

НОО “ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ НАУКА”

ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ КОНСТРУИРОВАНИИ ТИХОХОДНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ



МОНОГРАФИЯ

ЕВДОКИМОВ А.А., ЧАРЫКОВ В.И., БУТОРИН В.А.

www.scipro.ru

Курганский институт железнодорожного транспорта-филиал УрГУПС

ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ КОНСТРУИРОВАНИИ ТИХОХОДНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ

ЕВДОКИМОВ А.А., ЧАРЫКОВ В.И., БУТОРИН В.А.

МОНОГРАФИЯ

Курган
2025

УДК 621.548
ББК 31.62
В74

Главный редактор: Краснова Наталья Александровна – кандидат экономических наук,
доцент, руководитель НОО «Профессиональная наука»

Технический редактор: Гусева Ю.О.

Авторы:

Евдокимов А.А., Чарыков В.И., Буторин В.А.

Рецензенты:

*Мошкин В.И. - доктор технических наук, профессор кафедры «Цифровая энергетика»
ФГБОУ ВО «Курганский государственный университет»*

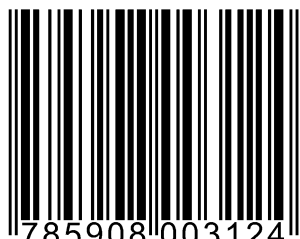
Вопросы теории и инновационных решений при конструировании тихоходных ветрогенераторов [Электронный ресурс]: монография – Эл. изд. - Электрон. текстовые дан. (1 файл pdf: 122 с.). - Евдокимов А.А., Чарыков В.И., Буторин В.А. 2025. – Режим доступа: http://scipro.ru/conf/wind_generators10_25.pdf. Сист. требования: Adobe Reader; экран 10".

ISBN 978-5-908003-12-4

В монографии представлены основные положения по инжинирингу тихоходных ветрогенераторов в системах электроснабжения

Монография предназначена для научных, инженерно-технических работников, преподавателей вузов, аспирантов, студентов, бакалавров электротехнических специальностей, магистров электрификации, а также для самостоятельной подготовки специалистов, ответственных за энергопотребление и энергосбережение.

ISBN 978-5-908003-12-4



9 785908 003124 >

© Евдокимов А.А., Чарыков В.И., Буторин В.А. 2025
© Курганский институт железнодорожного транспорта-филиал УрГУПС
© Оформление: Издательство НОО Профессиональная наука. 2025

Содержание

Введение.....	5
1. Тихоходные электрические генераторы. Актуальность внедрения. Проблематика.....	6
1.1. Анализ состояния вопроса автономного электроснабжения удаленных потребителей.....	6
1.2. Характеристики слаборазвитых и изолированных электрических сетей удаленных потребителей.....	16
1.3. Анализ ветроэнергетических установок.....	22
1.4. Обзор конструкций горизонтально-осевых ветроэнергетических установок.....	30
1.5. Обзор конструкций вертикально-осевых ветроэнергетических установок.....	34
1.6. Анализ тихоходных электрических генераторов	36
1.7. Оценка ветрового потенциала.....	47
2. Разработка проекта тихоходного генератора.....	50
2.1. Постановка задачи на проектирование	50
2.2. Параметры генератора.....	53
2.3. Методика моделирования синхронного генератора.....	54
2.4. Анализ результатов проектирования синхронного генератора	67
3. Инжиниринг электрического генератора	79
3.1. Расчет магнитной системы генератора	79
3.2. Расчет выходных параметров генератора	82
3.3. Расчет потокосцепления и напряжения холостого хода генератора в зависимости от угла поворота ротора.....	84
3.4. Влияние толщины магнита на параметры генератора.....	86
3.5. Расчет зубцового момента ротора на холостом ходу	88
3.6. Параметры генератора для уменьшенного числа катушек.....	89
3.7. Расчет фактора упаковки при намотке катушек.....	92
4. Инжиниринг ветроэнергетических установок (ВЭУ)	95
4.1. Разработка структурной схемы ВЭУ.....	95
4.2. Разработка принципиальной электрической схемы инвертора	99
4.3. Методика оценки энергетических характеристик ВЭУ и инвертора... ..	105
4.4. Разработка генератора, адаптированного к невысокому ветровому режиму.....	107
4.5. Расчет магнитной системы магнитоэлектрических генераторов мощностью до 10 кВА для ВЭУ.....	111
Список использованных источников	115

Введение

В настоящее время несколько миллионов человек проживают в регионах, не подключенных к единой энергетической системе России, также, большое количество потребителей испытывают трудности с электроснабжением в регионах со слабым развитием электроэнергетической инфраструктуры.

Решением данных проблем может быть, как и развитие существующей электрической сети, так и создание местных электростанций малой мощности (как правило – на основе возобновляемых источников энергии).

Для Российской Федерации актуальна проблема низкой энергоэффективности электроснабжения в изолированных поселениях. Один из способов решения данной проблемы – использование гибридных электростанций, включающих в себя ветровые (либо иные доступные) установки. В Российской Федерации есть регионы, в которых есть потенциальная возможность эффективного применения ВЭУ, однако скорость потока ветра не всегда достигает требуемых значений.

В работе предложен тихоходный электрический генератор особой конструкции, обладающий характеристиками, благоприятными для небольшой скорости ветра, и не требующий регулярного обслуживания.

В целом, при разработке установки, работающей в составе изолированной электрической сети, рассмотрены следующие основные вопросы: выбор оптимального типа и конструкции, выбор оптимальных параметров генератора, анализ его работы в предполагаемых условиях, выбор методики управления электроустановкой в составе сети, анализ взаимодействий элементов сети.

В Российской Федерации ведется политика энергосбережения и повышения энергоэффективности. К нормативным актам, определяющим курс на повышение доли нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, относятся:

- Закон 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009, в соответствии с которым развитие отдельных территорий ограничено в связи с их удаленностью от единой энергетической системы;

- Распоряжение Правительства РФ №1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» от 13.11.2009.

В условиях действия Федеральных законов Российской Федерации предлагается повысить эффективность энергоснабжения удаленных объектов. Одним из вариантов решения данной проблемы является развитие распределенной генерации, представляющей собой электростанции малой мощности, которые используют местные и возобновляемые энергоресурсы.

1. Тихоходные электрические генераторы. Актуальность внедрения. Проблематика

1.1. Анализ состояния вопроса автономного электроснабжения удаленных потребителей

В соответствии с прогнозом, к 2040 году потребление электроэнергии увеличится более чем в два раза [1]. Потенциал ветроэнергетического комплекса Российской Федерации значителен и является четвертым после США, Китая и Индии (рис. 1).

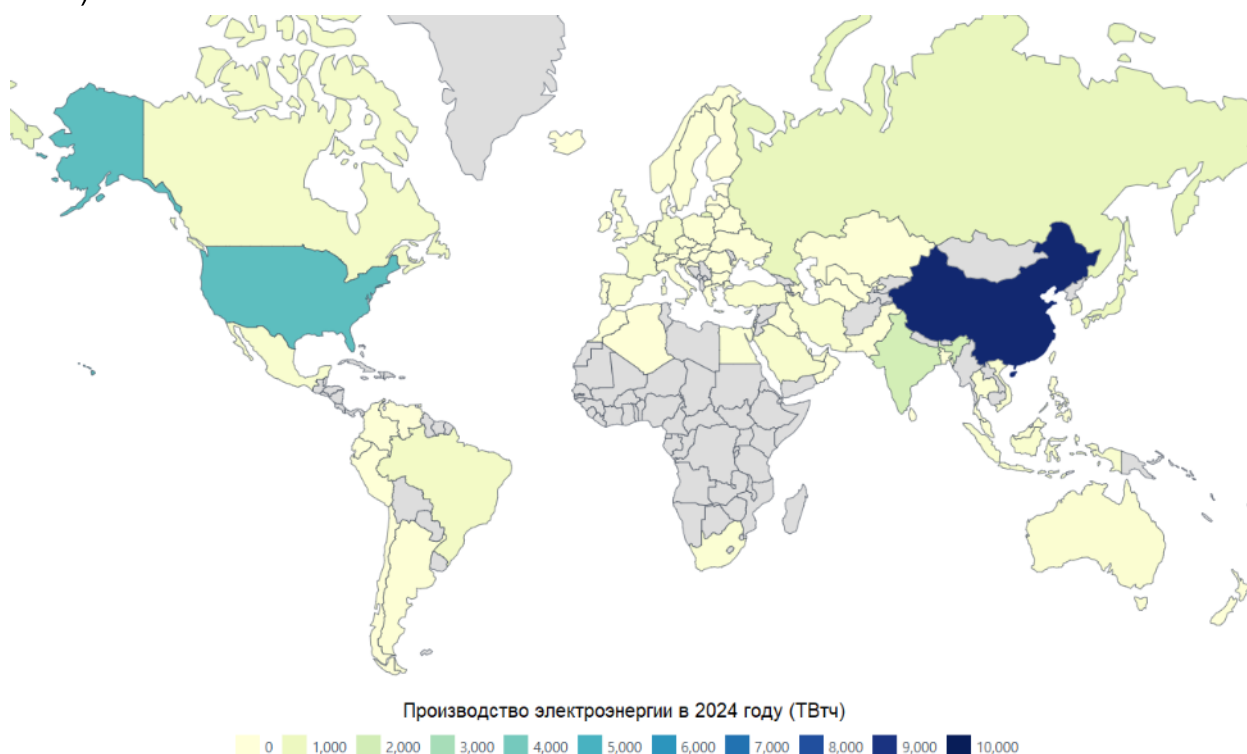


Рисунок 1.1 – Производство электроэнергии по странам [2]

По данным [2] Российская Федерация производит в среднем 1,08 петаватта электроэнергии каждый финансовый год. Большая часть электроэнергии в России производится за счет ископаемых видов топлива, включая нефть, природный газ, уголь. Гидро-, геотермальная, ветровая и солнечная энергия являются возобновляемыми источниками энергии, используемыми для выработки малой электроэнергии в России.

Вместе с тем, надежное электроснабжение потребителей, находящихся в отдаленных районах с изолированными от Единой энергетической системы электросетями или увеличение потребляемой мощности в районах со слаборазвитыми электрическими сетями остается фактором сдерживания экономического развития многих стран и регионов.

Ископаемое топливо является основным источником генерации. На первом месте – нефть, спрос на которую постоянно растет.

На втором месте среди основных мировых энергоносителей расположился уголь. В 2023 году был установлен рекорд потребления (8,5 миллиарда тонн).

Третий главный энергоноситель планеты – природный газ.

Остальные энергоносители все вместе взятые вносят меньший вклад в производство первичной энергии, чем любой из первой тройки по отдельности. К примеру, вклад возобновляемых источников энергии втрое меньше, а атомной энергетики – в шесть раз меньше, чем у природного газа. При этом качество запасов ископаемого топлива снижается (усложняются условия его разработки, уменьшается средний размер месторождений), эффективность возобновляемых источников практически не растет, а атомной энергетике прогнозируют большие перспективы.

Потребление электрической энергии в рамках Единой энергетической системы (ЕЭС) России в 2023 году составило примерно 1121,6 миллиарда киловатт-часов – исторический рекорд. Дополнительный максимум – потребление мощности ЕЭС, «установленный на фоне низких температур наружного воздуха»: 11 декабря она составила 168,74 гигаватта. Для сравнения: установленная мощность всех электростанций ЕЭС составляет порядка 248 гигаватт – в течение 2023 года этот показатель вырос на 0,563 гигаватта [3].

Энергосистема Российской Федерации считается одной из наиболее сбалансированных в мире. Так, если сопоставить установленную мощность электростанций всех типов в российской энергосистеме, то окажется, что доля недиспетчеризируемых (неуправляемых) источников энергии относительно невелика.

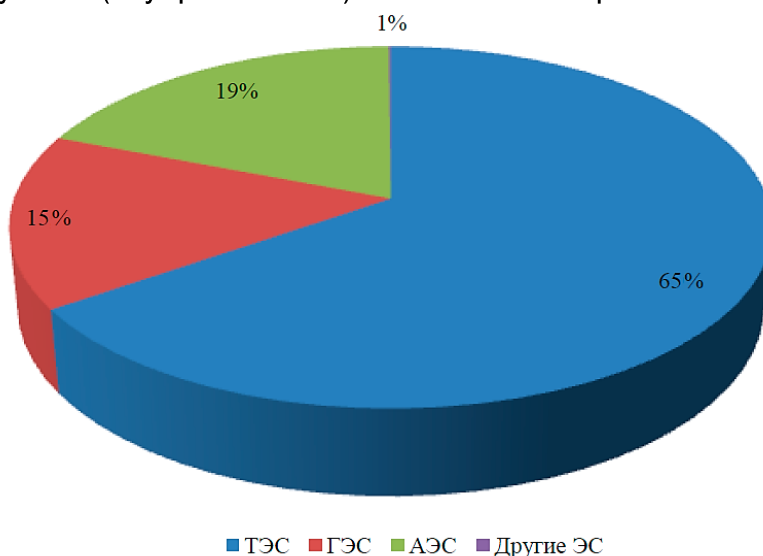


Рисунок 1.2 – Соотношение видов генерации в единой энергетической сети Российской Федерации

Внезапный штиль и стремительный заход солнца не поставят под удар надежность электроснабжения из возобновляемых источников энергии, около 65% которых – это теплоэлектростанции (рис. 1.2).

Тем не менее, на 2023 год доля безуглеродной генерации в нашей стране достигла 34%.

Между тем, одной из целей устойчивого развития в целевых программах ООН является обеспечение всеобщего устойчивого доступа к надежным источникам энергии за счет автономных, низковольтных, малоинерционных локальных (микро) сетей на основе возобновляемых источников энергии [4-6].

Такие территории характеризуются:

- 1) незначительной плотностью населения, что влечет необходимость дотационных мероприятий со стороны государства;
- 2) большой географической рассредоточенностью, что обуславливает слабую окупаемость и высокую стоимость кВт/ч с учетом большого числа распределённых материальных активов электроэнергетических компаний;
- 3) труднодоступностью, что делает прокладку к ним электрических сетей и их обслуживание экономически нецелесообразным.

Известен факт - около 2/3 территории Российской Федерации не подключены к единой энергосистеме [7]. В различных аналитических документах при Правительстве Российской Федерации отмечается, что «электроэнергетика на изолированных и труднодоступных территориях в России характеризуется ростом производственных издержек и себестоимости производимой электроэнергии».

Для обеспечения надежности, исторически, наиболее распространённым способом автономного электроснабжения удаленных потребителей является генерация дизельными электростанциями, для которых свойственны два негативных фактора:

- 1) стоимость ископаемого топлива (как правило оно отсутствует в промышленном масштабе в рассматриваемом районе потребления) и его доставки;
- 2) негативное влияние на окружающую среду [7].

Проблема заключается в стоимости и целесообразности электроснабжения, точнее в его отсутствии или нехватки мощности в каждом сочетании географических, социально-демографических и экономических условий развития конкретного региона/района.

Пик массового внедрения микросетей гибридных энергосистем пришелся на 2015 год на уровне суммарной мощности генерации в 1,4 ГВт. По оценкам за 2024 год мощность составит 8,8 ГВт [9]. Потенциал развития данных технологий автономного электроснабжения обусловлен не только относительной дешевизной решения целевой задачи – повышения надёжности и качества электроснабжения удаленных, труднодоступных районов, но и содействие развитию смежных технологий, например в части разработки магнитов, микросхемотехники и силовой электроники с элементами искусственного интеллекта, а также разработки композиционных

материалов, применяемых в конструировании лопастей роторов средств ветрогенерации.

Возобновляемые источники энергии являются ключевым решением для борьбы с изменением климата и снижения зависимости от ископаемого топлива (рис. 1.3).

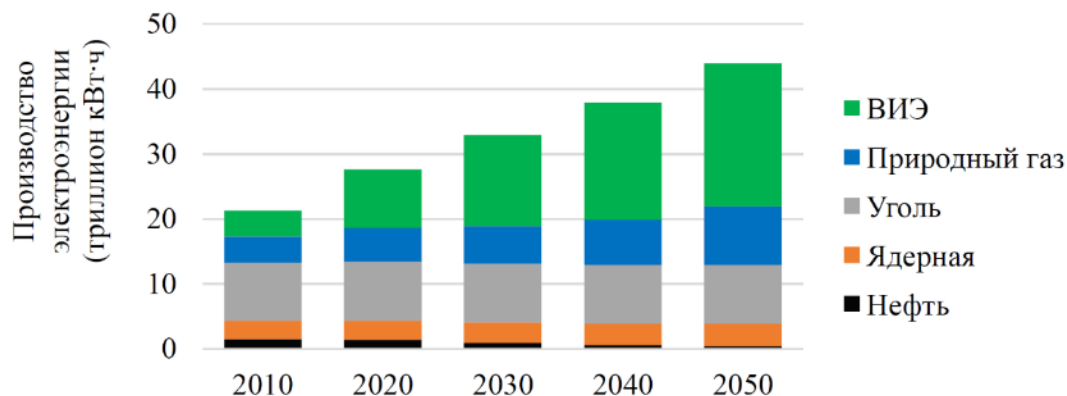


Рисунок 1.3 – Перспективы внедрения возобновляемых источников энергии в гибридных энергосистемах

На рис. 1.4 иллюстрирован вклад различных типов возобновляемых источников энергии в общее производство электроэнергии с прогнозом до 2050 г.

