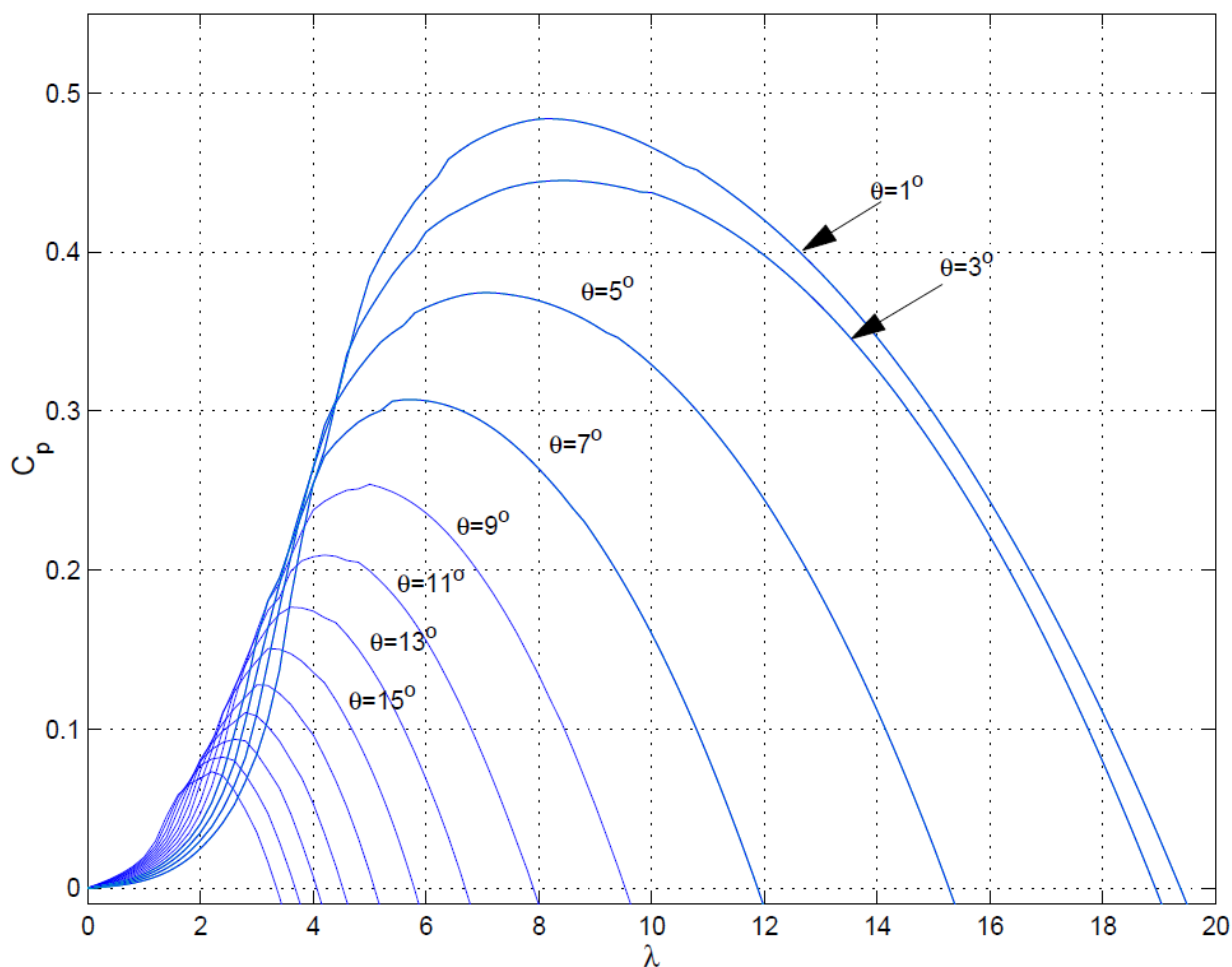


Рисунок 31 – Зависимости коэффициента мощности ветротурбины при различных значениях угла наклона и быстроходности турбины

Для установившегося режима, выражение для определения быстроходности примет вид:

$$\lambda = \frac{W_{BY} \cdot R}{V_w} = \frac{2\pi \cdot n_{BY} \cdot R}{V_w}, \quad (3.2)$$

Реализация выражения для быстроходности в установившемся режиме с помощью блоков программного комплекса PSCAD представлена на рисунке 32.

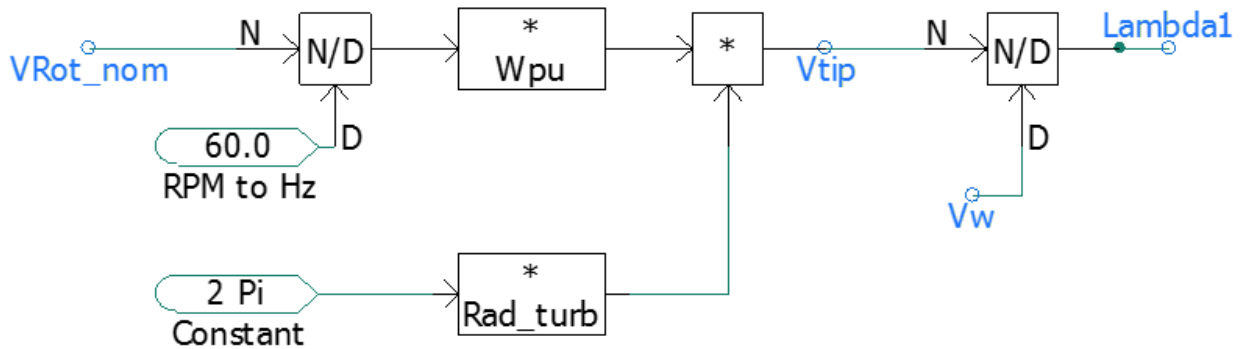


Рисунок 32 – Общий вид модели блока расчета быстроходности

Расчет коэффициента мощности C_p в модели задан в виде полинома четвертого порядка согласно выражению:

$$C_p(\theta, \lambda) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 (a_{i,j} \cdot \theta^i \cdot \lambda^j). \quad (3.3)$$

Полученная кривая по (3.3) хорошо аппроксимируется для значений быстроходности лежащих в пределе $3 < \lambda < 15$, а отрицательное значение C_p ограничено значением $-0,05$. Для модели согласно (3.3) параметр $a_{i,j}$ задается матрицей размером 5×5 с общим числом коэффициентов 25.

3.2.2 Электрические компоненты модели

В модели электрическая часть ветротурбины состоит из генератора на постоянных магнитах и преобразователя напряжения «Переменный ток – постоянный ток – переменный ток». На рисунке 33 представлен вид модели генератора на постоянных магнитах.

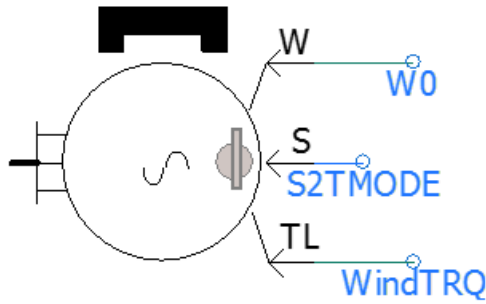


Рисунок 33 – Общий вид модели генератора на постоянных магнитах

На рисунке 33 показаны входы модели генератора, где W – входящая скорость, о.е., при этом когда модель работает в режиме с контролем скорости генератор начинает вращение со скорости W_0 . S – параметр, отвечающий за переключения между режимом контроля скорости и режимом контроля момента. Для режима контроля скорости $S=1$, для режима контроля момента $S=0$. T – входное значение момента, о.е. Если модель функционирует в режиме контроля момента, тогда машина определяет скорость основываясь на коэффициенте инерции и коэффициенте демпфирования, входным и выходным значением момента.

Конвертор «переменный ток – постоянный ток – переменный ток» представлен на рисунке 34.