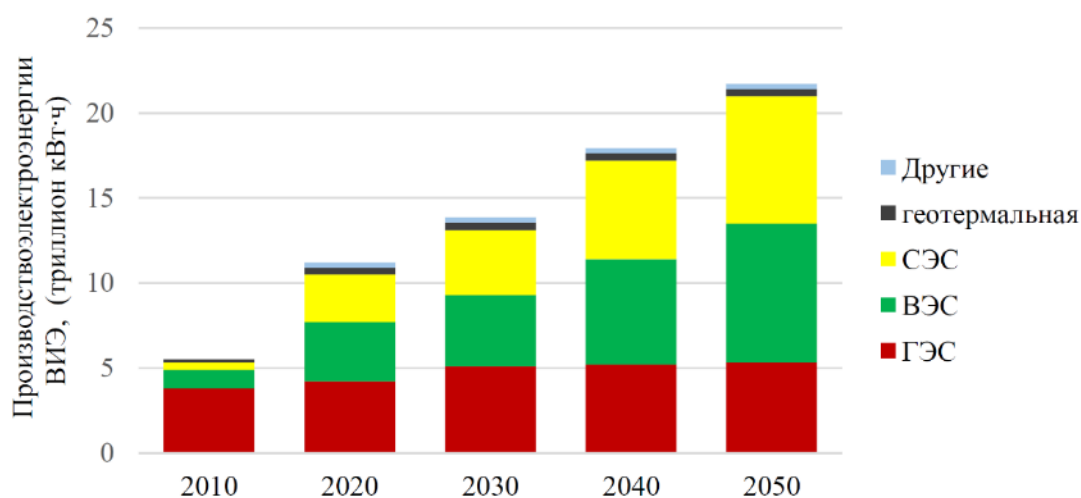


Рисунок 1.4 – Соотношения производства электроэнергии установками с возобновляемыми источниками энергии

Как известно, к наиболее технологически развитым отраслям возобновляемых источников энергии можно отнести:

1. Солнечную энергетику, используемую как для выработки электроэнергии, так и для нагрева теплоносителя или объектов, например в технологиях плавки. Солнечные или фотоэлектрические (PV) элементы изготавливаются из кремния или других материалов, которые преобразуют солнечный свет непосредственно в

электричество. Солнечная энергия обеспечивает почти 4 процента выработки электроэнергии в США в 2023 году.

2. Ветроэнергетику, основанную на преобразовании кинетической энергии движущегося воздуха, и, соответственно ротора в электричество.

3. Гидроэнергетика, на основе преобразования кинетической энергии движущейся воды в электрическую энергию с помощью турбин гидроэлектростанций (на национальном и международном уровне крупные гидроэлектростанции или мегаплотины часто считаются невозобновляемой энергией). Сами станции могут быть разных типов: Обычные или водохранилищные, русловые и гидроаккумулирующие электростанции.

4. Геотермальная энергетика, основанная на использования тепла из недр. Этот энергетический ресурс присутствует везде, но его можно использовать только в местах с определенными физическими условиями. В наиболее благоприятных местах его можно найти в горячих источниках, гейзерах или вулканах.

5. Технологии, основанные на переработке биомассы, считаются условно возобновляемыми и частично углеродно-нейтральными. Биомасса – это любое органическое вещество, которое может быть использовано в качестве источника энергии, также известное как биоэнергия. Его можно использовать несколькими способами. Например, биогаз можно получить в процессе биodeградации, производимом микроорганизмами. Кроме того, энергетические культуры (непродовольственные культуры) можно использовать для производства биотоплива, главной характеристикой которого является то, что они более углеродно-нейтральны.

6. Энергетика приливных технологий и энергии волн. Энергия океана возникает благодаря технологиям, которые используют кинетическую и тепловую энергию морской воды (например, волн или течений) для производства электроэнергии или тепла. Системы океанской энергии все еще находятся на ранней стадии разработки, и изучается ряд прототипов волновых и приливных устройств. Теоретический потенциал океанской энергии легко превосходит нынешние потребности человечества в энергии.

Решение данной проблемы реализуется на практике путем внедрения:

1) буферных накопителей электроэнергии;

2) реализации концепции SmartGrid, позволяющей организовать балансировку средств генерации, преобразования/распределения, передачи и потребления электроэнергии.

Хранение энергии важно для управления балансом между спросом на энергию и предложением, особенно в случае возобновляемых источников энергии с колеблющейся производительностью. Это относится больше к гибридным, автономным электросетям удаленных районов, когда не всегда доступна стабильная электроэнергия возобновляемых источников энергии.

Принято различать пять основных типов буферного хранения электроэнергии, которые могут быть применимы в удаленных районах со слаборазвитыми или изолированными электрическими сетями:

1. Одним из самых ранних и доступных типов систем хранения энергии является аккумуляторное хранение, полагающееся исключительно на электрохимические процессы. Литий-ионные батареи, известные своей массовостью применения в портативной электронике и электромобилях, представляют собой всего лишь один тип среди разнообразного спектра химии, включая свинцово-кислотные, никель-кадмиевые и натрий-серные. Проточные батареи и суперконденсаторы также попадают в эту категорию, предлагая жидкие электролитные растворы и возможности реагирования на просадки напряжения на уровне субминуты соответственно. Благодаря быстрому снижению стоимости и повышению эффективности решения для хранения на основе аккумуляторов особенно привлекательны для приложений, требующих реагирования до нескольких часов, и постепенно становятся основным резервным средством электроснабжения малых районов и агломераций.

2. Тепловое хранение энергии основано на захвате и высвобождении тепла или холода. Эта широкая категория может включать все, от расплавленной соли в концентрированных солнечных электростанциях до криогенных вариантов, таких как жидко-воздушное хранение энергии. Практичность технологий теплообмена часто зависит от наличия места для крупных хранилищ, однако их способность к интеграции с возобновляемыми источниками энергии делает их критически важным инструментом локальных электросетей.

3. Механическое хранение охватывает системы, которые хранят энергетическую мощность в форме кинетической или потенциальной энергии, такие как маховики, которые хранят вращательную энергию, и системы хранения энергии сжатого воздуха. Еще одним новым вариантом в механическом хранении является гравитационное хранение энергии, которое в настоящее время находится в стадии разработки. Механические системы необходимы из-за их потенциала быстрого высвобождения энергии, что делает их подходящими для стабилизации и балансировки электросети.

4. Насосное гидрохранилище является наиболее распространенной формой крупномасштабного хранения энергии, работает по простому принципу: вода закачивается на более высокую высоту в периоды низкого спроса и высвобождается для выработки электроэнергии, когда спрос достигает пика. Эта форма хранения требует специфических ландшафтных и географических особенностей местности, но предлагает надежное, масштабируемое решение для хранения энергии в течение более длительных периодов, чем предыдущие способы.

5. Хранение водородной энергии подразумевает преобразование электроэнергии в водород посредством электролиза. Хранимый водород затем может быть повторно электрифицирован или использован непосредственно в качестве топлива в топливных элементах, промышленных процессах или транспорте. Эта

технология выделяется своей универсальностью и потенциалом для долгосрочного хранения энергии, выходящего за рамки ежедневных и еженедельных колебаний напряжений в сети для удовлетворения сезонного спроса на энергию. Технологии хранения водорода все еще находятся на ранних стадиях развития, но, как ожидается, будет играть значительную роль в инструментарии возобновляемой энергии, особенно по мере снижения затрат и развития сопутствующих технологий.

Для реализации бесперебойного электроснабжения в удаленных районах со слабо развитыми или изолированными электрическими сетями в ряде регионов Российской Федерации применение накопителей электроэнергии экономически обосновано, лишь при внедрении технологии «умных» сетей электроснабжения, т.н. технология SmartGrid.

Конечная и основополагающая цель внедрения и совершенствования технологий интеллектуальных сетей электроснабжения – обеспечить устойчивое, надежное и эффективное электроснабжение с минимальными потерями энергии [10].

Необходимость внедрения в электроэнергетический комплекс Российской Федерации технологий интеллектуальных электрических сетей вызвана факторами, которые, с одной стороны, связаны с повышением широкого спектра требований субъектов энергетической деятельности, с другой стороны проблемами энергетической отрасли: высокий износ используемого оборудования, недостаточная загрузка сетевых и генерирующих мощностей [11-13].

К основным количественным характеристикам и показателям электрической системы относятся: стабильность выходного напряжения, стабильность частоты переменного тока, форма синусоиды, коэффициент асимметрии и т.д. Именно данные показатели контролируются в изолированных или гибридных, смещенных, деградированных сетях электроснабжения [9-11].

Фактографической основой для адекватных решений по управлению технологическим процессом электроснабжения потребителей в распределенных городских агломерациях и промышленных кластерах являются аккумулированные выборки прецедентов в Больших данных, позволяющие синтезировать модели контроля текущего состояния, прогнозирования и технического диагностирования и технического генеза на основе технологий машинного обучения [39]. В основе большинства задач контроля и управления в электроэнергетике лежат первоначальные операции сбора измерительных данных и распознавания. Здесь термины обнаружение (аномалий), различение (событий) и распознавание рассматриваются в иерархической взаимосвязи, где распознавание – более общий случай. Так, одной из первых задач комплексов мониторинга и контроля энергосистем является прогнозирование суточных графиков нагрузки для обеспечения балансов по активной

$$P_{\text{генерации}} - P_{\text{нагрузки}} - \Delta P = 0, \quad (1.1)$$

и реактивной мощности:

$$Q_{генерации} - Q_{нагрузки} - \Delta Q = 0. \quad (1.2)$$

Технология *Smart Grid* и ее трактовка в контексте техногенных и экономических дестабилизирующих факторов функционирования электроэнергетического комплекса Российской Федерации представляет собой инструмент адаптации подсистем генерации к подсистемам потребления посредством распознавания и прогноза характеристик обоих составляющих.

Помимо этого, «умная» электросеть - это ещё и средство коммутации потока электроэнергии от нестабильно генерируемых мощностей к стабильно потребляемым, разнородным во времени и пространстве потребителям.

Smart Grid, также может быть декомпозирована, например, в таком составе, как показано на рис. 1.5.

Экстраполируя развитие и структурную трансформацию, можно предположить, что со временем топология изолированных и гибридных интеллектуальных сетей электроснабжения будет выглядеть как иллюстрировано на рис. 1.6.

В практике моделирования сетей сбора и обработки данных наибольшее распространение получили: последовательная; кольцевая; радиальная; древовидная; полносвязная; слабосвязная, сети безмасштабные и др.

Для того, чтобы каждый элемент одной подсистемы знал о состоянии и потребностях другой подсистемы, в сетях *Smart Grid* реализуется технология информационного взаимодействия при помощи обмена данными между всеми существующими элементами системы электроснабжения.

Основной аппаратной частью смарт-сети являются аппаратные реализации информационно-управляющих систем, решающие вышеперечисленные задачи искусственного интеллекта, и в состав которых входят такие компоненты как:

- 1) специальное каналообразующее оборудование;
- 2) сети в составе серверов и АРМ диспетчеров;

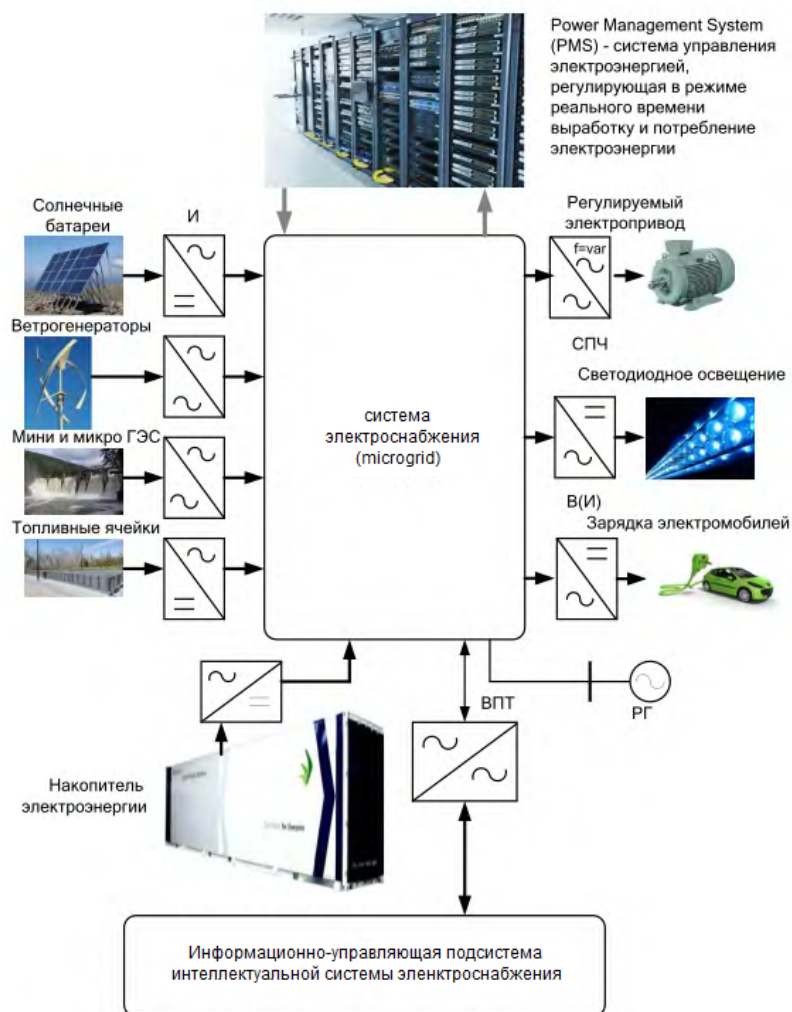


Рисунок 1.5 – Обобщенное представление электроэнергетической smart-сети

- 3) микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики;
- 4) цифровые устройства телемеханики для контроля;
- 5) многофункциональные модули измерения электрической энергии;
- 6) оборудование силовой электроники и др.

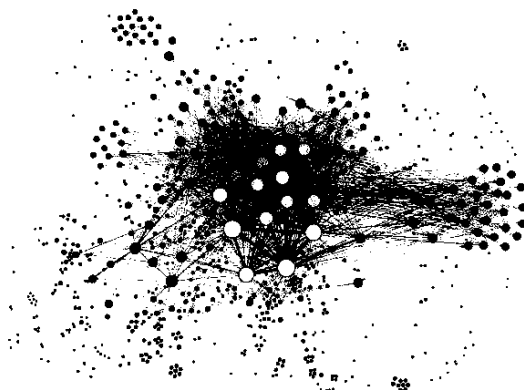


Рисунок 1.6 – Пример топологии безмасштабной гиперсети электроснабжения, как совокупностей micro-, nanogrid, где число связей узла распределено по экспоненциальному закону

Форма представления словаря признаков при контроле децентрализованных систем электроснабжения отличается разнообразием, но значительную долю в SmartGrid занимают кривые электрических параметров сетей (рис. 1.7, 1.8).

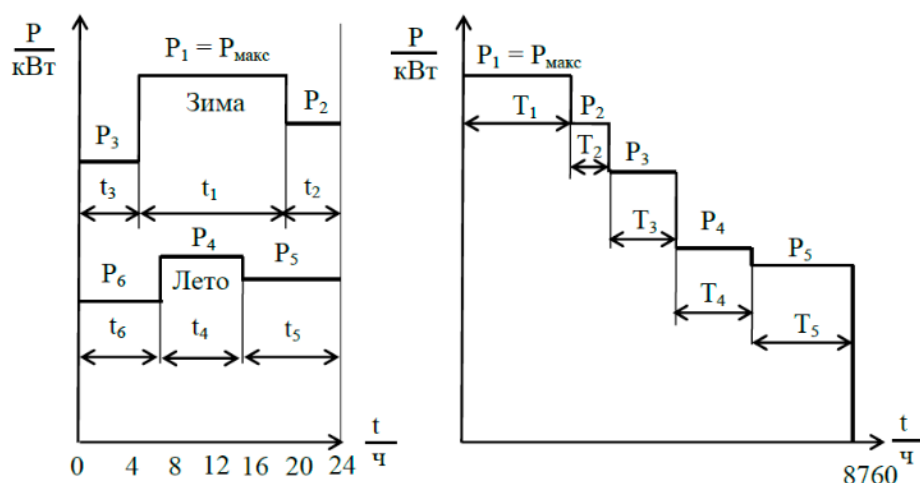


Рисунок 1.7 – Пример графика продолжительности нагрузок

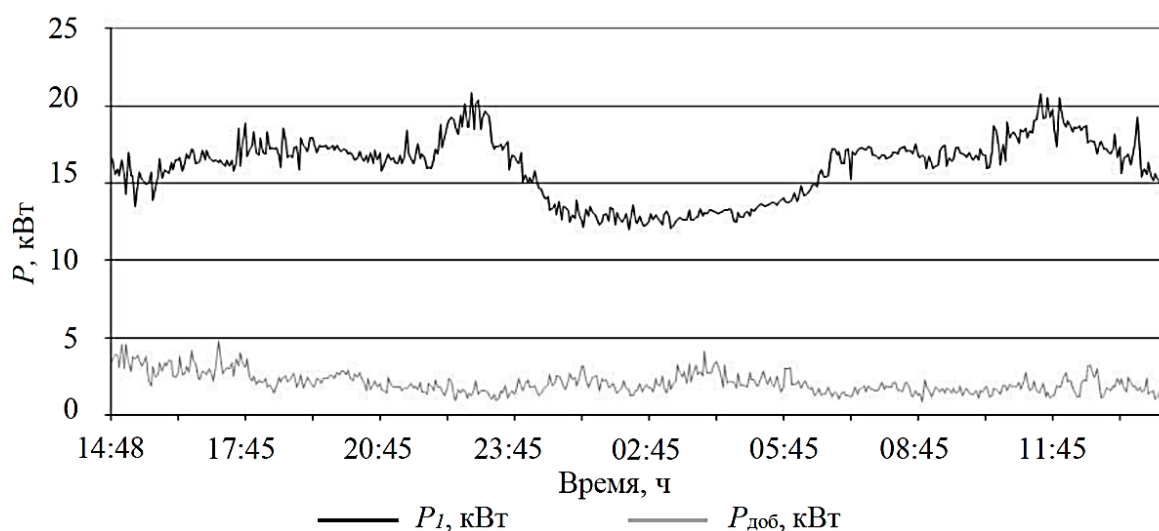


Рисунок 1.8 – Суточные графики изменений основных и добавочных потерь в линии ОКК-120

Основными элементами сети *Smart Grid* являются:

- 1) подстанции – как основной адаптивный коммутационный элемент физического распределения электроэнергии, включающий распределительное оборудование, трансформаторы, шины, коммутационные аппараты и др.;
- 2) система управления распределением в составе - коммуникационного оборудования, полевой аппаратуры и поддерживающих систем;
- 3) элементы генерации – от региональных электростанций мегаваттно-гигаваттного класса до возобновляемых фотовольтаических, геотермальных, микро- ГЭС, ТЭС;

4) автоматизированные системы контроля потребления электроэнергии в составе потребителей (включая подстанции потребителей, приборы по технологии интернета вещей IoT, промышленного интернета вещей IIoT);

5) накопители электроэнергии (аккумуляторные, конденсаторные, редокс-поточные аккумуляторные, тепловые, гравитационные, механические гироскопические, газовые, термохимические и др.).

1.2. Характеристики слаборазвитых и изолированных электрических сетей удаленных потребителей

Слаборазвитые и изолированные электрические сети удаленных потребителей, в основном, принадлежат районам Севера и Востока РФ [45].

Общими чертами рассматриваемых районов, исторически, однако, порожденными все теми же климатическими условиями, являются схожие социальные факторы:

- низкая плотность населения;
- малое количество городов;
- подавляющее большинство сельских населенных пунктов, не оснащены инженерными коммуникациями;
- ярко выраженная сезонность жизнедеятельности;
- отсутствие стабильных транспортных систем;
- общая социально-экономическая отсталость в сочетании с богатствами недр;
- высокая потребность в развитии базисной энергетики.

Понятие «изолированная энергосистема» имеет сходный признак отсутствия связи для параллельной работы с иными энергосистемами. Предполагается, что удаленные потребители принадлежат либо к изолированной электросети, либо к слабосвязанной с единой энергетической системой электросети района.

Принято различать две зоны электрификации от Единой энергосистемы и зона электроснабжения от изолированных (децентрализованных) энергосистем (рис. 1.9).

На рис. 1.10 иллюстрированы существующие зоны централизованного и автономного электроснабжения, а также неэлектрифицированные территории.

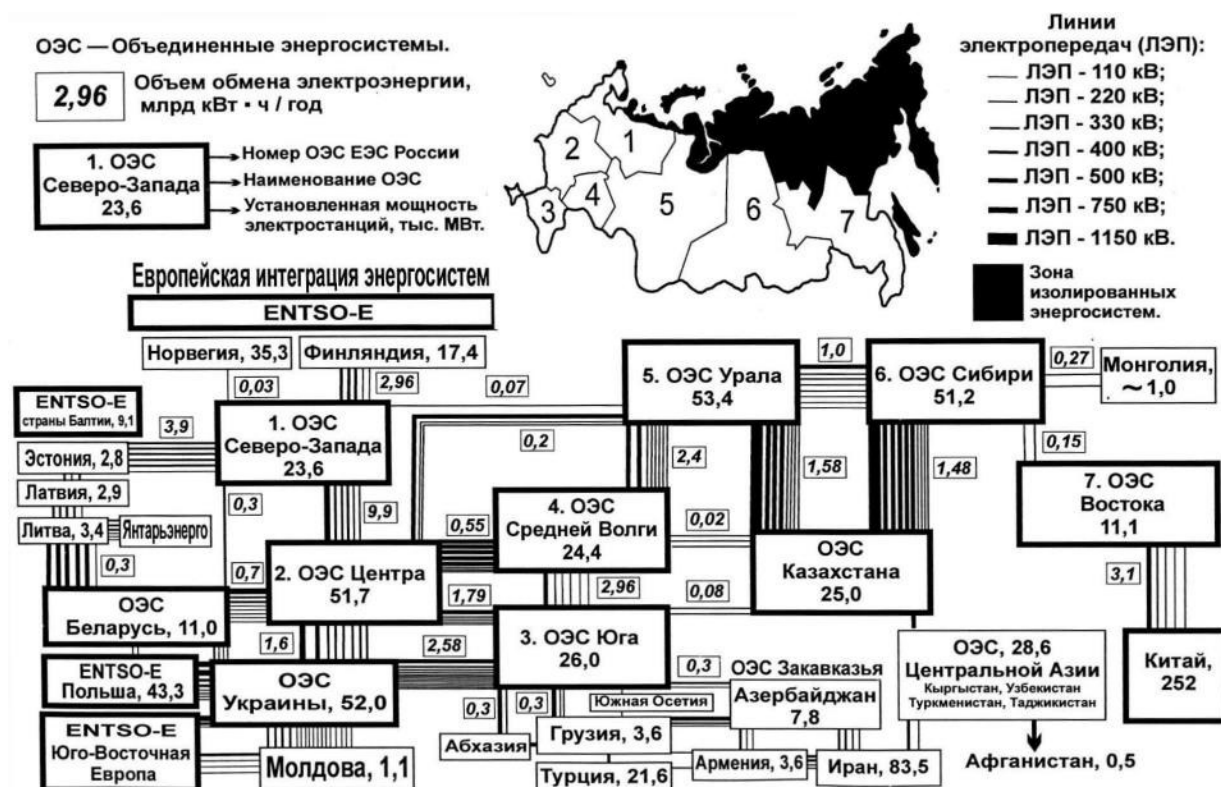


Рисунок 1.9 – Зоны электрификации на территории РФ [14]



Рисунок 1.10 – Зоны централизованного и автономного электроснабжения, а также не электрифицированные территории [15]

В общей классификации [16, 17] децентрализации и изолированности районов электроснабжения, слаборазвитые и изолированные электросети занимают четвертый и пятый уровень (рис. 1.11).

На северные территории приходится более 70% мощности автономных энергоисточников Дальнего Востока (рис. 1.12).

В целом, в России более 65 % территории имеет автономное энергоснабжение. В этих регионах проживает более 11 млн человек, и добывается примерно 92 % основных полезных ископаемых страны, которые имеют колоссальное значение для экономики РФ, а энергоснабжение этих территорий происходит на основе дизельных электростанций.

Анализ эффективности использования возобновляемых источников энергии на этих территориях показал, что в автономных системах энергоснабжения целесообразно использовать ветро-дизельные электростанции в прибрежных зонах, а также на территориях, обладающих высоким ветроэнергетическим потенциалом.

Это позволяет сократить использование дизельного топлива на 10,...,53 % (в зависимости от схемы замещения топлива) и увеличивает срок эксплуатации дизельных установок в 2–3 раза.

Уровень	Содержание
 1	Высокоцентрализованное электроснабжение от электростанций Единой энергосистемы России, включая работающие на единой сети блок-станции промышленных и других предприятий.
 2	Централизованное электроснабжение от электростанций энергосистем, электрически не связанных с ЕЭС России (также включая соответствующие блок-станции).
 3	Распределенная системная генерация (централизованно-децентрализованное снабжение), снабжение потребителей от одной электростанции — однако имеющей связь, хотя бы и слабую, с ЕЭС России, с целью обеспечения минимальной взаимопомощи при авариях и других экстремальных ситуациях.
 4	Распределенная изолированная генерация (децентрализованное снабжение), — то же, что и 3, но без электрической связи с ЕЭС России. Схемы 3-4 предполагают дополнительно выдачу мощности на напряжение распределительной электросети (как правило 35 кВ и ниже, в отдельных случаях – 110 кВ); мощность электростанции – от 1,1 до 100 МВт (как правило до 50 МВт); наличие у электростанции одного или чаще нескольких потребителей/абонентов.
 5	Локальное децентрализованное электроснабжение одного отдельного потребителя (домохозяйства, отдельного учреждения, производственного объекта малого бизнеса, отдельного помещения, объекта коммуникационной, сигнальной или мониторинговой системы) от собственной электроустановки (группы установок, мини- или микроэлектростанции) мощностью до 1 МВт.

Рисунок 1.11 – Уровни централизации электроснабжения России
(по В.А. Стенникову, 2015)

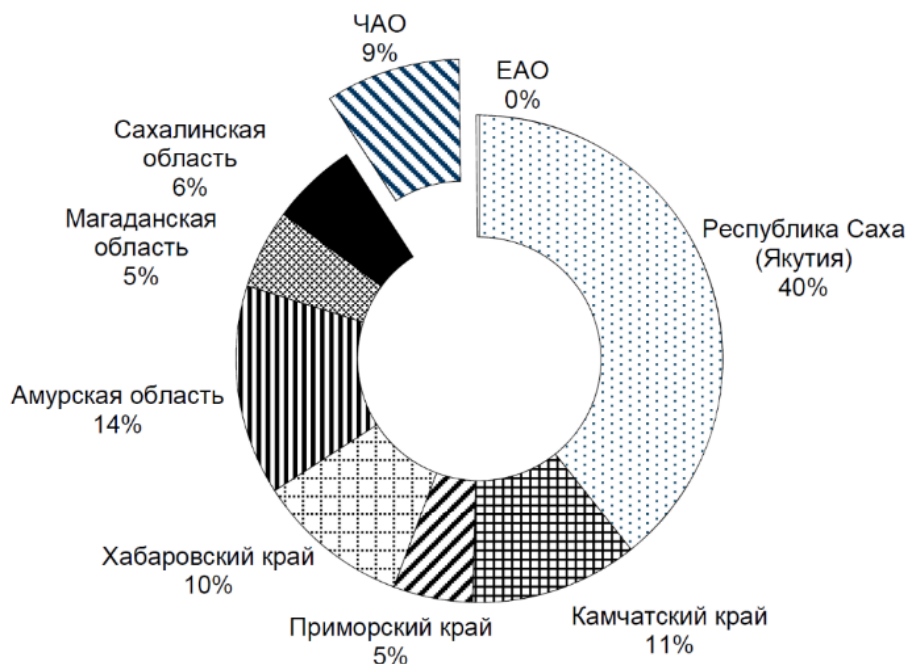


Рисунок 1.12 – Распределение мощности автономных энергоисточников по субъектам РФ

Слаборазвитые и изолированные электрические сети удаленных потребителей экономически целесообразны как гибридные системы, в которых различные типы преобразования энергии взаимозаменяют друг друга при изменении ветро- гидро-гелиообстановки [18-25].

По наличию традиционной (от не возобновляемых источников) энергии, гибридные энергосистемы подразделяются на:

- 1) гибридные системы с традиционными источниками — в основном системы, использующие традиционные источники, более мощные и надежные;
- 2) гибридные системы без традиционных источников — в целом, такие системы относительно маломощны и/или, как правило, менее надежные.

По номинальной мощности гибридные энергосистемы классифицируют, как системы:

- 1) малой мощности (менее 1 кВт) – применяются на станциях связи, метеорологических и других станциях и т.п.;
- 2) средней мощности (более 1 и менее 10 кВт) – применяются для электроснабжения домов, гостиниц и т.п.;
- 3) высокой мощности (более 10 кВт) – используются для электроснабжения островов, городов и поселков, удаленных от системы распределения электроэнергии, традиционных средств генерации и т.п.

По принципу хранения энергии:

- 1) без хранения – нерентабельны, так как потребности во времени не совпадают с моментами или интервалами наличия энергии;

2) с хранением – излишки выработанной электроэнергии хранятся и используются по мере необходимости.

По подключению к распределительной сети гибридные энергосистемы классифицируют, как системы:

1) подключенные к сети, при этом, они должны быть синхронизированы с распределительной системой;

2) автономные — используются для снабжения удаленных объектов.

По типу и конфигурации силовых шин гибридные системы можно классифицировать как постоянного, переменного тока или смешанные.

В гибридной системе постоянного тока (рис. 1.13) все компоненты по выработке электричества связаны с линиями постоянного тока, от которых заряжаются батареи.

Исходя из особенностей работы, гибридные системы классифицируются как последовательные, переключаемые и параллельные.

Для этого случая характерно, что потоки энергии однонаправленные и проходят через структуру системы (в данном примере — от шины постоянного тока к шине переменного тока).

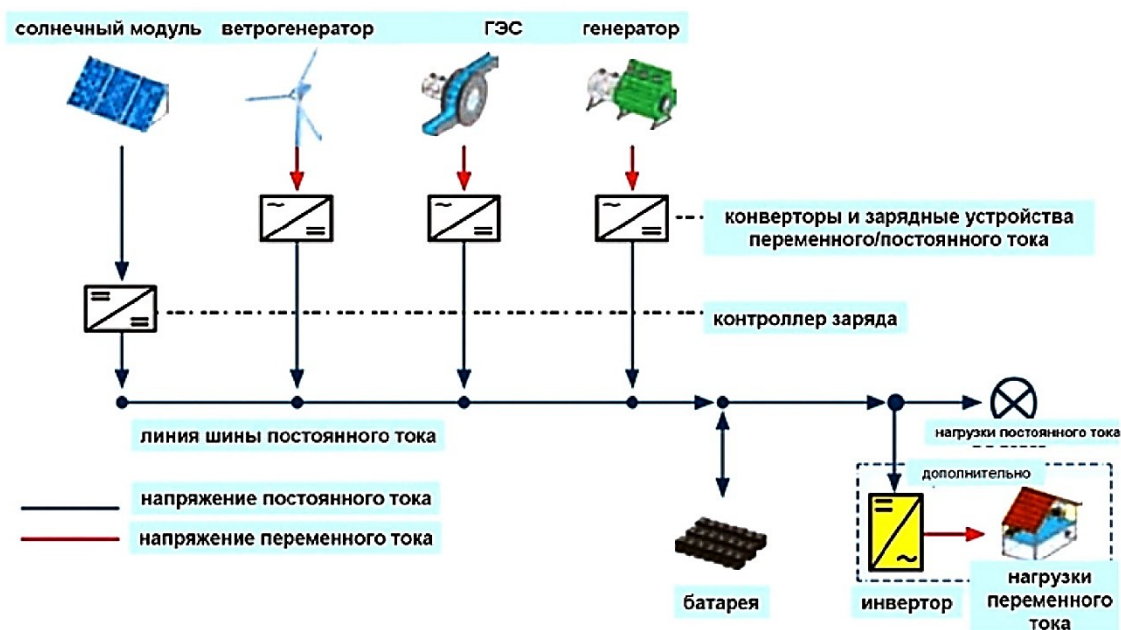


Рисунок 1.13 – Схема гибридной системы постоянного тока

На рис. 1.14 представлена последовательная структура гибридной системы.