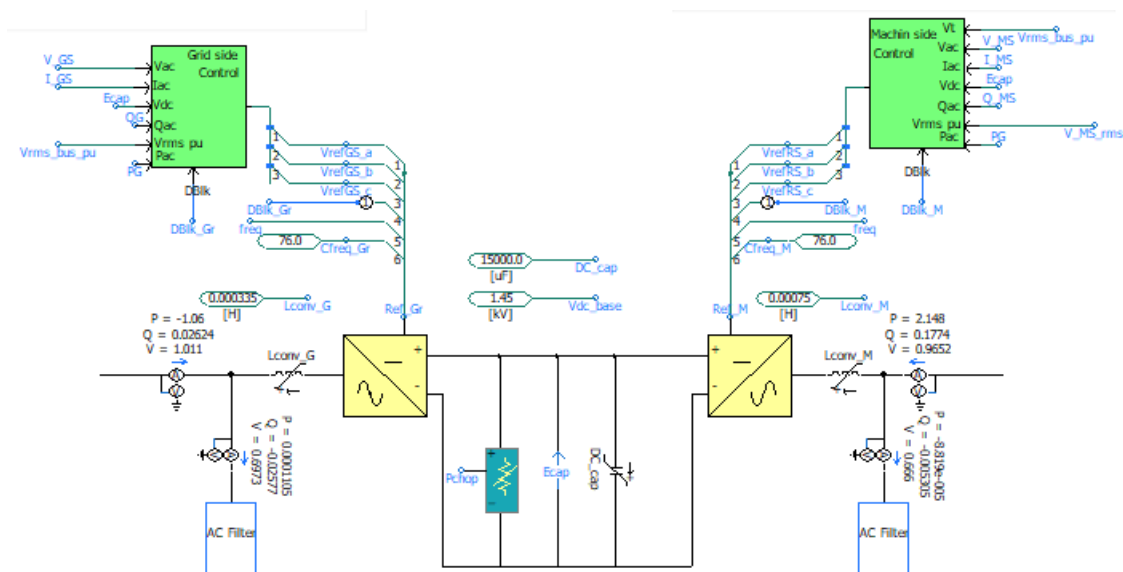


Рисунок 34 – Общий вид модели конвертера напряжения

- 1) Преобразователь и контроллер сети;
- 2) Контроллер и конвертер генератора;
- 3) Инвертор
- 4) Фильтр низких частот;
- 5) Усилитель.

Преобразователь и контроллер сети контролирует напряжение на шинах постоянного тока, пока контроллер и конвертер генератора контролирует активную мощность на ветротурбине. В модели оба контроллера реализованы как преобразователи напряжения. Инвертор используется для защиты шин постоянного тока от перенапряжений. Фильтр низких частот используется со стороны переменного напряжения для фильтрации гармонических искажений вызванных наличием в модели блока преобразований «переменный ток – постоянный ток – переменный ток».

Преобразователь и контроллер сети, показанный на рисунке необходим в модели для регулирования напряжения на шинах постоянного тока и шинах переменного тока. Значение величины переменного напряжения установлено на уровне 1 о.е.

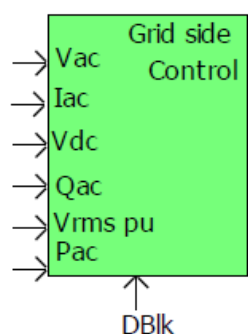


Рисунок 35 – Преобразователь и контроллер сети

Параметры блока «Преобразователь и контроллер сети» представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры блока «Преобразователь и контроллер сети»

Обозначение параметра	Параметр	Тип переменной	Единица измерения	Значение
ILimPriority	Приоритет или координаты: q, 1-d	d Integer	-	0
Sbase	Установленная мощность	Real	МВА	Sbase
freq	Частота в сети переменного тока	Real	Гц	freq
Vacbase	Номинальное значение переменного напряжения	Real	кВ	Vrated_PM
Vdc_base	Базовое значение постоянного напряжения	Real		Vdc_base
Lconv	Индуктивность преобразователя напряжеия	Real	Гн	Lconv_G
I _{max_p} integer	Максимальное значение тока	Real	о.е	1,1

Инициализация в относительных единицах и трансформация измерений тока и напряжения показана на рисунках 36 и 37. Фильтры с частотной характеристикой 360 Гц использованы, чтобы повысить качество значения постоянного тока за счет от фильтрования высших гармоник от

силовых преобразователей. Базовые показатели преобразователя и контроллера сети и преобразователя максимального тока рассчитываются на основе установленной мощности (S_{base}) и действующего значения фазного базового переменного напряжения (V_{acbase}).

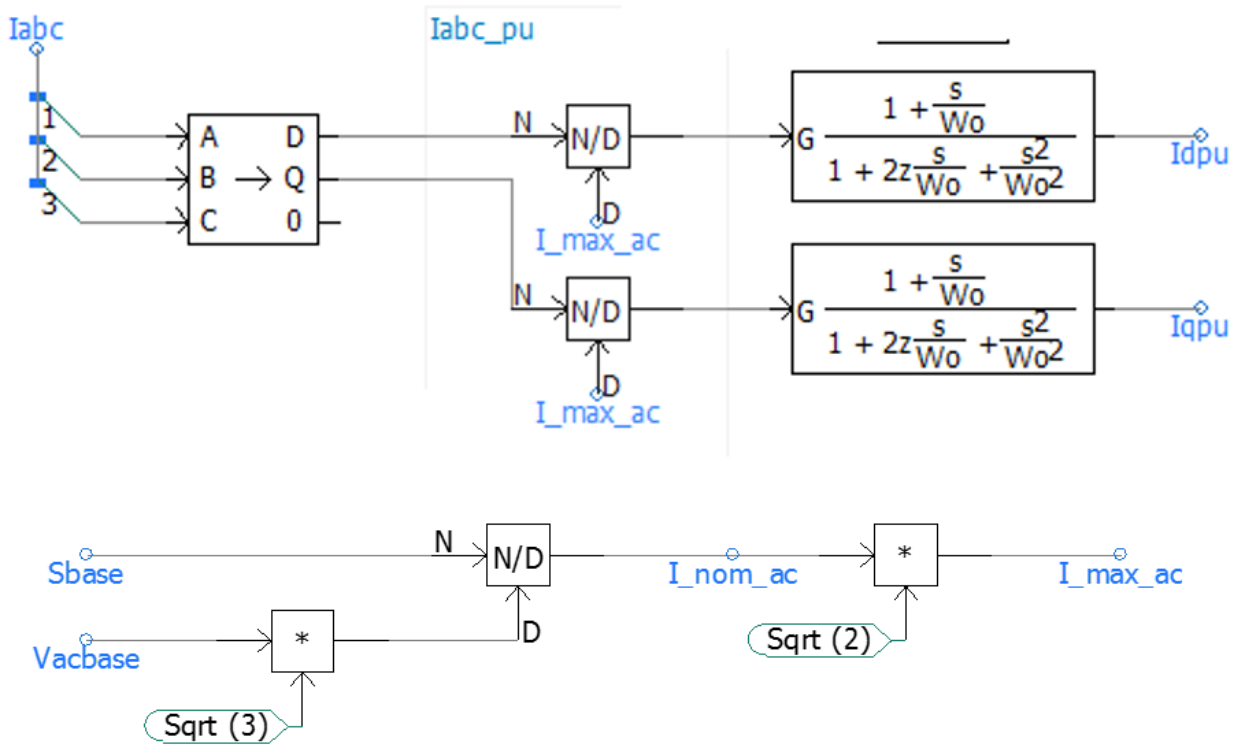


Рисунок 36 – Перевод в относительные единицы и преобразование тока из фазных координат (ABC) в полярные (dq)

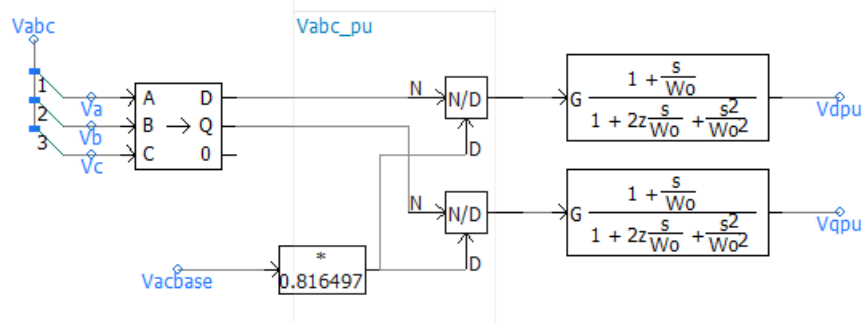


Рисунок 37 – Перевод в относительные единицы и преобразование напряжения из фазных координат (ABC) в полярные (dq)

Контролеры постоянного напряжения, каскадный преобразователь переменного напряжения и контроллер реактивной мощности представлены на рисунках 38 и 39. Эти контроллеры необходимы для генерации порядка координат тока d и q для реализации несвязного регулирования соответственно. Слайдеры необходимы для изменения коэффициентов K_p и T_i для ПИ-регулятора для случая необходимости его настройки. Используемый ПИ-регулятор не подвержен интегральному насыщению. Каскадный контроллер переменного напряжения и реактивной мощности имеют возможность вводить реактивную мощность вовремя аварийных ситуаций – коротких замыканий. Контроллер используется с детектором отклонения напряжения для увеличения или снижения тока опорного сигнала.