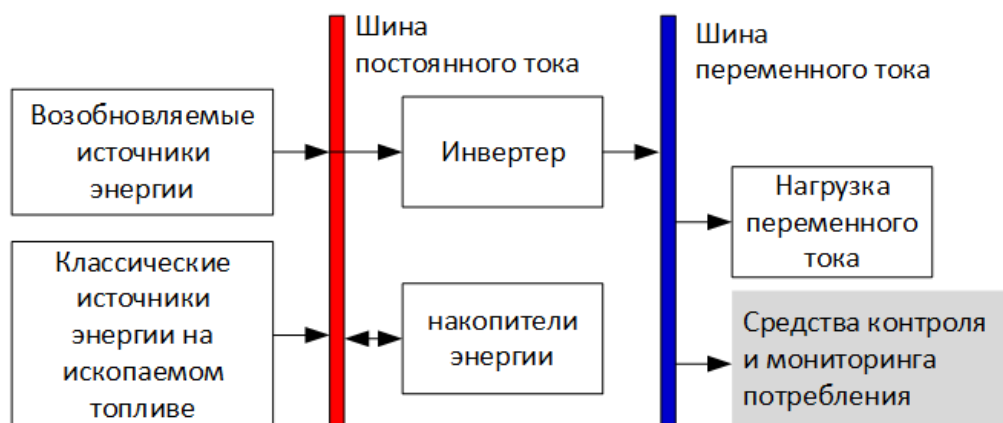


Рисунок 1.14 – Последовательная структура гибридной энергосистемы

На рис. 1.15 представлена параллельная структура гибридной энергосистемы.

Энергия в таких построениях течет в обоих направлениях. В современных системах все большее распространение получили гибкие системы передачи переменного тока различного типа, которые повышают гибкость и устойчивость системы.

Примером построения гибридной энергосистемы может служить структура Enertrag AG [26], которая эффективно объединяет все необходимые технологии для планирования, строительства и успешной эксплуатации ветроэнергетических, водородных и фотоэлектрических систем, при этом выполняя функции мониторинга потребления в электросетях с возобновляемыми источниками энергии в целях повышения качества электроснабжения (рис. 1.16).

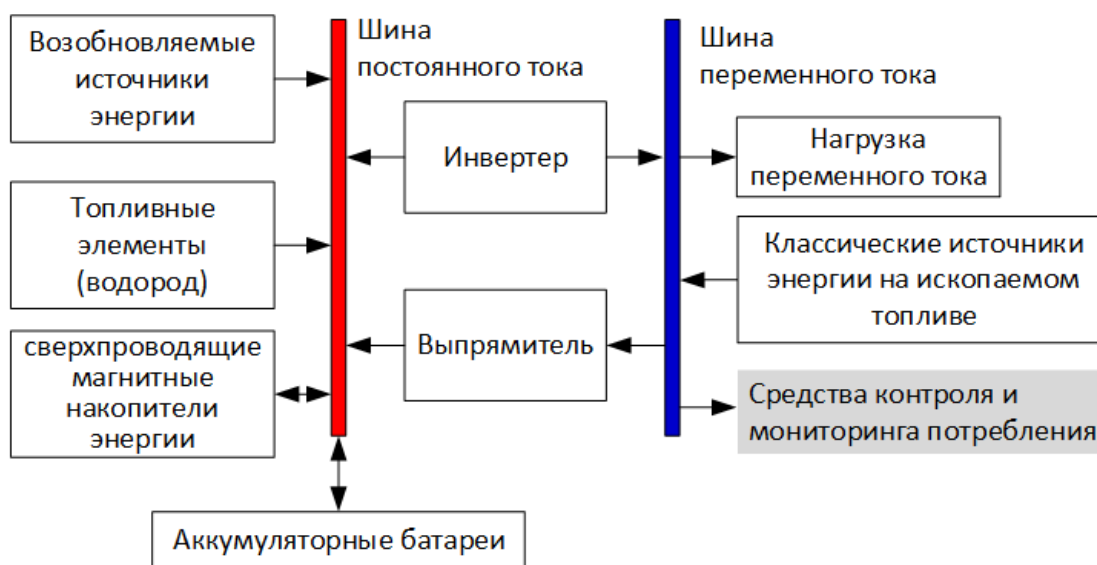


Рисунок 1.15 – Последовательная структура гибридной энергосистемы



Рисунок 1.16 – Пример построение гибридной энергосистемы Enertrag AG

Чаще всего контролю подвергаются аккумуляторные батареи, генераторы на обычном топливе и их совместная работа, а также качество тока и параметры электропотребления.

1.3. Анализ ветроэнергетических установок

В 2023 году на долю ветроэнергетики пришлось 8,56% мирового производства электроэнергии. Эта цифра увеличивается с каждым годом и обусловлена известным «зеленым» переходом к экономике, с минимальным ущербом окружающей среде. Последние несколько лет в России происходит динамичное развитие ветроэнергетической отрасли. Например, по информации АО «СО ЕЭС», в 2027-2029 годах, только в энергосистеме Волгоградской области планируется внедрение нескольких ветроэнергетических установок, суммарной установленной мощностью 715,5 МВт.

Однако ввиду удаленности ветропарков от населенных пунктов, необходимости функционирования в автономном режиме длительные интервалы времени в нестационарных условиях факторов внешней среды, а также особенностей конструкции (высокого расположения агрегатов над землей), для ветроэнергетических установок остро стоит проблема обеспечения их надежности и оптимизации их технического обслуживания.

Эксплуатация агрегатов ветроэнергетических установок связана с жесткими условиями работы и высокой динамической нагрузкой на компоненты. К отказу могут привести разрушение бетонного основания, повреждение лопастей, сдвиги и расшатывание болтовых соединений, подшипников, изгиб подвесок и прочие, в том

числе погодные факторы. Наиболее распространенными причинами отказов называют неисправности электрической системы, системы управления, датчиков.

Данные по отказам элементов ветроэнергетических установок представляют собой слабо доступную информация в силу маркетинговых и имиджевых причин производителей. Производители чаще всего запрещают опубликовывать данные об эксплуатации ветроэнергетических установок в открытых источниках. Однако, по данным ряда доступных источников, таких как [27–34] можно составить гистограммы отказов в процентном соотношении всех узлов ветроэнергетических установок (рис. 1.17, 1.18).

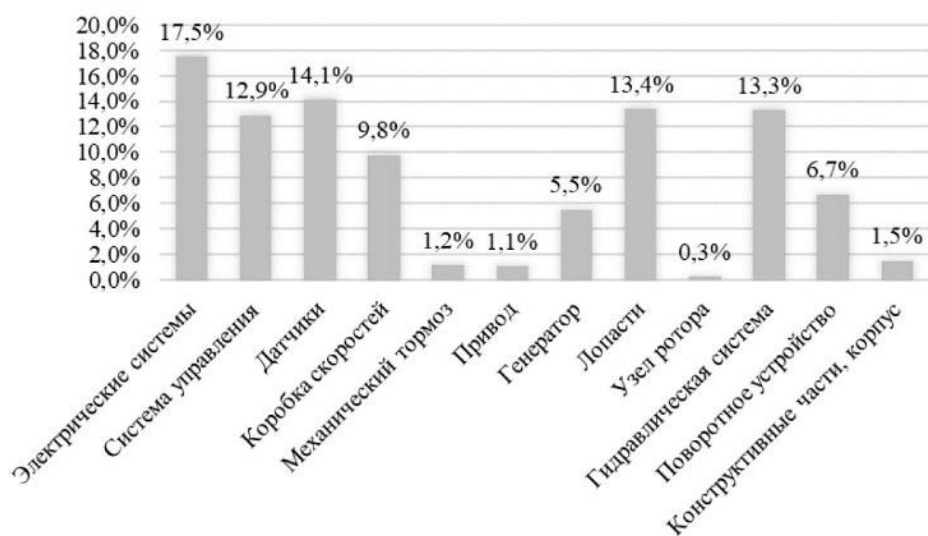


Рисунок 1.17 – Отказы в работе ветроэнергетических установок в Швеции за период 2000–2004 гг. [27].

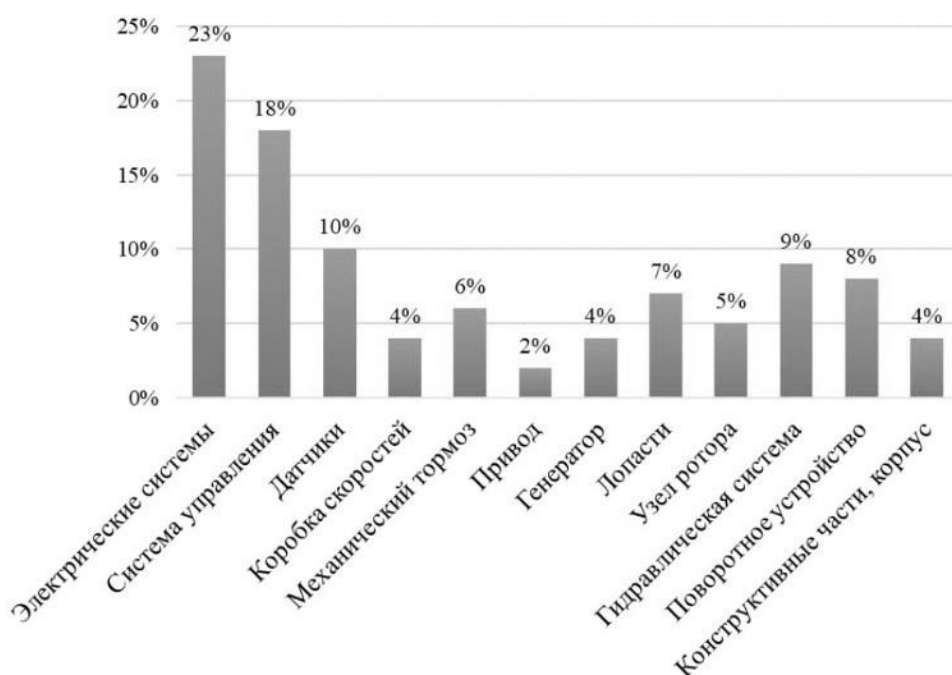


Рисунок 1.18 – Отказы в работе ветроэнергетических установок в Германии за период 1990–2006 гг. [27]

Для зарубежных ветропарков данные неисправностей иллюстрированы на рис. 1.19.

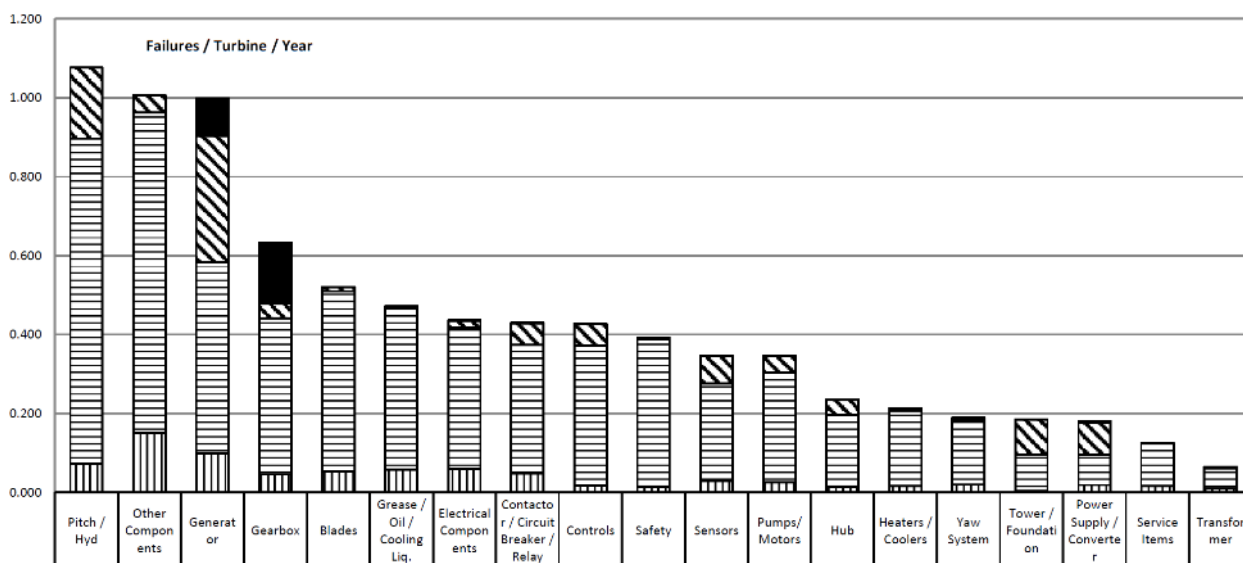


Рисунок 1.19 – Диаграмма Парето частоты отказов для узлов ветроэнергетических установок [35]

В целом можно наблюдать распределение интенсивности отказов по функциональным узлам ветрогенератора приведенное в таблице 1.1. Из приведенных данных следует, что интенсивность отказов линейно возрастает с увеличением мощности агрегатов [30-35].

Таблица 1.1

Распределение интенсивности отказов по функциональным узлам ветрогенератора

Функциональный узел ветрогенератора	Интенсивность отказов, 1/год			Время простоя, ч
	300 кВт	600 кВт	1000 кВт	
Генератор	0,04	0,075	0,13	28
Электроника	0,24	0,27	0,31	16
Механический тормоз	0,01	0,03	0,03	3
Гидравлика	0,04	0,26	-	9
Поворотный механизм	0,06	0,13	0,48	10
Датчики	0,02	0,07	0,28	-
Лопасты	0,04	0,18	0,16	28
Коробка передач	0,09	0,09	0,17	55
Вал/подшипники	0,008	0,01	0,06	5
Другие	1,1	0,21	0,25	33

Повреждение лопастей ветрогенератора относят к самым дорогим типам отказа, так как стоимость сменных лопастей, а также стоимостная оценки сложности и продолжительности ремонта в совокупности могут составлять 15-20% от общей стоимости небольшой ветростанции.

К факторам риска повреждений лопастей относят трещины, повреждения системы молниезащиты, износ. Электрические системы и системы управления могут быть повреждены из-за коррозионных процессов, износа, загрязнения.

Также опасны утечки в гидравлической и пневматической системах.

В целом для ветроэнергетических установок с горизонтальной осью вращения свойственны следующие предпосылки к нарушениям работоспособности:

- 1) трудности при работе в условиях турбулентности у земли;
- 2) подвержены усталости и разрушения конструкции, вызванных турбулентностью.

Малые ветроэнергетические установки (до 100 кВт) часто имеют генераторы с прямым приводом, постоянный ток на выходе, аэроупругие лопасти, подшипники на весь срок службы и используют флюгер для направления на ветер. Более крупные и более дорогие турбины обычно имеют зубчатые передачи, выход переменного тока, закрылки и активно направлены на ветер.

Асинхронные генераторы, используемые в малых ветроэнергетических установках подвержены различным техническим недостаткам:

- 1) нестабильностью напряжения;
- 2) повреждениями в обмотках ротора.

Возможно наличие поврежденных стержней. Данный вид повреждения называется обрывом стержня и может возникать из-за различных причин, например, из-за перегрева генератора.

- 3) повреждения в обмотке статора, например, замкнутые на коротко витки.

В целом, технологические нарушения (отказы) при работе генераторов ветроэнергетических установок зависят от типа генератора и конструкции трансмиссии, например, генератор был перегружен током при ураганных скоростях ветра, если отсутствует механизм торможения и соответствующая датчиково-преобразующая оснастка. На рис. 1.20 приведены примеры технологических нарушений, приведших к отказам маломощных ветроэнергетических установок.

Описание поломки	Причина поломки	Описание поломки	Причина поломки
Поломка лопастей в месте их крепления	Недостатки конструкции лопастей	Сгорел блок управления и инвертор	Неправильная эксплуатация электрооборудования, на инвертор было подано 48 В, вместо 24 В.
Сгорел 1 контакт токосъемника	Недостатки конструкции токосъемника, плохая сборка	Отломались концы лопастей	Неправильный монтаж: плохо зафиксированы болтовые соединения ротора
Отломился конец одной лопасти, что привело из-за дисбаланса к поломке генератора	Недостатки конструкции лопастей. В процессе транспортировки была повреждена лопасть	Сгорели полые транзисторы блока управления	Недостатки конструкции блока управления
Отломались концы лопастей после этого сломался флюгер, который был неправильно смонтирован	Недостатки конструкции лопастей. Ошибки при монтаже. Возможно попадание посторонних предметов в ротор	Поломка генератора. Полос выскочил в воздушный зазор генератора, сгорела обмотка	Недостаток конструкции генератора
		Поломка генератора. Выработалась шейка вала в районе подшипника, сгорела обмотка статора.	Обледенение лопастей, недостатки конструкции генератора

Рисунок 1.20– Примеры технологических нарушений, приведших к отказам ветроэнергетических установок 2-2,5 кВт

Статистика по неисправностям асинхронных генераторов представлена на рис. 1.21 [36-39].