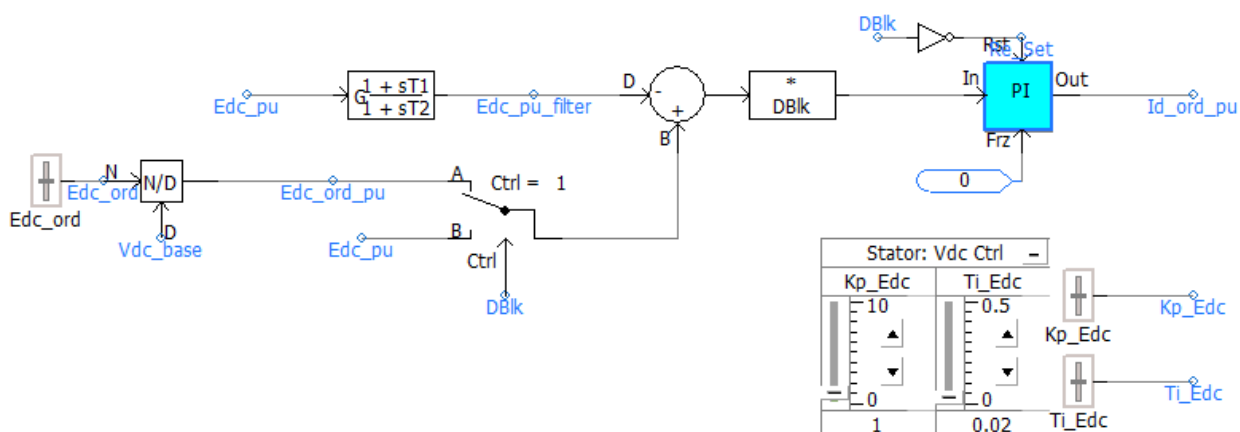


Рисунок 38 – Вид модели контроллера постоянного напряжения

Для этого конвертера, приоритет по умолчанию может быть определен на d или q координату как показано в таблице 5, сигнал приоритета принят равным 0.

Система раздельного управления током модель, которой представлена на рисунке 40 используется для преобразования базовых напряжений, а именно напряжений, хранящихся в переменных $vd1ref$ и $vq1ref$.

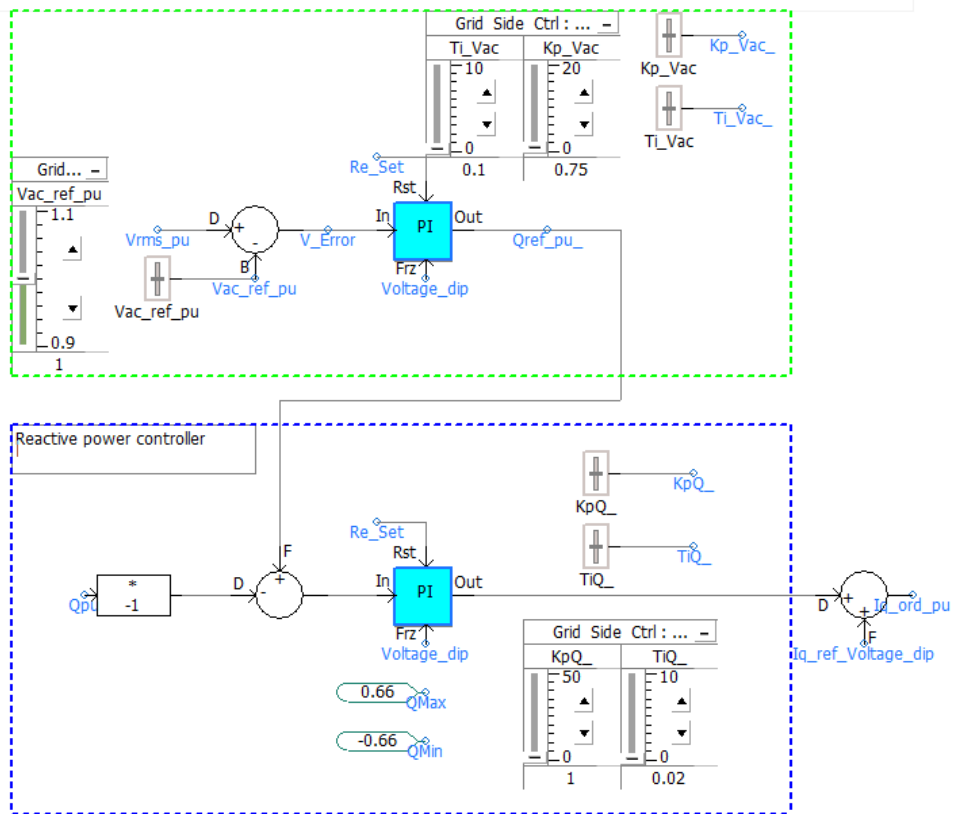


Рисунок 39 – Каскадный контроллер реактивной мощности и переменного напряжения

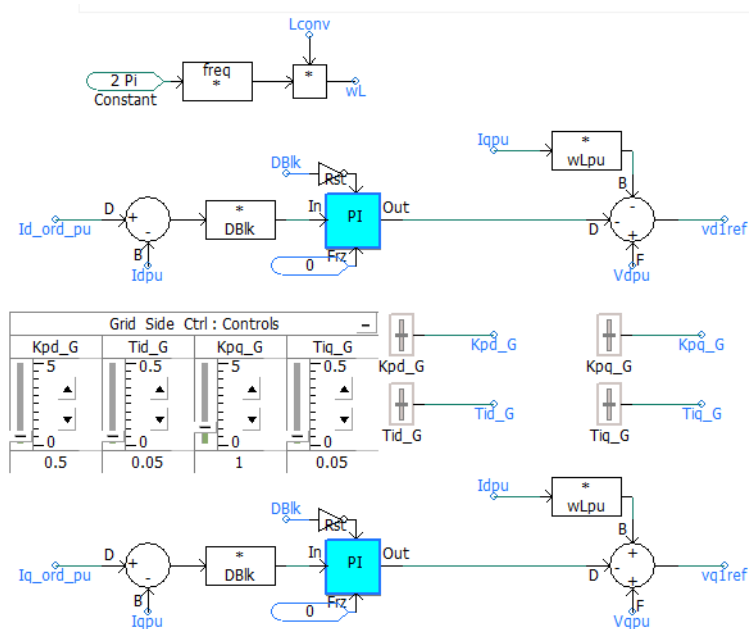


Рисунок 40 – Общий вид модели контроллера несвязного регулирования координат d и q для получения значений базовых напряжений

Для разделения, которое необходимо выполнить для исключения взаимного влияния друг на друга координаты d и q , соотношения $(I_{qpu} \cdot \omega L_{pu})$ и $(I_{dpu} \cdot \omega L_{pu})$ вычитаются и добавляются к координатам d и q соответственно. Слайдеры в модели представленной на рисунке 39 необходимы для настройки работы контроллера при необходимости.

Как показано на рисунке 41, переменные с базовыми напряжениями, а именно v_{d1ref} и v_{q1ref} преобразуются из прямоугольных координат в полярные, а амплитуда M ограничена в о.е. значением 1,15. Синусоида трехфазного базового напряжения получается путем импортирования преобразования $dq0$ в ABC используя v_{d1ref} и v_{q1ref} , с использованием переменной θ_{PLL} – угла преобразования. До этой стадии базовые синусоиды напряжения рассчитываются в о.е. с использованием базового значения напряжения равного пиковому фазному значению переменного напряжения.

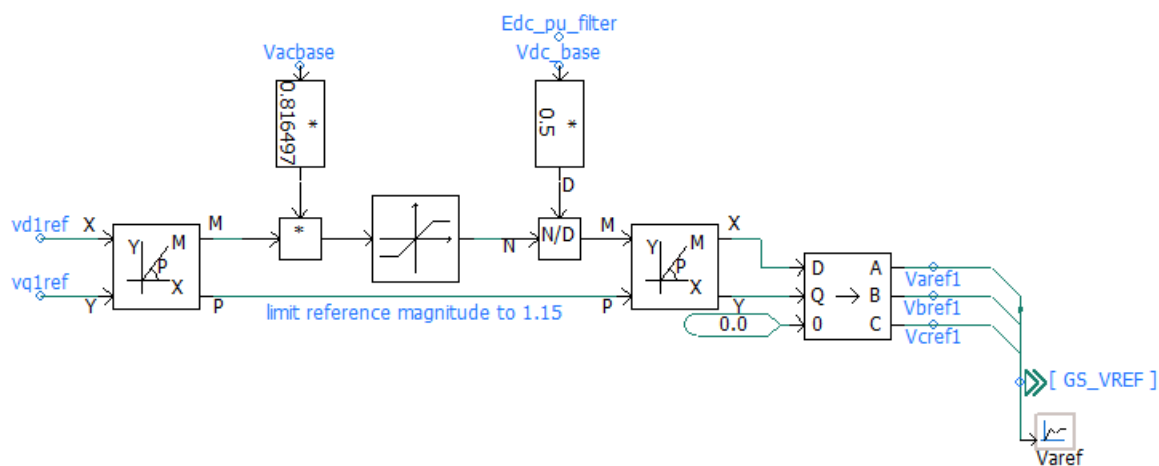


Рисунок 41 – Базовые напряжения, представляемые контроллером сети

Назначение контроллера генератора заключается в контроле активной мощности и переменного напряжения на терминале модели генератора на постоянных магнитах. Контроллер необходим для получения соответствующих расчетных параметров в терминале ветротурбины. Общий вид модели контроллера генератора представлен на рисунке 42.

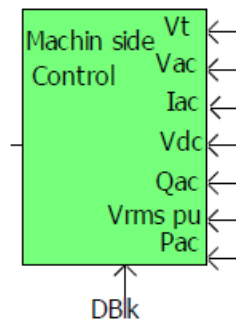


Рисунок 42 – Общий вид модели контроллера генератора (показаны входные переменные)

Параметры модели контроллера генератора и их описание представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры контроллера ветрогенератора

Обозначение параметра	Параметр	Тип переменной	Единица измерения	Значение
1	2	3	4	5
ILimPriority	Определение приоритета d или q координаты: 0-q, 1-d	Integer	-	0
Pref	Значение активной мощности	Real	о.е.	Pref
Q_ord	Значение реактивной мощности	Real	Мвар	0

Продолжение таблицы 6

Обозначение параметра	Параметр	Тип переменной	Единица измерения	Значение
1	2	3	4	5
Sbase	Базовая мощность	Real	МВА	Sbase
freq	Частота системы	Real	Гц	freq_PM
Vacbase	Базовое значение переменного напряжения системы	Real	кВ	Vrated_PM
Vdc_base	Базовое значение постоянного напряжения	Real	-	Vdc_base
Lconv	Индуктивность преобразователя напряжения	Real	Гн	Lconv_G
I _{max_ru}	Максимальный ток	Real	о.е.	1,1

Контроллер активной мощности со стороны генератора представлен на рисунке 43.

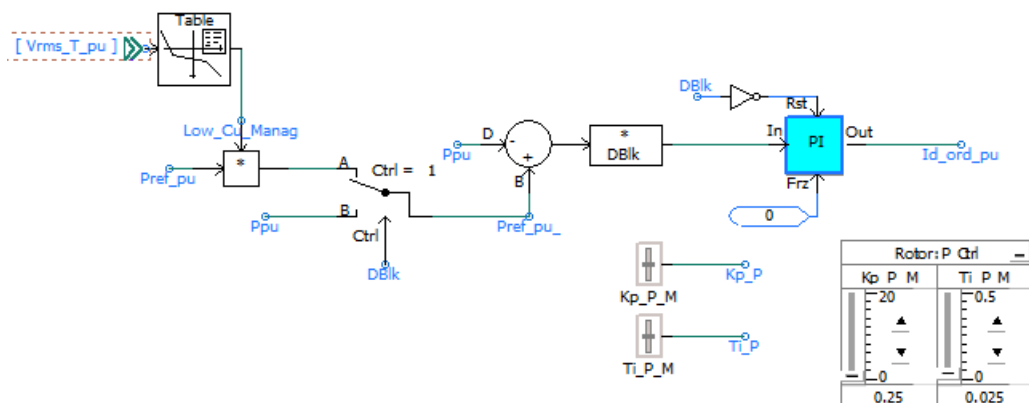


Рисунок 43 – Общий вид модели контроллера мощности генератора

Контроллер мощности генератора определяется по значениям активной мощности по соотношению с таблицей во время низких значений напряжений. Такой подход позволяет повысить устойчивость работы модели ветроэлектростанции во время аварийных ситуаций – коротких замыканий. Контроллер переменного напряжения показанный на рисунке 44 установлен на базовое значение напряжения равное 1 о.е.

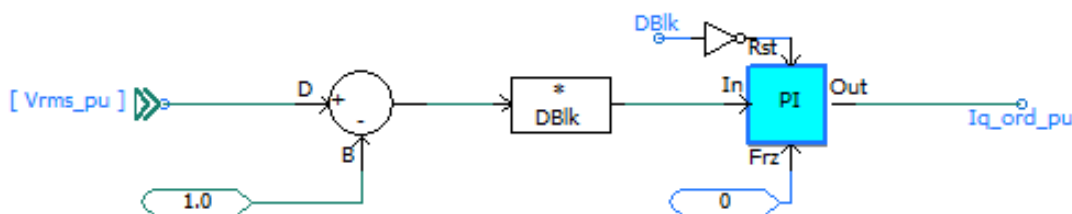


Рисунок 44 – Контроллер напряжения со стороны генератора

Алгоритм работы контроллера напряжения сети и алгоритм получения базовых напряжений аналогичен алгоритмам контроллера сети, который был рассмотрен выше.

Вспомогательная защита во время аварийных ситуаций – коротких замыканий, требует предотвращения появления перенапряжений на емкостях преобразователя постоянного тока. Эта защита обеспечивается блоком «Преобразователь постоянного тока», который управляется сопротивлением

биполярного транзистора с изолированным затвором (БТИЗ), что гасит перенапряжения.

Контроль запаздывания напряжения используется для генерации импульсов отпирания транзисторов в преобразователе постоянного тока. Логика работы блока «Преобразователь постоянного тока» иллюстрируется схемой, представленной на рисунке 45.

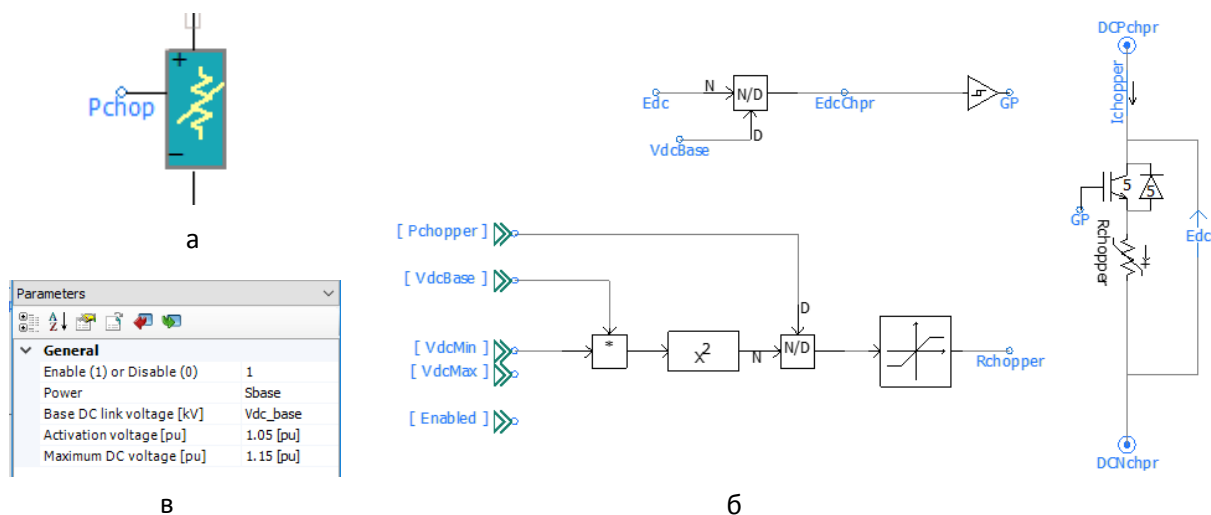


Рисунок 45 – Преобразователь постоянного тока: а – общий вид блока, б-электрическая схема и контроль запаздывания; в – входные параметры блока

Конвертеры, имеющие в своем составе большое число компонентов силовой электроники во время своей работы, генерируют большое число высших гармоник, которые попадают в сеть. Поэтому для снижения уровня высших гармоник во внешней сети используется блок с фильтром. Структура фильтра высших гармоник представлена на рисунке 46.

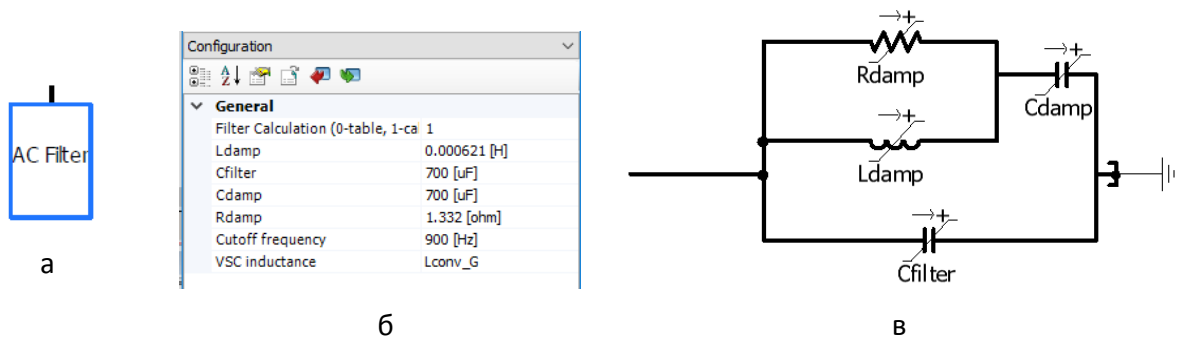


Рисунок 46 – Фильтр гармоник тока: а-вид блока фильтра, б – параметры блока, в – электрическая схема фильтра

Методика расчета параметров фильтра высших гармоник. Методика представлена в [52,53] и применена относительно модели.