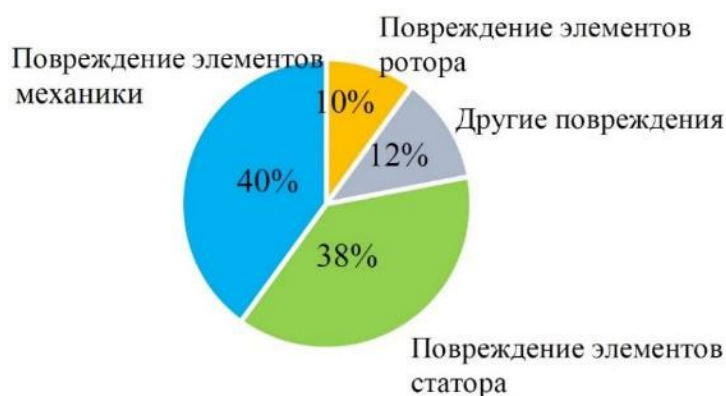


Рисунок 1.21 – Статистические данные о характере повреждений асинхронных генераторов

К часто встречающимся дефектам электрических машин данного класса можно отнести:

- 1) повреждения и деградация конструкции сердечника статора;
- 2) повреждения и деградация покрытий материалов обмотки статора;
- 3) неисправности систем непосредственного охлаждения;
- 4) разрушения ротора;
- 5) повреждения обмотки возбуждения;

- 6) появления ненормированных зазоров гидрогенераторов и крупных асинхронных двигателей;
- 7) износ и появление условий для повышенного нагрева подшипников;
- 8) уплотнения вала ротора и др.

Как объект технической эксплуатации ветроэнергетические установки можно отнести к классу объектов эксплуатации по назначенному ресурсу восстанавливаемых изделий. В соответствии с ГОСТ 27.003–2016 [40], изделие является изделием конкретного назначения, имеющее один основной вариант применения по целевому назначению.

По режимам применения (функционирования) ветроэнергетическая установка классифицирована как изделие многократного циклического применения (с возможным предшествующим периодом ожидания применения и/или хранения).

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации изделие – восстанавливаемое.

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние изделие – стареющее и изнашиваемое одновременно.

По возможности и способу восстановления технического ресурса (срока службы) путем проведения ремонтно-восстановительных работ – изделие, ремонтируемое не обезличенным способом.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации изделие – обслуживаемое.

По возможности (необходимости) проведения контроля перед применением изделие – контролируемое перед применением.

В связи с наличием в составе изделия компьютерных подсистем и других устройств вычислительной техники ветроэнергетическая установка отнесена к классу изделий с отказами сбойного характера (сбоями).

Объективно, большинству конструкций ветроэнергетических установок присущи целостность и наличие системообразующего параметра. Ветроэнергетическая установка и ее составные части являются объектами управления и неотъемлемой частью управляющих систем и по набору перечисленных признаков отнесены к классу сложных кибернетических систем.

В результате взаимодействия составных частей со средой и друг с другом происходят изменения в самой ветроэнергетической установке, крайними и противоположными формами которых следует считать: развитие (усложнение системы, накопление эксплуатационной информации) и деградацию (износ, разрушение, возрастание неопределенности). Все изменения состояния данного класса технической системы, начиная с момента его создания (возникновения необходимости его создания) и заканчивая его утилизацией (полным разрушением), образуют жизненный цикл, характеризуемый рядом типовых процессов и включающий различные стадии и этапы (рис. 1.22).

Этапом эксплуатации ветроэнергетической установки принят заданный период времени, в ходе которого осуществляется комплекс работ по переводу изделия в заданное техническое состояние или поддержанию в этом состоянии в течение установленного срока.

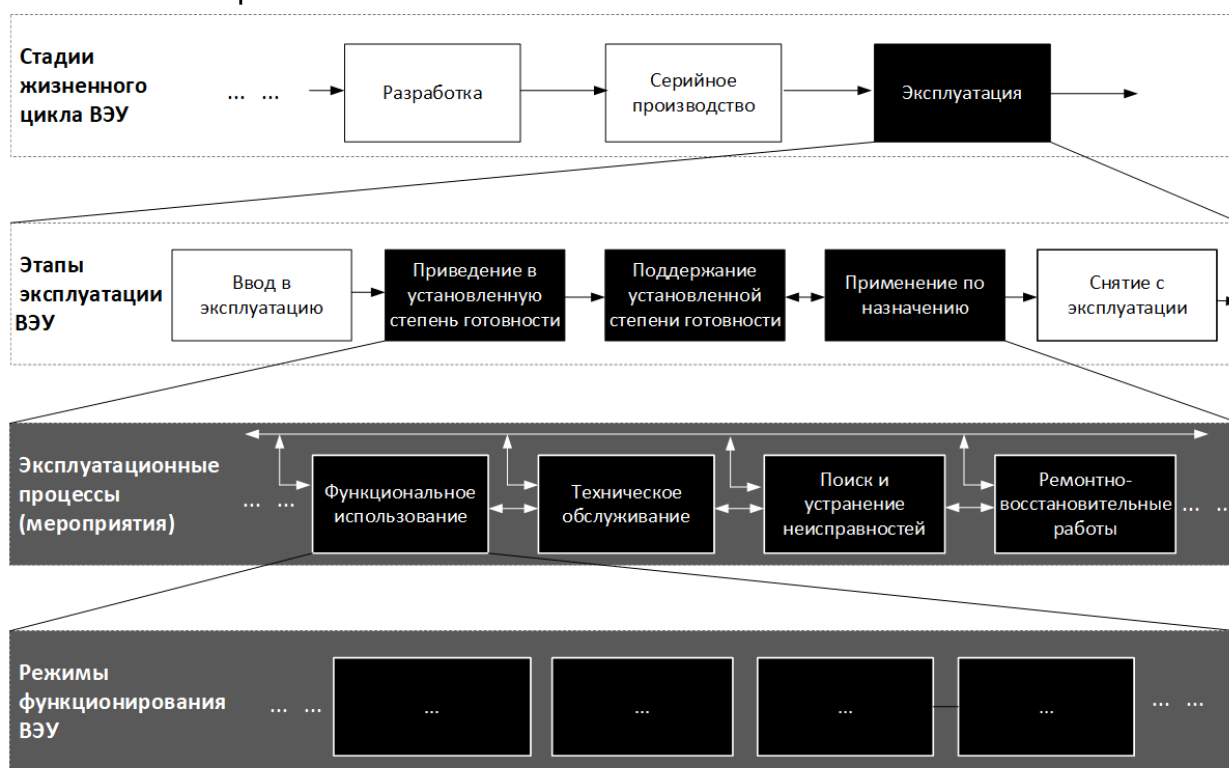


Рисунок 1.22 – Иерархия основных процессов эксплуатации ветроэнергетической установки

На каждом из этапов эксплуатации проводятся эксплуатационные процессы (мероприятия) по поддержанию эксплуатационных характеристик ветроэнергетической установки и ее составных частей на заданном уровне.

Стадия жизненного цикла Изделия – часть жизненного цикла, характеризующаяся определенным состоянием изделия, как совокупностью предусмотренных стадий работ и их конечными результатами. Под техническим состоянием ветроэнергетической установки понимается состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на ее составные части, включая электрогенератор. С позиций теории надежности можно выделить четыре основных состояния, в которые периодически переходит ветроэнергетическая установка в течение всего времени его эксплуатации (рис. 1.23):

- 1) рабочее состояние;
- 2) пребывание в ненагруженном резерве;
- 3) состояние профилактики;
- 4) аварийное.

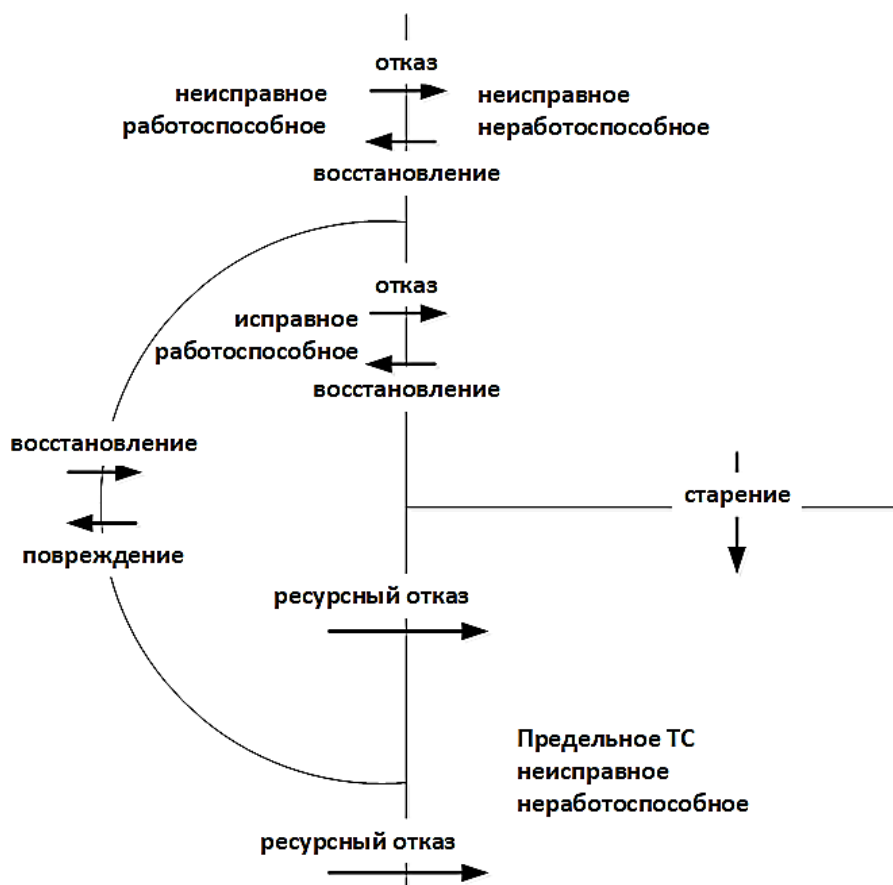


Рисунок 1.23 – Переходы технических состояний ветроэнергетической установки

Как для каждой составной части, в том числе, электрогенератора, так и для каждого этапа или совокупности этапов эксплуатации ветроэнергетической установки в целом, в общем случае существует свой показатель эффективности эксплуатации и показатель надежности при этом, большая часть характеристик и показателей эффективности системы эксплуатации, вообще, прямо или косвенно учитывает надежность технической системы и ее составляющие: безотказность, долговечность, сохраняемость, ремонтпригодность, восстанавливаемость.

Фактографической основой для определения совокупности заданных показателей надежности ветроэнергетической установки и ее составных частей в предусмотренных условиях воздействия факторов внешней среды, является оценка параметров технического состояния посредством измерений на протяжении конечных интервалов времени параметров, заданных эксплуатационной документацией.

1.4. Обзор конструкций горизонтально-осевых ветроэнергетических установок

Ветроэнергетическая установка – это устройство, преобразующее кинетическую энергию ветра в механическую энергию, которая затем, с помощью ветрогенератора преобразуется в электрическую энергию [41-43].

Распространены два основных типа ветроэнергетических установок: с горизонтальной и с вертикальной осью вращения (рис. 1.24, 1.25).



Рисунок 1.24 – Основные типы промышленных ветроэнергетических установок

Ветроэнергетические установки с горизонтальной осью вращения (Horizontal-axis wind turbines, HAWT) являются наиболее распространенным и эффективным типом ветряных турбин. Обычно они имеют три лопасти и работают «против ветра», т.к. головка HAWT может поворачиваться благодаря системе рыскания.

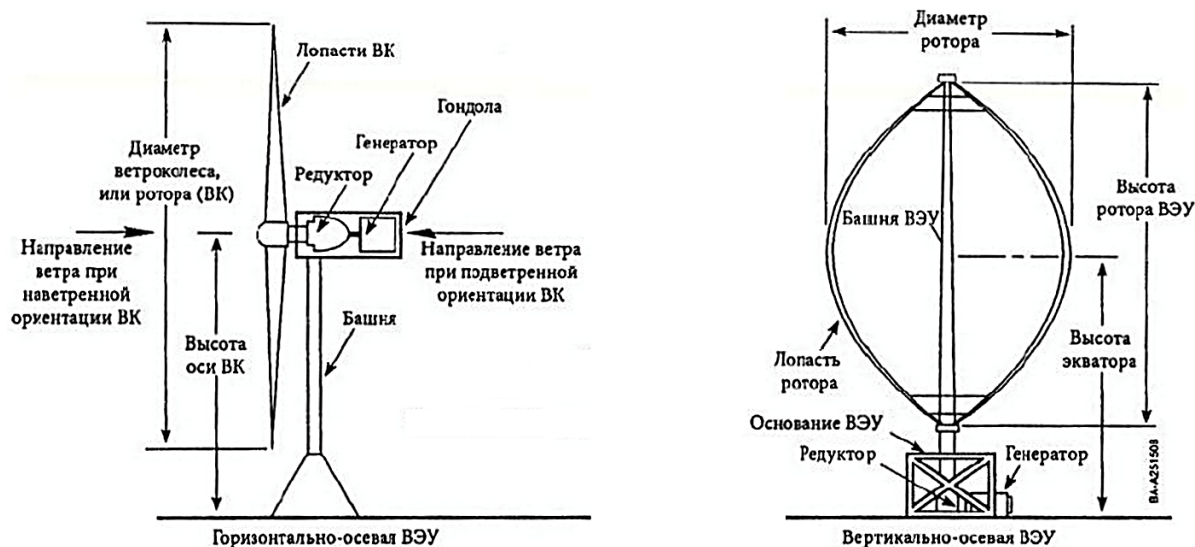


Рисунок 1.25 – Схемы горизонтально- и вертикально-осевых ветроэнергетических установок

Основные компоненты (включая генератор) расположены в верхней части турбины.

Главные компоненты ветроэнергетических установок включают (рис. 1.26) [43, 44]:

1) фундамент - большой, тяжелый структурный блок из бетона в земле, который поддерживает всю турбину и силы, действующие на нее. В морских турбинах фундамент находится под водой;

2) башню, обычно изготовленную из стали, и состоящую из трех секций, собираемых на месте;

3) гондолу, расположенную на вершине башни, вращающуюся на 360° вокруг своей оси в зависимости от направления ветра и содержащую основные механические элементы: трансмиссию (ротор и ступицу) измеритель скорости ветра и электрогенератор;

4) лопасти, средняя для которых достигает 52 метра.

Более подробно типовая установка средней и малой мощности (до 5 кВт) включает в себя следующие составные части (рис. 1.27):

- генератор переменного тока (мощность зависит от скорости ветровых потоков);
- лопасти;
- мачту;
- аккумуляторы;
- контроллер – преобразователь переменного напряжения;

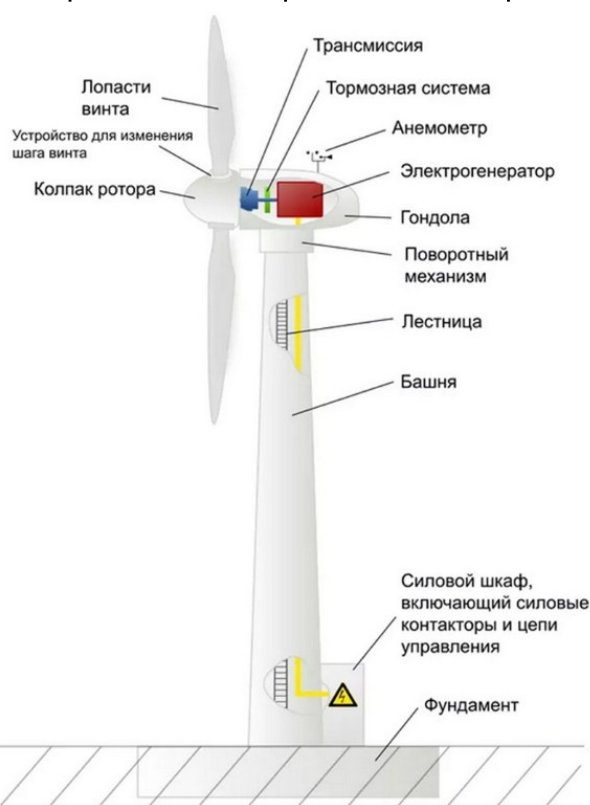


Рисунок 1.26 – Основные компоненты ветроэнергетической установки HAWT

- устройство автоматического переключения (или автоматический ввод резерва, АВР);
- датчик направления ветра;
- инвертор преобразования постоянного тока из аккумуляторов в переменное напряжение, которое используют потребители.

В схемах генерации с использованием лопастей до 3 метров. Как правило, используется безредукторный привод. Также нередко используется схема с двумя ветровыми колесами, когда одно соединено с ротором, второе со статором генератора. Статор монтируется на дополнительном валу с подшипниками и вращается в противоположную сторону ротору, в результате отпадает необходимость в мультипликаторе.

Ветрогенераторы средней и большой мощности проектируются по типовой схеме: колесо-редуктор – генератор, при этом все основные элементы (редуктор, генератор и др.) располагаются наверху и образуют головку (рис. 1.28).