Частота отключения:

$$f_{откл} = \frac{U_{DC}}{8I_{ПТ} \cdot L_{инв}}$$

где $I_{ПТ}$ - удвоенное значение амплитуды пульсаций тока, которое может быть принято как 20% от двоянного значения номинального тока определяемого по выражению:

$$I_{max AC} = \sqrt{2}I_{nom AC}$$

где $I_{nom AC}$ - номинальное значение переменного тока определится выражением:

$$I_{nom AC} = \frac{P_{conv}}{\sqrt{3}U_{\phi}}$$

Для модели значения определяемы по выражениям примут вид:

$$I_{nom AC} = \frac{2,14}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 1,79 \text{ кА}$$

$$I_{max AC} = \sqrt{2} I_{nom AC} = \sqrt{2} \cdot 1,79 = 2,54 \text{ кА}.$$

Значение пульсирующего тока I_{IT} получим как:

$$I_{IT} = \frac{20}{100} \cdot 2,54 = 0,508 \text{ кА},$$

Тогда частота отключения:

$$f_{откл} = \frac{U_{DC}}{8I_{IT} \cdot L_{инв}} = \frac{1,45}{8 \cdot 0,508 \cdot 10,6 \cdot 10^{-5}} = 3369 \text{ Гц}$$

Несущая частота определяется по базовой частоте сети:

$$C_{f_{несущая}} = \frac{f_{откл}}{f_{сети}} = \frac{3369}{50} = 67,38.$$

Для фильтра используется частота среза 200 Гц.

Емкость фильтра, которая необходима для обеспечения требуемой частоты среза определяется по выражению:

$$C_{фильтра} = \frac{1}{(2\pi f_{среза})^2 \cdot L}.$$

Тогда для модели получим:

$$C_{фильтра} = \frac{1}{(2\pi \cdot 200)^2 \cdot 10,6 \cdot 10^{-5}} = 5974 \text{ мкФ}.$$

Демпфирующая ветвь необходима для снижения или полного исключения возможных резонансных колебаний вызванных комбинацией $L - C_{\text{фильтра}}$. Индуктивность демпфирующей ветви определяется как:

$$L_{\text{демф}} = 5L_{VSC},$$

где L_{VSC} - индуктивность преобразователя напряжения. Для модели получим значения:

$$L_{\text{демф}} = 5 \cdot 10,6 \cdot 10^{-5} = 5,3 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}.$$

Демпфирующее сопротивление определится по выражению:

$$R_{\text{демф}} = \sqrt{\frac{L_{\text{демф}}}{C_{\text{демф}}}},$$

где $C_{\text{демф}}$ - емкость демпфирующей ветви определится по выражению:

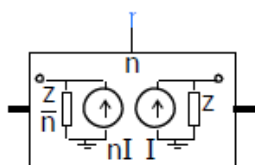
$$C_{\text{демф}} = \frac{C_{\text{фильтра}}}{2}.$$

Тогда используя выражения для модели получим:

$$C_{\text{демф}} = \frac{C_{\text{фильтра}}}{2} = \frac{5974}{2} = 2987 \text{ мкФ},$$

$$R_{\text{демф}} = \sqrt{\frac{L_{\text{демф}}}{C_{\text{демф}}}} = \sqrt{\frac{5,3 \cdot 10^{-4}}{2987 \cdot 10^{-3}}} = 0,42 \text{ Ом}.$$

На рисунке 47 представлен общий вид модели блока масштабирования, который отвечает за суммарную выдаваемую мощность модели ВЭС. Таким образом, моделируя работу одного генератора и ветротурбины с определением их параметров и режима работы можно сделать масштабирование на общее количество подобных блоков в электростанции, так как крупные ВЭС обычно состоят из большого числа однотипных ветроустановок. Для модели принято значение числа установок в составе ВЭС – 100 шт. Алгоритм работы блока масштабирования предполагает умножение выходящего тока с ветротурбины на общее число ветротурбин и вводится в систему используя управляемые источники тока. Также блок масштабирования должен учитываться, когда он переходит в реактивную мощность. Блок масштабирования моделируется также как и компонент ЛЭП (TLine) с шагом задержки расчета (dt).



а

Equivalent at Side A	
General	
Xpu	0.025
Vbase	VLL_Gr
Sbase	Mrating
Freq	freq

б

Рисунок 47 – Блок масштабирования (а) и его параметры (б)

Для блока масштабирования эквивалентная емкость может быть рассчитана как:

$$C = \frac{dt}{Z_c},$$

где dt - шаг моделирования, Z_c - волновое сопротивление.

Эквивалентное волновое сопротивление определяется по выражению:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Для минимизации влияния последовательно включенной индуктивности в блоке масштабирования можно частично использовать сопротивление рассеяния трансформатора системы, либо воздушной или кабельной линии энергосистемы, если таковые имеются в модели. Демпфирующее сопротивление может быть подключено параллельно блоку масштабирования для уменьшения неустойчивости решения.

3.3 Моделирование работы модели интеллектуальной ВЭС и верификация результатов моделирования

Для проверки адекватности модели проведено сравнение результатов моделирования с упрощенной моделью ВЭС. В программном комплексе PSCAD представлена упрощенная модель ВЭС, данная модель позволяет проводить моделирование режимов работы энергосистем в присутствии генерации основанной на использовании энергии ветра. Однако, упрощенная модель не позволяет выполнять масштабирование блоков и в своем составе имеет только один генератор. Предложенная модель – полная модель, имеет возможность изменения параметров оборудования и самого оборудования, т.е. генераторы в модели могут быть изменены на генераторы другого типа. Модель блоков генераторов представлена в библиотеке стандартных моделей программного комплекса PSCAD.

Выполним сравнение результатов, полученных при использовании упрощенной модели и при использовании полной модели. На рисунках 48 и 49 представлены динамические характеристики упрощенной и полной модели при изменениях скоростей ветра.

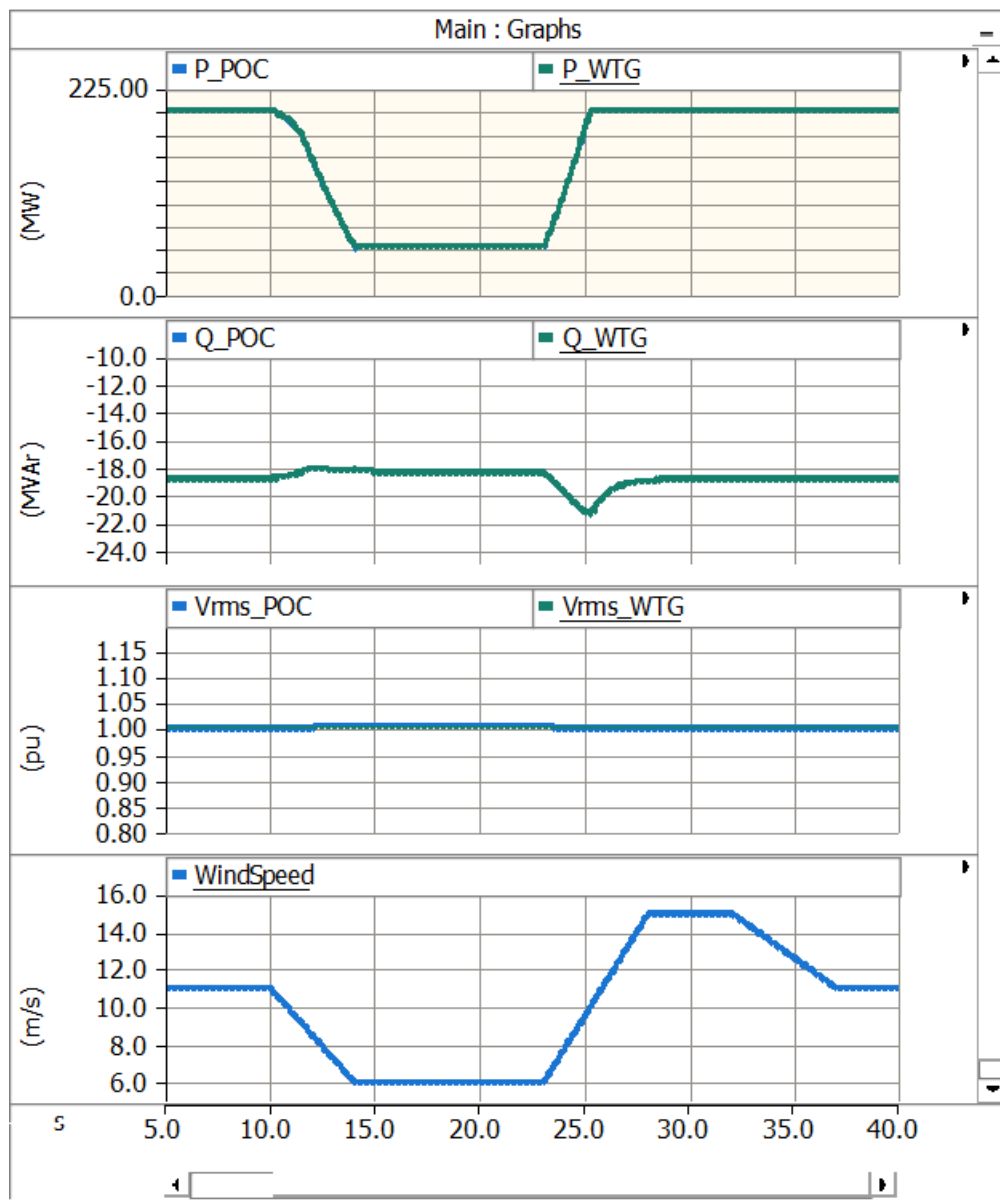


Рисунок 48 – Динамические характеристики, полученные при использовании упрощенной модели

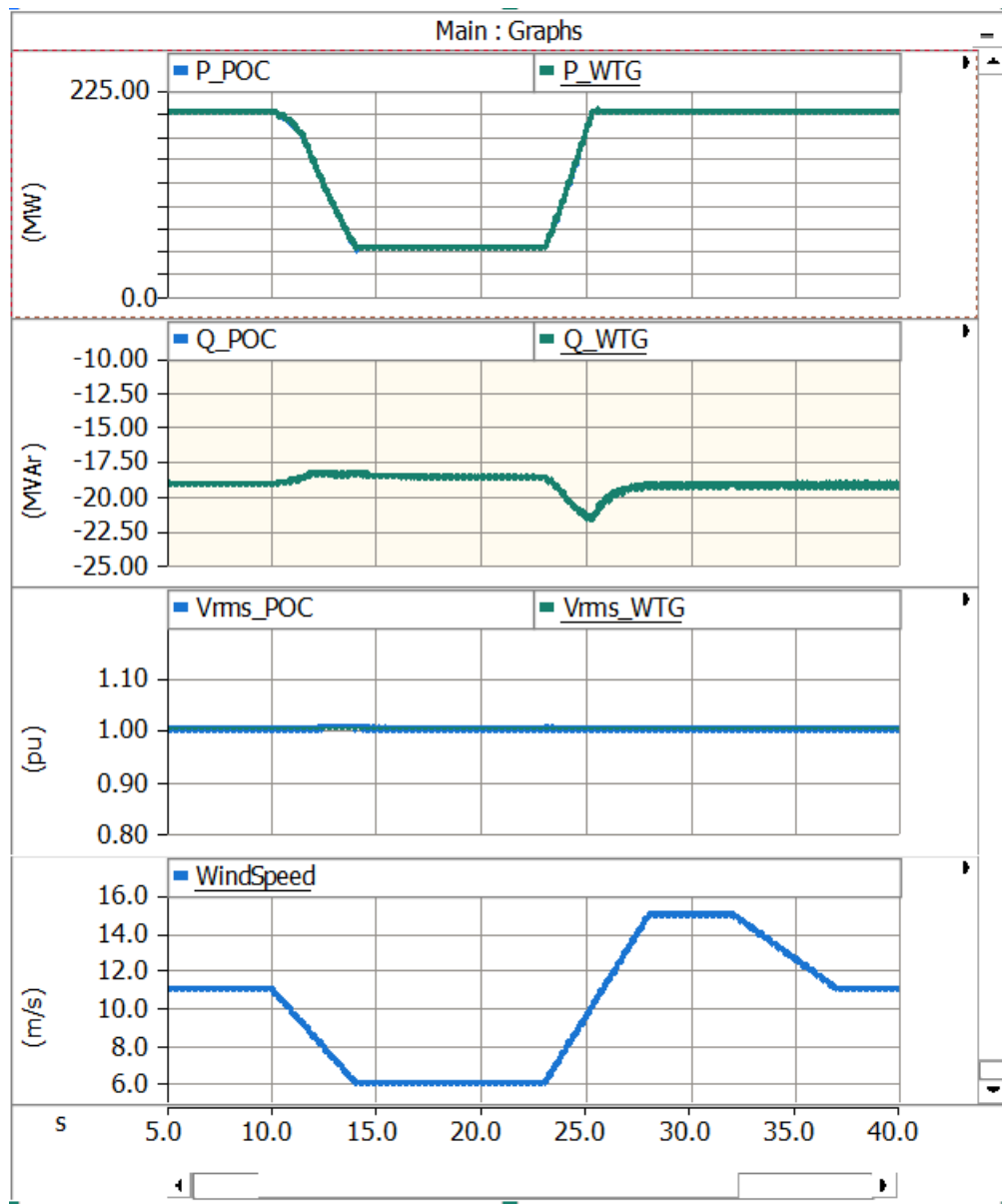


Рисунок 49 – Динамические характеристики, полученные при использовании полной модели

На рисунках 50 и 51 показаны динамические характеристики упрощенной и полной модели во время моделирования трехфазного короткого замыкания на землю, на шинах выхода в энергосистему в момент времени 2 секунд от начала расчета. Переходные процессы для постоянного напряжения, активной и реактивной мощностей и скорости ветра одинаковы. Скорость ветра установлена на номинальное значение 10 м/с, как было получено в предыдущем расчете. В результате моделирования получено, что

скорость расчета полной модели превосходит в семь раз скорость счета упрощенной модели.

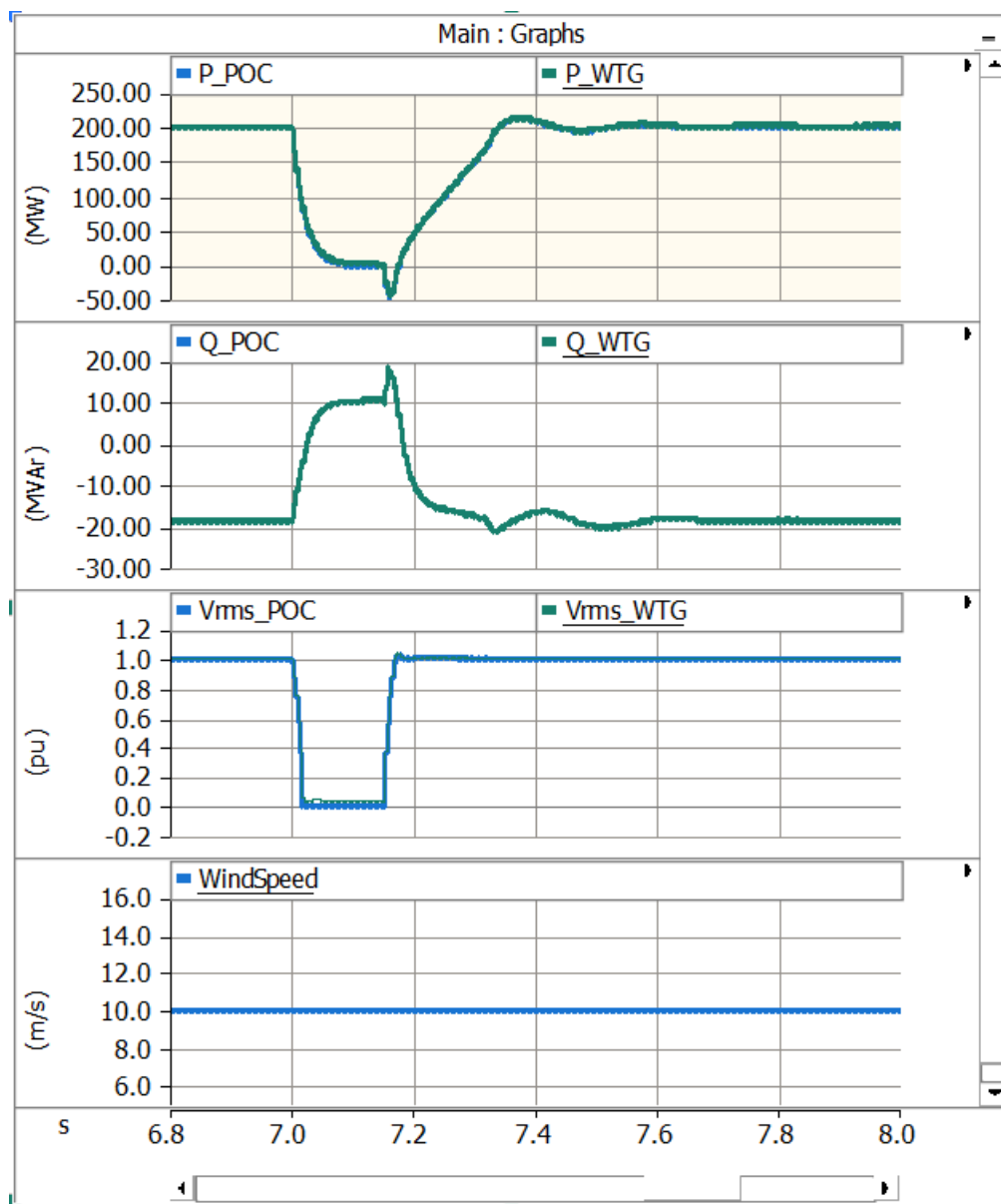


Рисунок 50 – Динамические характеристики полученные для упрощенной модели при КЗ на шинах энергосистемы в момент времени 7 с