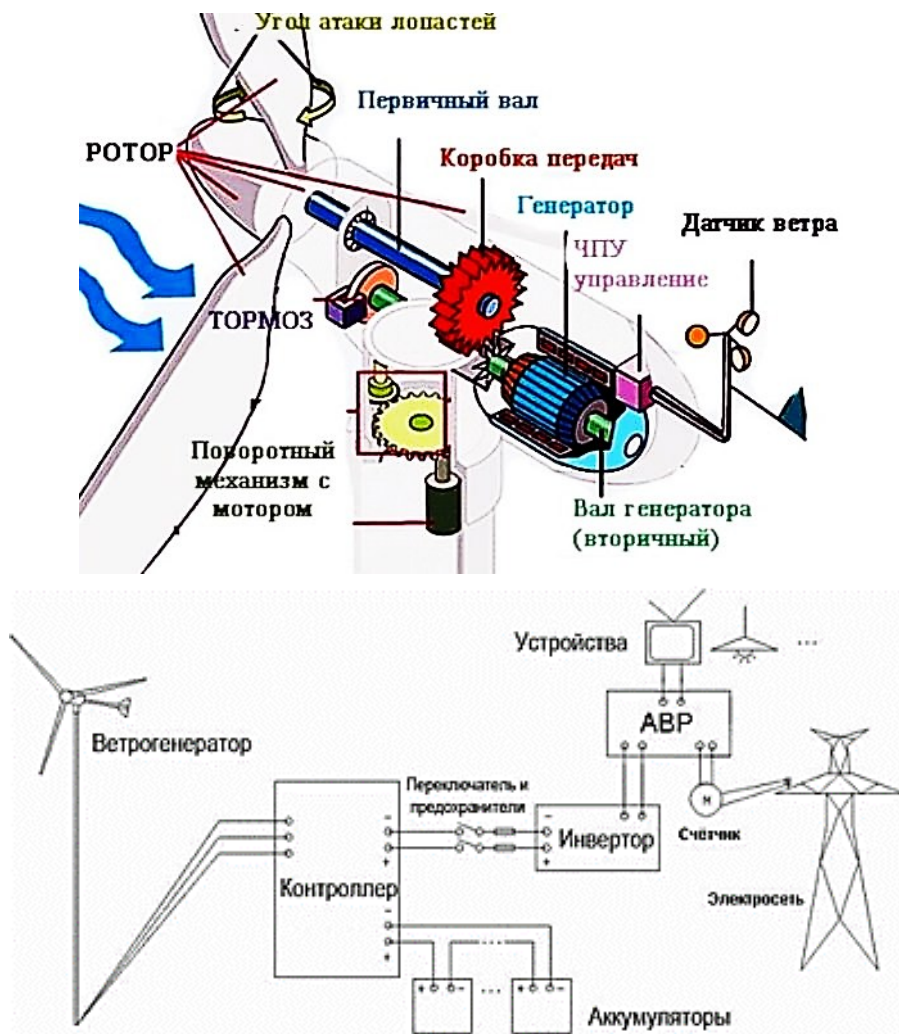
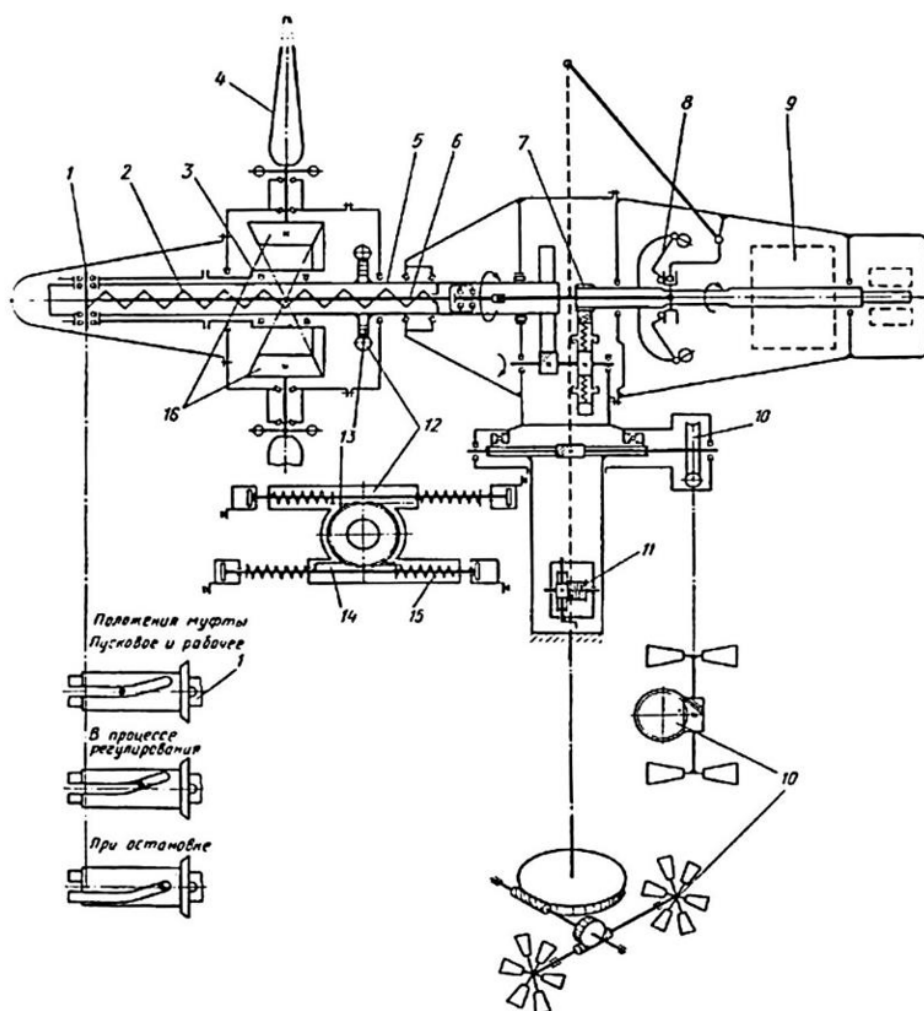


Рисунок 1.27 – Типовые схемы: а) элементов поворотно-лопастных ветроэнергетических установок малой мощности (до 5 кВт); б) подключения ветрогенератора

Статистические данные свидетельствуют о том, что одной из основных причин отказов генераторов являются заводские дефекты, причем особое значение имеет качество изготовления. Число аварийных отключений, вызванных дефектами изготовления машин, значительно (примерно в 5 раз) больше, чем вызванных дефектами конструкции.



1 – муфта с пазом; 2 – пружина регулятора; 3 – шестерня кинематической связи; 4 – ветроколесо; 5 – главный вал; 6 – тяга регулятора; 7 – редуктор; 8 – центробежный регулятор; 9 – генератор; 10 – механизм ориентации; 11 – лебедка пуска-остановки; 12 – моментный регулятор; 13 – зубчатое колесо; 14 – зубчатые рейки; 15 – пружина моментного регулятора; 16 – шестерня маха

Рисунок 1.28 – Типовая схема ветрогенератора средней мощности

1.5. Обзор конструкций вертикально-осевых ветроэнергетических установок

Вертикально-осевые ветровые турбины (Vertical-axis wind turbines, VAWT) имеют вертикальный вал ротора, и их внешний вид сильно отличается от более традиционных HAWT. Установки VAWT являются всенаправленными, поэтому их не нужно настраивать, чтобы они были обращены к ветру: это может быть преимуществом в местах, где направление ветра очень изменчиво. Удельная выработка энергии аналогичных по мощности конструкций горизонтально-осевых конструкций в 2–2,5 раза больше (рис. 1.29).

В целом для вертикально-осевых ветроэнергетических установок характерны следующие преимущества:

- 1) независимость работы от направления ветра;
- 2) высокий коэффициент использования энергии ветра (до 0,43);
- 3) самостоятельный старт установки на малых скоростях ветра (до 2 м/с);
- 4) выработка энергии со скорости ветра 3 м/с;
- 5) возможность аэродинамического регулирования частоты вращения;
- 6) низкий уровень шума и вибраций;
- 7) отсутствие мультипликатора;
- 8) простота изготовления компонентов;

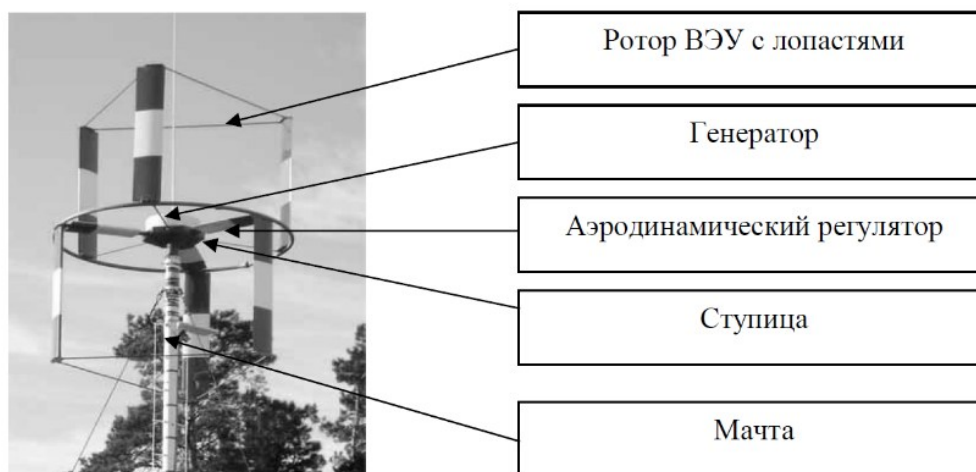
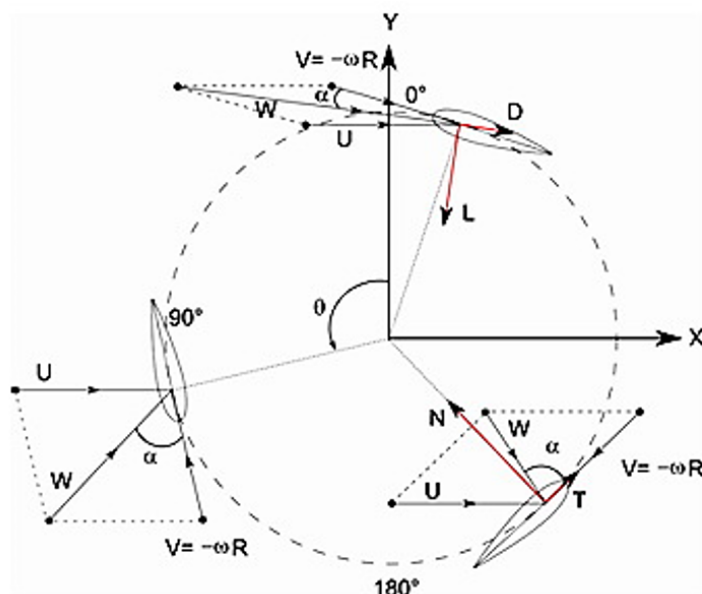
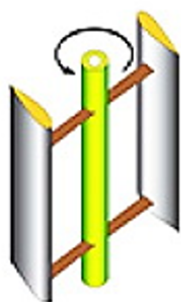


Рисунок 1.29 – Пример малой вертикально-осевой ветроэнергетической установки (до 3 кВт)

На рис. 1.30 показаны: устройство простейшего ортогонального ветродвигателя вертикально-осевой ветроэнергетической установки, треугольники скоростей и силы, действующие на лопасть в зависимости от ее положения относительно направления ветра.



U – скорость ветра, V – тангенциальная скорость перемещения лопасти;
 W – суммарная («кажущаяся») скорость воздушного потока, взаимодействующего с лопастью;
 α – угол атаки; T – сила, создающая крутящий момент; N – сила, приложенная к траверсе, соединяющей лопасть с валом установки; L – подъемная сила лопасти; D – сила лобового сопротивления лопасти

Рисунок 1.30 – Работа конструкции, использующей подъемную силу крыла.

Принцип действия вертикально-осевых ветродвигателей дифференциального лобового сопротивления основан на том, что твердое тело несимметричной формы (например, полусфера) при различной ориентации в потоке воздуха (жидкости), обладающего постоянной скоростью V , взаимодействуют с потоком с различными усилиями F_1 и F_2 соответственно (рис. 1.31).

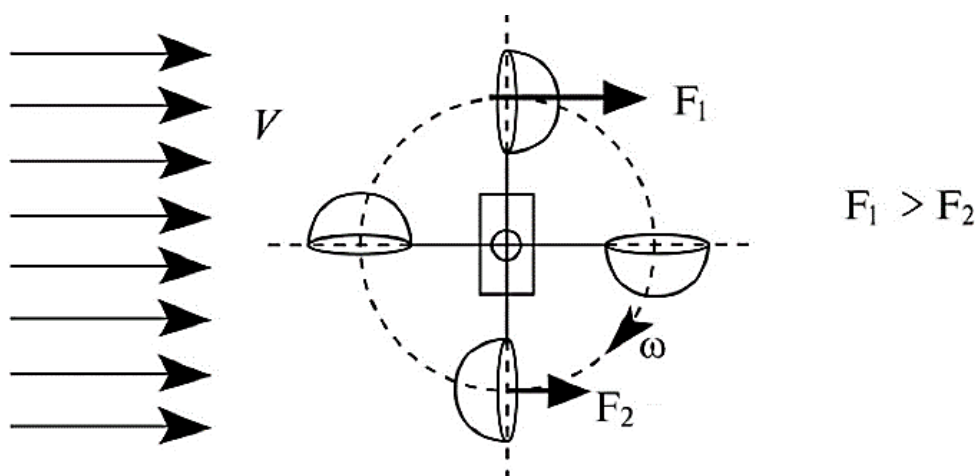


Рисунок 1.31 – Принцип действия вертикально-осевых ветродвигателей дифференциального лобового сопротивления [46]

1.6. Анализ тихоходных электрических генераторов

В настоящее время в ветроустановках используются три типа электрогенераторов. Это генераторы переменного тока, асинхронные генераторы, синхронные генераторы. Повышение эффективности работы генератора возможно с созданием мощного магнитного поля и увеличением числа обмоток, что можно осуществить, используя постоянные магниты из редкоземельных металлов и большое количество плоских катушек, пересекающих магнитное поле. Быстроходность ветродвигателя λ – это отношение линейной скорости, наиболее удаленной от оси вращения ветродвигателя точки крыла (определяемое радиусом ротора и его частотой вращения) к скорости ветра. Для функционирования классической быстроходной ветроэнергетической установки малой мощности (<5 кВт) целесообразно использовать трехфазные генераторы, в которых предусмотрена трехфазная обмотка статора (соединение по типу «звезда»), откуда выходят три провода, идущие на контроллер, где происходит трансформация переменного напряжения в постоянное (рис. 1.32).

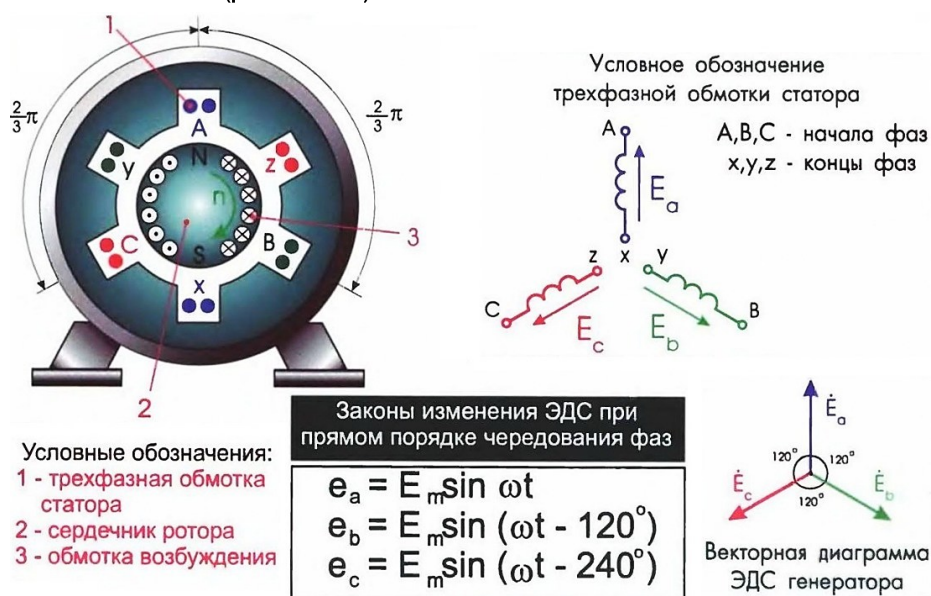


Рисунок 1.32 – Примеры трехфазных генераторов (до 5 кВт)

Трехфазный генератор переменного тока, также называемый 3-фазным синхронным генератором, имеет неподвижный якорь и вращающееся магнитное поле. В трехфазном генераторе переменного тока обмотка ротора (служит в качестве обмотки возбуждения) питается от источника постоянного тока, а северный и южный полюса ротора чередуются, при этом, частота генерируемого напряжения зависит от скорости вращения и количества полюсов возбуждения в машине.

Трехфазные генераторы переменного тока отличаются лишь мощностью и особенностями конструкции (рис. 1.33).

Частота вращения ротора определяется из формулы:

$$n = \frac{Zv}{2\pi R}, \quad (1.3)$$

где R – радиус ветроколеса, Z – быстроходность ротора, v – скорость ветра.