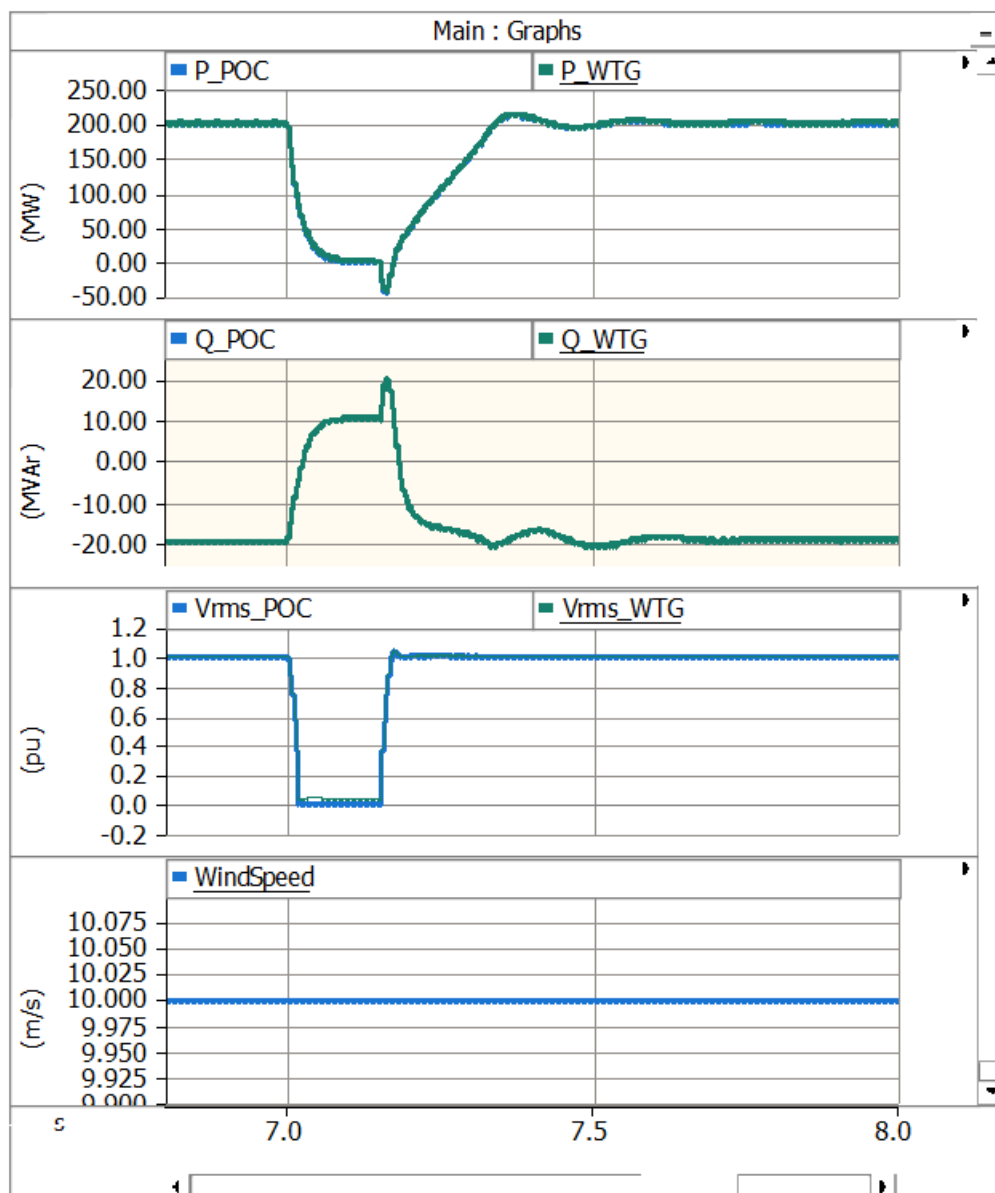


Рисунок 51 – Динамические характеристики, полученные для полной модели при КЗ на шинах энергосистемы в момент времени 7 с

Полученные результаты позволяют говорить об адекватности модели. Адекватность разработанной модели дает возможность использования ее для моделирования режимов работы энергосистем в присутствии генерации основанной на преобразовании энергии ветра. Задачи моделирования переходных режимов для энергосистем с ВЭС позволит определять требуемые параметры режимов энергосистем, выполнять расчет уставок

релейной защиты и режимной автоматики, что является необходимым требованием для устойчивого функционирования энергосистемы в целом.

3.4 Выводы по разделу 3

1. Для создания модели интеллектуальной системы выдачи мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции выполнен анализ программных комплексов, определены их достоинства и недостатки при реализации конкретно поставленной задачи разработки интеллектуальной системы выдачи мощности.

2. Определено, что для разработки модели интеллектуальной системы выдачи мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции наиболее подходящим программным продуктом является программный комплекс PSCAD.

3. Разработана модель интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции в программном комплексе PSCAD. Модель интеллектуальной системы выдачи мощности позволит моделировать различное число ветроустановок в составе ветроэлектростанции и определять режимы функционирования ветроэлектростанции и ее влияние на режимы работы электроэнергетической системы.

4. Выполнено моделирование и сравнение результатов со стандартной моделью ветроэлектростанции. Полученные результаты позволяют говорить об адекватности модели. Адекватность разработанной модели дает возможность использования ее для моделирования режимов работы энергосистем в присутствии генерации основанной на преобразовании энергии ветра. Задачи моделирования переходных режимов для энергосистем с ВЭС позволит определять требуемые параметры режимов энергосистем, выполнять расчет уставок релейной защиты и режимной автоматики, что является необходимым требованием для устойчивого функционирования энергосистемы в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Определено, что в настоящее время процедура технологического присоединения объектов распределенной генерации не отличается от процедуры присоединения обычного потребителя в связи с отсутствием законодательного разделения. В связи с этим объекты зачастую устанавливаются без проработки схемы выдачи мощности. Вследствие чего возникают неучтенные схемно-режимные ситуации, в которых устойчивая работа объекта распределенной генерации невозможна.

2. Установлено, что объекты генерации устанавливаются без согласования с сетевыми организациями и системным оператором. Схема и программа развития энергорайонов (развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) в принципе не подразумевает учет новых генерирующих мощностей на напряжение 35 кВ и ниже. По этой причине появляются не учтенные генерирующие мощности объектов распределенной генерации.

3. Определено, что отсутствие нормативно-технической документации и нормативно правовых актов, которые регламентировали бы технические требования к объектам распределенной генерации (с учетом их типологии и особенностей их подключения в состав ЕЭС России), создают большие проблемы при технологическом присоединении объектов РГ.

4. Установлено, что развитие энергосистемы, в целом, проектируется без учета особенностей функционирования объекта распределенной генерации. Примером может стать действие автоматики выделения на сбалансированный район без учета объекта распределенной генерации может произойти каскадное отключение потребителей вследствие некорректного определения района выделения генерации на сбалансированную нагрузку. Технологическое присоединение объектов генерации электрической энергии осуществляется только на напряжение 110

кВ и выше, согласно Постановлению правительства Российской Федерации №861 (раздел 2, п.8).

5. Установлено, что развитие систем управления ветрогенераторами зависит от большого количества наиболее важных факторов: таких как тип генерирующего устройства, режима работы ветряного генератора, системы регулирующей угол поворота лопастей, стоимости системы управления. Таким образом, планируется разработать систему управления, эффективно управляющую ветроэлектростанцией и диагностирующую возможную неисправность или отказ генератора.

6. Установлено, что для анализа режимов работы ветроэлектростанций относящихся к объектам распределенной генерации необходимо создать компьютерную модель. Которая позволит учитывать различное число генерирующих установок и алгоритмы их работы, что позволит выполнять анализ режимов работы электроэнергосистемы и влияние на ее параметры ветроэлектростанций.

7. Рассмотрена типовая конструкция ветроэлектрогенератора, определены основные составные части ветроэлектрогенератора.

8. Определены основные конструкции ветротурбин применяемых в составе установок ветрогенераторов. Определены основные достоинства и недостатки каждого типа ветротурбины.

9. Установлено, что для разработки интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции рационально для крупных и мощных ВЭС применение горизонтально осевых установок ветротурбин, так как их эффективность гораздо выше чем установок с вертикально осевой конструкцией. Высота установки с горизонтально осевой турбиной может быть определена в зависимости от местности и региона строительства ветроэлектростанции.

10. Определено, что для использования в мощных ветроэлектростанциях наиболее эффективным является использование синхронного генератора с классической конструкцией. Преимуществами

является возможность выдачи большой мощности. Недостатком же данного генератора является высокая вероятность возникновения неустойчивой работы в режиме параллельно с сетью при резких перепадах ветровой нагрузки.

11. Установлено, что для компенсации недостатков применение синхронного генератора, в модели интеллектуальной системы выдачи мощности возможно рассмотреть применение генератора на постоянных магнитах, а также определенную комбинацию с аккумулирующей установкой

12. Установлено, что для управления выдачей мощности крупной ветроэлектростанции рационально использовать алгоритм отслеживания максимальной мощности в комбинации с методом поиска экстремума.

13. Для создания модели интеллектуальной системы выдачи мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции выполнен анализ программных комплексов, определены их достоинства и недостатки при реализации конкретно поставленной задачи разработки интеллектуальной системы выдачи мощности.

14. Определено, что для разработки модели интеллектуальной системы выдачи мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции наиболее подходящим программным продуктом является программный комплекс PSCAD.

15. Разработана модель интеллектуальной системы выдачи мощности ветроэлектростанции в программном комплексе PSCAD. Модель интеллектуальной системы выдачи мощности позволит моделировать различное число ветроустановок в составе ветроэлектростанции и определять режимы функционирования ветроэлектростанции и ее влияние на режимы работы электроэнергетической системы.

16. Выполнено моделирование и сравнение результатов со стандартной моделью ветроэлектростанции. Полученные результаты позволяют говорить об адекватности модели. Адекватность разработанной

модели дает возможность использования ее для моделирования режимов работы энергосистем в присутствии генерации основанной на преобразовании энергии ветра. Задачи моделирования переходных режимов для энергосистем с ВЭС позволит определять требуемые параметры режимов энергосистем, выполнять расчет уставок релейной защиты и режимной автоматики, что является необходимым требованием для устойчивого функционирования энергосистемы в целом.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы поставленная цель достигнута. Задачи, поставленные в работе, выполнены. Результаты работы могут быть использованы на практике, так как в настоящее время в электроэнергетической системе России существует проблема оценки мощности, которая может быть выдана ветроэлектростанцией. Все ветроэлектростанции не могут учитываться в общем режиме, что является недопустимым. Данная модель может повлиять на дальнейшее развитие ветроэнергетике в России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сергеев, В.Д., Кулешов, Е.В. Синхронный генератор с постоянными магнитами для ветроэлектрической установки // Автономная и нетрадиционная энергетика. – 1998. – № 1. – С. 24–25.
2. Koutroulis, E., Kalaitzakis, K. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2006. – № 2. – С. 486–494.
3. Kwon, J.M., Kim, J.H., Kwak, S.H., Lee, H.H. Optimal power extraction algorithm for DTC in wind power generation systems // Proc. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technology, (ICEST 2008), Singapur. – 2008. – № 11. – С. 639–643.
4. Matsui, M., Xu, D., Kang, L., Yang, Z. Limit Cycle Based Simple MPPT Control Scheme for a Small Sized Wind Turbine Generator System // Proc. of 4th International Power Electronics and Motion Control Conference, Xi'an. – 2004. – № 14. – С. 1746–1750.
5. Patsios, C., Chaniotis, A., Kladas, A. A Hybrid Maximum Power Point Tracking System for Grid-Connected Variable Speed Wind-Generators // IEEE PESC 2008, Rhodes. – 2008. – № 6. – P. 1749–1754.
6. Thongam, J.S., Ouhrouche, M. MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems // Fundamental and Advanced Topics in Wind Power. – 2011. – № 1. – С.339–360.
7. Wang, Q. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems / Q. Wang, L. Chang // IEEE Trans. Power Electron. – 2004. – № 5. – С. 1242–1249.
8. Yaoqin, J. A new maximum power point tracking control scheme for wind generation / J. Yaoqin, Y. Zhongqing, C. Binggang // Proc. International Conference on Power System Technology. – 2002. – № 13. – С. 144–148.

1. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. с. 195-204.
2. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 2005. с. 13.
3. Праховник, А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. К.: Освита Украины, 2007. 464 с.
4. Э. П. Гужулев, В. В. Шалай, А. Н. Лямин, А. Б. Калистратов. Основы современной малой энергетики. Учебное пособие: в 3 т. /. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. Т.3. 528 с.
5. Самойленко, В.О. Анализ мировых стандартов на подключение малой генерации к электрическим сетям / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Научные труды V международной молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». В 2 т. Томск: ТПУ. 2014. Т. 2 с. 471-475.
6. Праховник, А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения / А.В. Праховник. К.: Освита Украины, 2007. 464 с.
7. Гужулев, Э.П. Основы современной малой энергетики. Учебное пособие: в 3 т. / Э. П. Гужулев, В. В. Шалай, А. Н. Лямин, А. Б. Калистратов. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. Т.3. 528 с.
8. Дьяков, А.Ф. Малая энергетика в России. Проблемы и перспективы / А.Ф. Дьяков. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. 128 с.
9. Родионова, М. Распределённая генерация выходит из тени // Передача и распределение. 2015. №3. с. 114-119.
10. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. 2015. №1. с. 58-62.

11. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению (продолжение) // Энергоэксперт. 2015. №2. с. 72-76.

12. Илюшин, П.В. Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров, А.З. Жук, Ф.В. Весалов // Академия Энергетики. 2014. №6(62). с. 38-43.

13. Илюшин, П.В. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. 2014. №5. с. 2-7.

14. Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства и (или) объектами по производству электрической энергии, в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России [Электронный ресурс]. Системный оператор Единой энергетической системы: [сайт]. URL: <http://so-ups.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

15. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. СТО 5694700729.130.01.092-2011 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

16. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861

17. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП 81 [Электронный ресурс]. URL: <http://mega-norm.ru/Data2/1/4294853/4294853911.html> (дата обращения: 31.03.2020)

18. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. СТО РусГидро 01.01.78-2012 [Электронный ресурс]. ПАО «РусГидро»: [сайт]. URL: <http://www.rushydro.ru> (дата обращения 31.03.2020)

19. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

20. Схемы принципиальные электрические схемы распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 5694700729.240.30.010-2008 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

21. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

22. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и

мощности. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. От 31.03.2018)

23. Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Приказ Минпромэнерго России от 30.04.2008 №216

24. Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder Distributed Generation: A Definition // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. с. 195-204.

25. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». 2005. с. 13.

26. С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин Научные проблемы распределенной генерации // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2010. №11-12. с. 126-133.

27. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

28. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. СТО 59012820.27.100.003-2012 [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

29. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. СТО РАО «ЕЭС России» [Электронный ресурс].

ОАО РАО «ЕЭС России»: [сайт]. <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

30. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003 [Электронный ресурс]. Министерство энергетики Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 31.03.2020)

31. Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003[Электронный ресурс]. Министерство энергетики Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 31.03.2020)

32. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго РФ №229. [Электронный ресурс]. Министерство энергетики Российской Федерации: [сайт]. <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения 31.03.2020)

33. ГОСТ 533 – 2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 24 с.

34. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (Автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010 [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 31.03.2020)

35. ГОСТ Р 55105 – 2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Норма и требования. М.: Стандартинформ, 2013. – 24 с.

36. ГОСТ 21558 – 2000. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 24 с.

37. Онисова О.А. Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределенными электрическими станциями. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Чебоксары: Изд-во ЧГУ им. И.Н. Ульянова, 2016. – 133 с.

38. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. СТО 5694700729.130.01.092-2011. [Электронный ресурс]. ОАО «ФСК ЕЭС»: [сайт]. URL: <http://fsk-ees.ru/> (дата обращения: 31.03.2020)

39. Федеральный закон «О техническом регулировании» №184-ФЗ

40. Федеральный закон «Об электроэнергетике» №35-ФЗ

41. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ.

СТО 56947007-29.240.014-2008 [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-eps.ru> (дата обращения 31.03.2020)

42. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс]. Издво НЦ ЭНАС: [сайт]. <http://www.enas.ru> (дата обращения 31.03.2020)

43. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО

59012820.29.240.001-2010. [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-eps.ru> (дата обращения 31.03.2020)

44. ГОСТ Р 55890 – 2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014. – 42 с.

45. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт]. <https://so-ups.ru> (дата обращения 31.03.2020)

46. ГОСТ Р 55105 – 2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2013. – 22 с.

47. О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка. Приказ № 603 от 09.09 - 2005. [Электронный ресурс]. ОАО РАО «ЕЭС России» (дата обращения 31.03.2020)

48. Симанчев Д.А., Лисин Н.В. Расчет параметров схемы замещения асинхронной высоковольтной нагрузки для создания компьютерной модели. // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019) сборник трудов. Тольятти: ТГУ. 2019. С. 226-229.

49. Кутырев Н.Н., Симанчев Д.А. Автоматизированные подстанции/Электро-2018: сборник трудов Межвузовской научно-практической конференции. Саратов: СГТУ им. Гагарина Ю.А. 2018. С. 43-44.

50. Симанчев Д.А., Кутырев Н.Н., Мокеев П.Н. Перспективы повышения эффективности ветроэлектростанций // Всероссийская научно-практическая междисциплинарная конференция «Молодежь. Наука. Общество». Тольятти: ТГУ. 2018. С. 709-711.

51. Мокеев П.Н., Неборак А.В., Симанчев Д.А. Система кондиционирования с аккумуляцией охлаждающего потенциала //

Всероссийская научно-практическая междисциплинарная конференция «Молодежь. Наука. Общество». Тольятти: ТГУ. 2018. С.

52. Siegfried H. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd, 1998

53. Clark K., Miller N.W., Sanchez-Gasca J.J. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies. Version 4.5, April 16, 2010