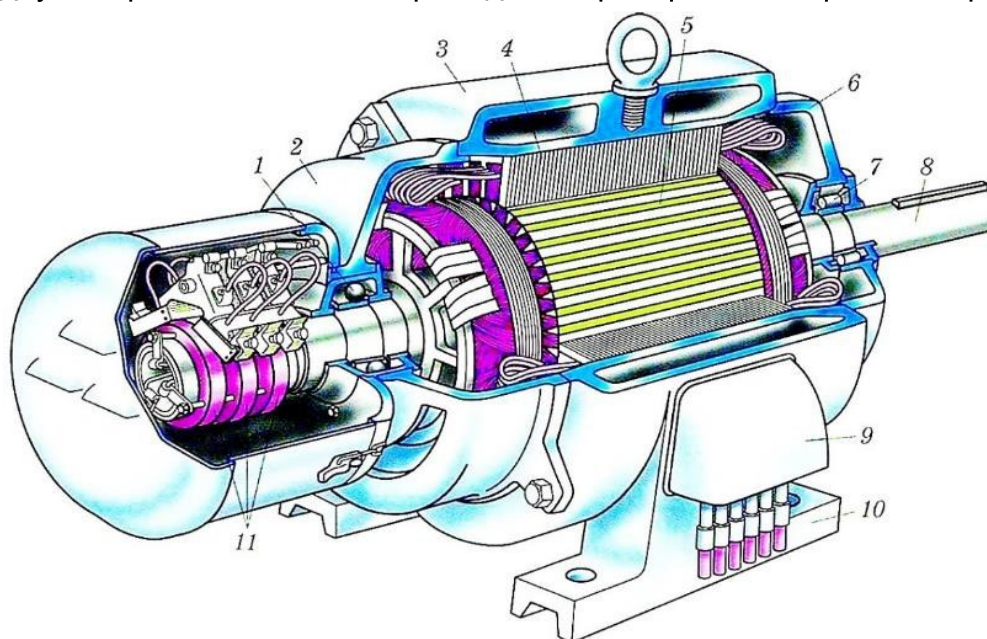


Рисунок 1.33 – Типовая конструкция трехфазных генераторов (до 5 кВт) (1,7 – подшипники; 2,6 – подшипниковые щиты; 3 – корпус; 4 – сердечник статора с обмоткой; 5 – сердечник ротора; 8 – вал; 9 – коробка выводов; 10 – лапы; 11 – контактные кольца)

В случае, если ветроэнергетическая установка используется для заряда аккумулятора или она не единственная в системе, т.е. в условиях, когда нет перегрузок, то предпочтение отдается асинхронным генераторам. В противном случае – синхронным генераторам, т.к. при порывах ветра они могут выдержать кратковременную перегрузку в 5-6 раз. В ряде случаев при оснастке контроллерами защит от перегрузок и стопорами вращения возможно применение и асинхронных генераторов, но максимально вырабатываемая ими мощность должна быть значительно выше, чем расходуемая потребителями (раза в 3 – 4).

Традиционным генераторам необходимо вращаться со скоростью 1800 оборотов в минуту для выработки электроэнергии. Это требует больших затрат энергии для выработки приемлемого количества электроэнергии. В генераторах с низким числом оборотов в минуту есть преимущество выработки электроэнергии при низких оборотах в минуту. Генератор с низким числом оборотов в минуту начинает выработку электроэнергии при одном обороте в минуту. Существует несколько преимуществ, связанных с генератором с низким числом оборотов в минуту, с точки зрения производительности, надежности и срока службы оборудования. Генератор с постоянными магнитами с низким числом оборотов в минуту использует мощные

неодимовые магниты, которые создают постоянное магнитное поле вокруг проводящих катушек.

Генератор с низким числом оборотов в минуту спроектирован с большим числом витков в катушках провода, чтобы он мог вырабатывать полезное количество электроэнергии даже при низких скоростях вращения, а также с большим числом полюсов, чем традиционный генератор переменного тока. Увеличение числа полюсов обеспечивает более чистое преобразование вырабатываемой электроэнергии. Выработка электроэнергии с помощью 4-полюсной машины при 150 об/мин была бы очень сложной в использовании. Вместо этого генератор с низким числом оборотов в минуту использует 10 и более полюсов.

Тихоходные электрические генераторы являются важным компонентом малых ветровых турбин, поскольку они позволяют эффективно преобразовывать энергию ветра в электрическую. Они, как правило, более надежны и долговечны, чем высокооборотные генераторы, поскольку работают на более низких скоростях и генерируют меньше тепла и механического напряжения.

Известные преимущества тихоходных генераторов:

1. Низкая стоимость: Эти генераторы не только обеспечивают более высокую эффективность, чем традиционные генераторы, но и имеют недорогие конструкции, что снижает первоначальные капитальные затраты. Меньший вес по сравнению с генераторами постоянного тока снижает стоимость материалов.

2. Низкие эксплуатационные расходы: Генераторы с постоянными магнитами не требуют обширного обслуживания, поскольку они разработаны для оптимальной работы. Неодимовые магниты, используемые в этих генераторах, имеют высокую рабочую температуру, что гарантирует, что эти магниты не размагнитятся очень скоро и будут продолжать служить в течение длительного времени.

3. Надежность: Генераторы с постоянными магнитами являются высоконадежным источником энергии, поскольку они работают на низких скоростях, что приводит к меньшему износу различных частей генераторов. Поскольку в этих генераторах не используются контактные кольца, они просты в обслуживании и идеально подходят для производства энергии в течение более длительного периода времени.

4. Простая конструкция: эти генераторы имеют простую конструкцию, что упрощает их производство, а также облегчает надлежащее обслуживание и ремонт в будущем.

На рис. 1.34 иллюстрирован пример модели многополюсного тихоходного генератора с постоянными магнитами.

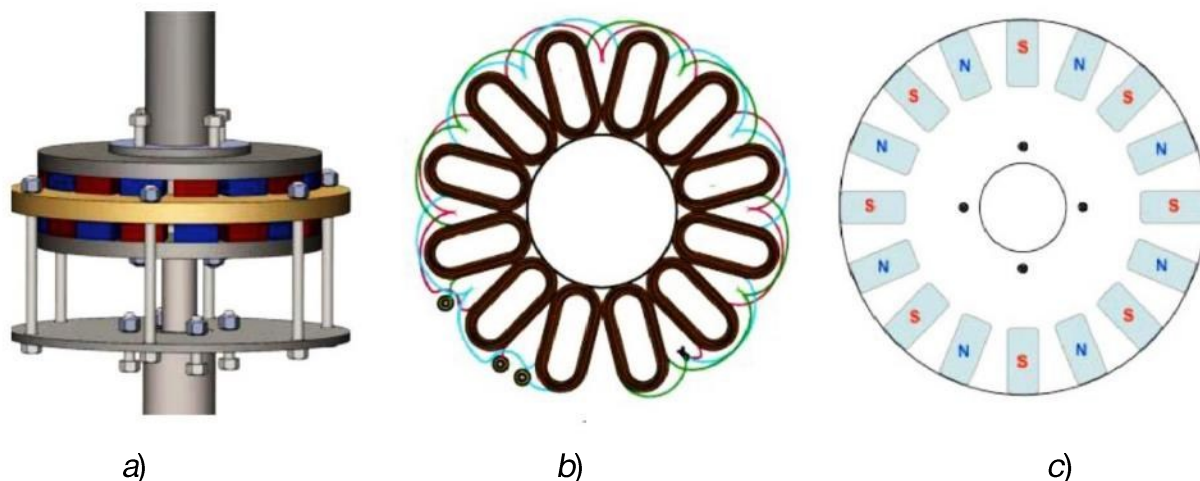


Рисунок 1.34 – Пример тихоходного генератора: а) 3D модель б) схема соединения обмотки статора электрогенератора в) расположение магнитов на роторе генератора

На рисунке видно, что каждая из фаз статора состоит из 4 обмоток и соединена по схеме «звезда». На роторе генератора расположены постоянные магниты с 16 парами полюсов.

В качестве дополнительного примера, в развитие приведенной схемы можно привести генератор осевого потока с двумя роторами (DRAFG) [47]. Это тип генераторов с постоянными магнитами, который состоит из редкоземельных магнитов, таких как неодим-железо-бор (NdFeB), размещенных в роторах по обе стороны от неподвижной обмотки статора, подобно сэндвичу с очень маленьким воздушным зазором, создающим очень сильный магнитный поток между ними. Таким образом, эта конфигурация индуцирует мощную электродвижущую силу в обмотке статора при малых оборотах. Главным преимуществом этого дискового генератора является то, что при большом диаметре, состоящем из множества отдельных катушек в статоре (9, 12, 16 или более катушек), напряжение около 20 В может быть получено при очень низких оборотах в минуту.

Патентованные технические решения по разработке генераторов для ветроэнергетических установок включают следующие:

1. Однофазный электрический генератор с электромагнитным возбуждением, осуществляемым через контактные кольца и непосредственно от источника постоянного напряжения [48]. (рис. 1.35).

Перемагничиваемый с высокой частотой сердечник 2 якоря выполнен шихтованным из электротехнической стали с высокой магнитной проницаемостью и запрессован в магнитопроводе 1, являющемся корпусом, выполненным из стали с высокой магнитной проницаемостью. Сердечник 2 якоря имеет явно выраженные полюса 3 якоря, на которых размещена катушечная однофазная обмотка якоря, выполненная катушками 4, расположенными на соответствующих явно выраженных полюсах 3 якоря по одной на каждом полюсе.

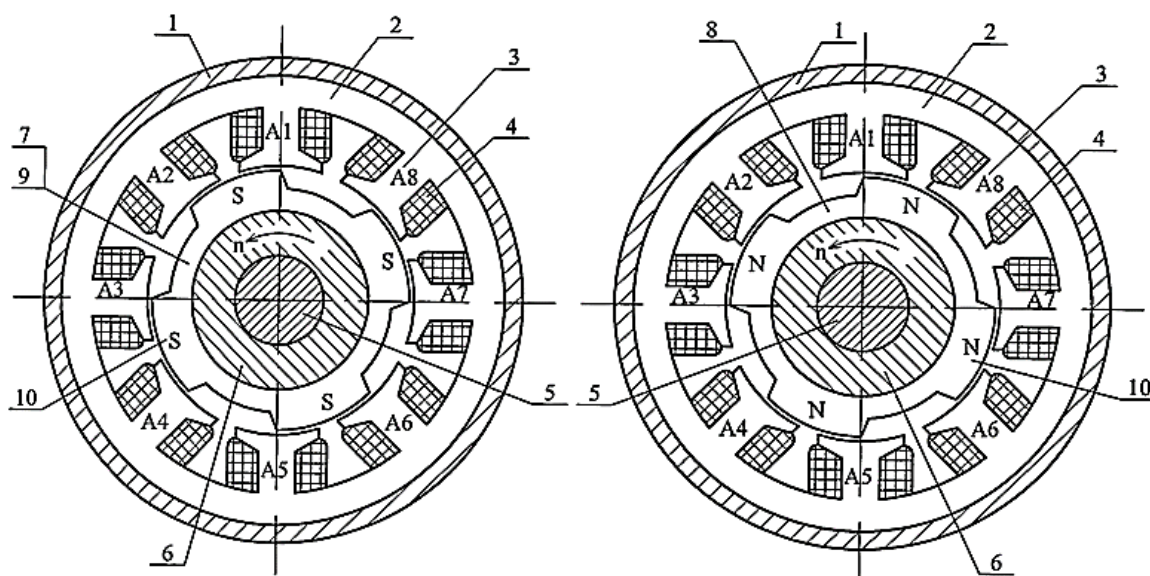


Рисунок 1.35 – Статор с шихтованным сердечником с явно выраженными полюсами и с сосредоточенной обмоткой якоря, выполненной в виде катушек, охватывающих полюса статора, и ротор, содержащий шихтованные сердечники

Катушки 4 однофазной обмотки якоря выполняются из обмоточного медного провода или обмоточной медной шины. Техническим результатом изобретения является получение надежной и технологичной конструкции с высокими энергетическими показателями и эксплуатационными характеристиками однофазного электрического генератора.

2. Электрический генератор, содержащий статор с магнитопроводом П-образной формы и однофазной обмоткой, расположенной во внутренней полости магнитопровода, ферромагнитный ротор, колеблющийся вдоль полюсов статора (рис. 1.36) [49].

Генератор содержит магнитопровод 1 статора с зубцами 2, безобмоточный ферромагнитный ротор 3 с поверхностью 4, ограниченной в направлении перемещения кромками 5.

Поверхность 4 расположена напротив зубцов 2 с воздушными зазорами 6. Такое исполнение позволяет повысить надежность электрического генератора в автономном режиме работы, поскольку исключаются аккумуляторные батареи или гальванические элементы, уменьшается число элементов для осуществления возбуждения генератора.

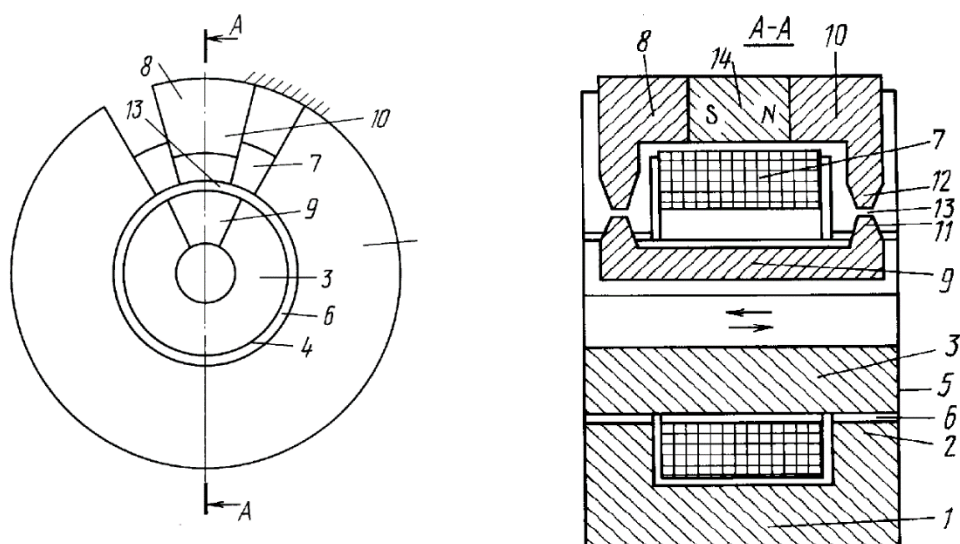


Рисунок 1.36 – Электрический генератор повышенной надежности в автономном режиме (изображен с нейтральным положением ротора)

3. Синхронный электрический генератор, содержащий безобмоточный ротор, статор, образованный установленными соосно с валом тремя обмотками и четным числом, равным $2p$, равномерно размещенных по окружности П-образных ферромагнитных скоб (рис. 1.37) [50]. Генератор содержит безобмоточный ротор 1, установленный соосно с валом три статорные обмотки 2, 3 и 4 и $2p$ равномерно размещенных по окружности П-образных ферромагнитных скоб 5 и 6.

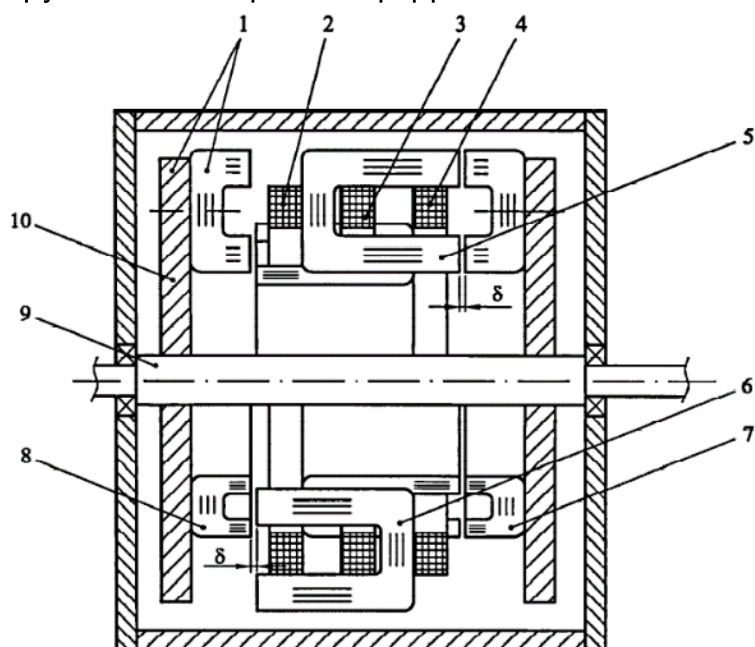


Рисунок 1.37 –Синхронный электрический генератор с безобмоточным ротором

Скобы 5 одной группы направлены в противоположную сторону относительно скоб 6 другой их группы. Ротор генератора 1 выполнен в виде двух торцевых магнитных систем, расположенных по разные стороны статора. Техническим

результатом полезной модели является уменьшение потерь от вихревых токов и безотходной технологией изготовления магнитопроводов ротора и статора.

4. Вентильный электродвигатель с постоянными магнитами содержащий кольцевой статор с многофазной обмоткой и цилиндрический ротор (рис. 1.38) [51].

Изображенный на рис. 1.38 (справа) сегмент состоит из двух пакетов 1 шихтованного магнитопровода, набранных из пластин электротехнической стали.

Каждый пакет 1 магнитопровода имеет паз, в котором установлен стержень 2 из немагнитного материала, имеющий поперечные резьбовые отверстия.

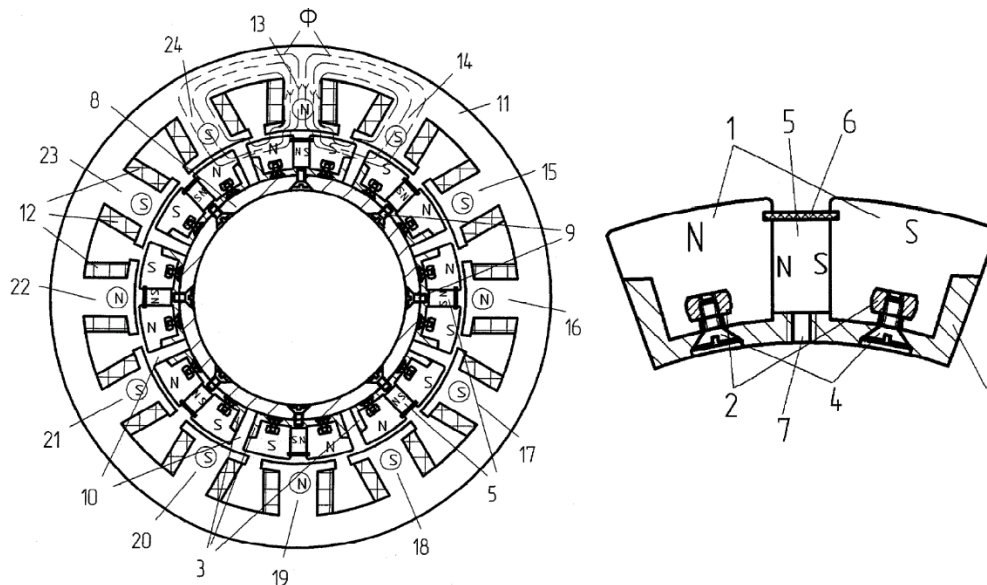


Рисунок 1.38 – Вентильный электродвигатель с постоянными магнитами

Пакеты 1 устанавливаются на основание 3 П-образной формы из немагнитного материала и винты 4 закручиваются в резьбовые отверстия стержней 2, и стержни 2 прижимают пакеты 1 к немагнитному основанию 3. Изобретение позволяет снизить потери на вихревые и индукционные токи в элементах ротора, а также уменьшить реакцию якоря, чем обеспечивается более высокий КПД вентильных электродвигателей с постоянными магнитами.

5. Ротационная электрическая машина с аксиальным полем [52]. Технический результат, достигаемый использованием данного изобретения, состоит в снижении расходов и повышении технологичности конструкции ротационной электрической машины с аксиальным магнитным полем при одновременном достижении ее компактности, обеспечении минимального электрического сопротивления и сведении к минимуму вихревых и контурных токов.

6. Тихоходный электрический генератор на постоянных магнитах [53]. У данного генератора на постоянных магнитах, содержащего ротор 1 с постоянными магнитами 2 и статор 3, а также якорную обмотку 4, ротор 1 выполнен в виде двух плоских дисков, статор 3 размещен между дисками ротора 1 и выполнен в виде кольца, соединенного с неподвижным валом 5 спицами, якорная обмотка 4 выполнена П-образной формы на наружной поверхности статора 3 с использованием печатных

плат, дуговые участки якорной обмотки 4 выполнены в виде плоских печатных плат, составляющих единое целое с радиальными участками, кроме того, печатные платы уложены послойно, магниты 2 с чередующимися полюсами установлены на боковой части ротора 1 в пазах. (рис. 1.39).

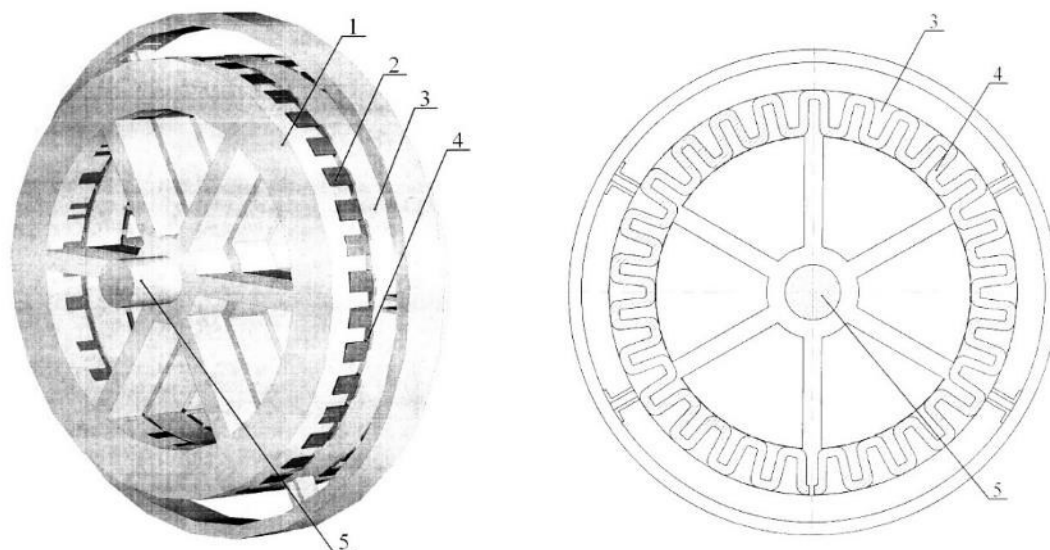


Рисунок 1.39 – Схемы ротора и якорной обмотки тихоходного электрического генератора на постоянных магнитах

Технический результат заключается в увеличении мощности, увеличении ЭДС, увеличении плотности обмотки, отсутствии межвитковых замыканий обмотки якоря.

Основные и типовые технические решения по повышению надежности и эффективности ветрогенераторов включают следующие разработки:

7. Способ повышения эффективности и надежности работы синхронных генераторов в энергосистемах большой мощности, заключающийся в том, что снижают механический момент первичного двигателя или турбины, при этом одновременно и постепенно на всех синхронных генераторах уменьшают опережение и отставание оси магнитного поля ротора от магнитного поля статора, которое не должно превышать пяти электрических градусов, а электродвижущая сила синхронного генератора E_r должна превышать максимальное значение напряжения энергосистемы [54].

Технический результат заключается в повышении К.П.Д. и надежности работы синхронных генераторов на электрических станциях.

8. Авторами работы [55] предложен способ повышения эффективности работы ветроэнергетических установок в условиях высокогорья. Предлагаемый способ основан на создании стабильного искусственного ветрового потока получаемого в результате работы комплекса различных устройств и направляемого на лопасти ветроэнергетической установки, что позволяет к минимуму свести этот основной недостаток.

Кроме этого, предложенный способ позволяет использовать круговое расположение ветроэнергетических установок вокруг распределительного устройства, что в свою очередь косвенно, за счет зоны разрежения создаваемых данными установками, работающих под воздействием искусственного ветрового потока, повышает эффективность работы под воздействием естественного ветрового потока на находящихся в зоне действия распределительного устройства. Предлагаемый способ позволяет упростить конструкцию матч, сделать их недорогими и более простыми в монтаже.

Основным элементом в реализации предложенного способа является аэродинамическая установка (рис. 1.40), представляющая собой коническую трубу (1), проложенную по склону горы, на входе которой после воздухозаборника (3) размещена нагревательная камера (4).

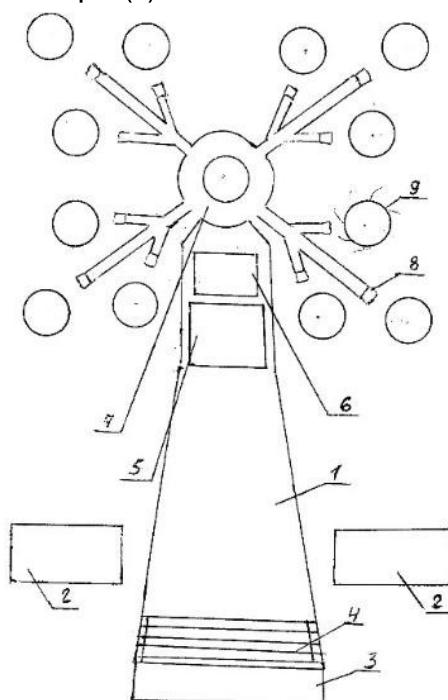


Рисунок 1.40 – Аэродинамическая установка для повышения эффективности работы ветроэнергетических установок в условиях высокогорья

В нагревательной камере находятся несколько рядов нагревательных элементов, которые работают от солнечных батарей с аккумуляторами (2) с тем, чтобы на выходе нагревательной камеры получать заданную температуру воздуха. На выходе аэродинамической установки устанавливается ветротурбина (5) с генератором (6) и распределительным устройством (7). Существующие аналоги подобных аэродинамических установок действуют в статическом положении. Существенным отличием предлагаемой установки является то, что с помощью установленного соосно с ветротурбиной генератора или другого двигателя ветротурбина раскручивается от внешнего источника энергии. Раскрученная ветротурбина вытягивает холодный слой воздуха в аэродинамической трубе, сообщая ускоренное

движение теплого воздуха от нагревательной камеры. Таким образом, способ использования ветроэнергетического комплекса позволяет получить более стабильную электроэнергию с большим К.П.Д. от работы ветроэнергетической установки и дополнительную электроэнергию от генератора и солнечных батарей, на мачтах ветроэнергетических установок, но только в условиях высокогорья.

9. Автор работы [56] предлагает конструкцию ветроэнергетической установки, которая может быть использована для выработки электроэнергии в отдаленной от электрических сетей местности. Технический результат заключается в повышении надежности генератора, эффективности и упрощении конструкции ветроустановки (рис. 1.41).

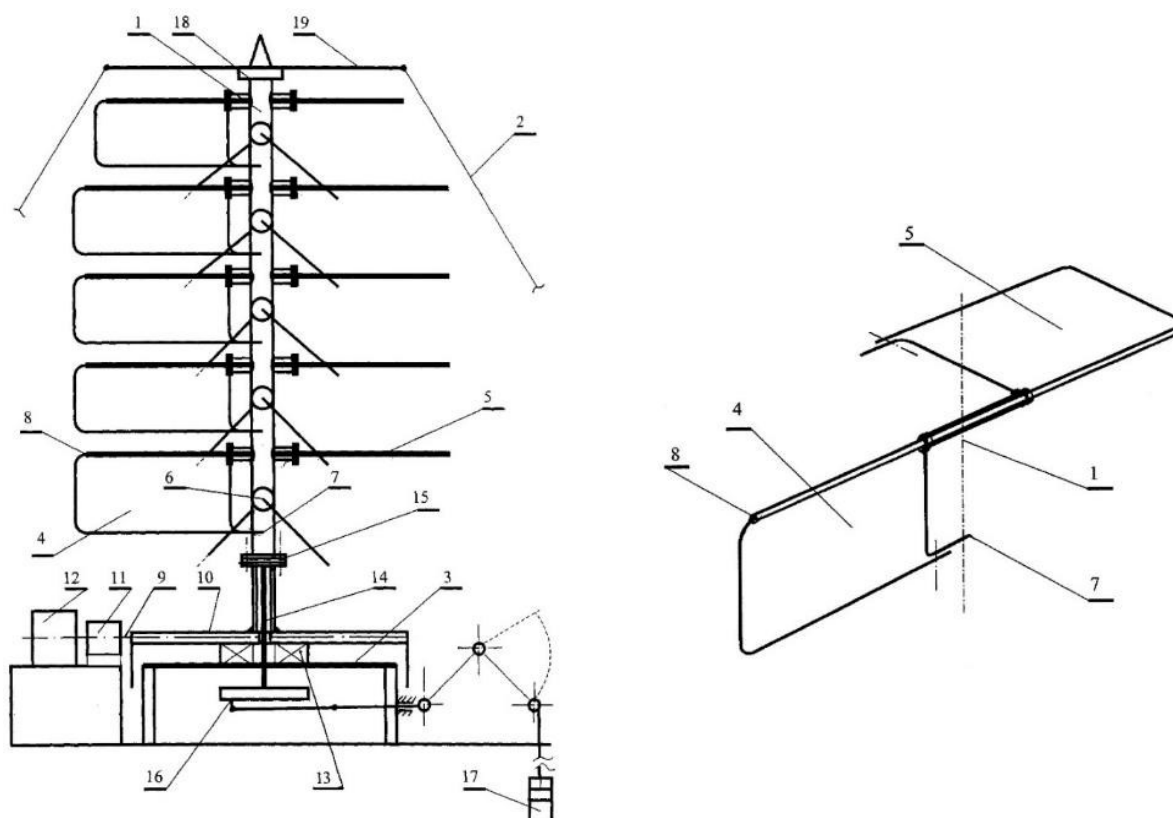


Рисунок 1.41 – Ветроустановка, обеспечивающая стабильный режим работы генератора

Ветроустановка состоит из поворотной опоры 1, удерживаемой в вертикальном положении несколькими боковыми стяжками 2, и основания 3. По высоте опоры 1 смонтирован, по крайней мере, один ряд спаренных по две лопасти 4 и 5 средств 6, воспринимающих поток ветра, причем лопасть 4 каждого средства 6, воспринимающего поток ветра по отношению к лопасти 5, смонтирована под углом в 85-95 градусов. Упор 7 жестко связан с поворотной горизонтальной осью 8 каждой пары лопастей 4, 5 каждого средства 6, воспринимающего поток ветра, и контактно связан с наружной поверхностью поворотной опоры 1.

10. Изобретение [57] относится к области ветроэнергетики и может быть использовано в ветроэлектрических агрегатах для их пуска при малых скоростях ветра (рис. 1.42).



Рисунок 1.42 – Схема ветрогенератора, где вместо измерителя скорости вращения ротора ветрогенератора используется двухпороговый компаратор

В этом случае оценивается в совокупности, как величина генерируемого напряжения, так и состояние вторичной цепи, в частности, состояния аккумулятора и нагрузки.

Нижний порог работы ветрогенератора снижается за счет возможности запуска при меньшей энергии ветра из-за перевода электрической машины, работающей как генератор, в режимы помощи запуска и ожидания с целью преодоления момента трогания всего механизма.

11. Авторами работы [58] предложена система управления ветрогенератором. Задачей изобретения является повышение энергетической эффективности ветрогенератора путем выделения четырех диапазонов скорости вращения ротора и изменения схемы подключения трех двухсекционных фазных обмоток статора с помощью двух реле таким образом, что в зависимости от скорости вращения ротора задаются четыре режима работы, при которых обмотки коммутируются в конфигурации «звезда» или «треугольник», при этом первая и вторая секции трех двухсекционных фазных обмоток статора коммутируются последовательно или параллельно.

Поставленная задача решается тем, что в устройство, состоящее из ветроколеса, связанного механическим валом с ротором трехфазного синхронного электрического генератора с постоянными магнитами, каждая двухсекционная фазная обмотка статора которого через контактную группу первого реле и далее через выпрямительно-зарядное устройство соединена с аккумулятором и инвертором, подключенным к нагрузке, к одной из обмоток статора подключен измеритель скорости вращения ротора, дополнительно введена контактная группа

второго реле между контактной группой первого реле и выпрямительно-зарядным устройством, измеритель скорости вращения ротора выходом связан с четырехзонным компаратором, к первому и второму выходам которого подключены соответственно обмотки первого и второго реле, изменяющие схему подключения трех двухсекционных фазных обмоток статора группы таким образом, что в зависимости от скорости вращения ротора обмотки соединяются в четыре конфигурации: «звезда» с последовательно соединенными секциями фазных обмоток, «треугольник» с последовательно соединенными секциями фазных обмоток, «звезда» с параллельно соединенными секциями фазных обмоток, «треугольник» с параллельно соединенными секциями фазных обмоток.

Таким образом, коммутируя секции двухсекционных фазных обмоток в четырех различных конфигурациях, достигается возможность начинать заряд аккумулятора при малых скоростях вращения ротора генератора, при повышенных скоростях вращения ротора генератора исключать индуцирование повышенного напряжения на фазных обмотках и необходимость подключения дополнительной нагрузки, понизить рассеяние мощности на активном сопротивлении фазных обмоток статора.

12 Авторами [59] представлено изобретение, которое направлено на упрощение обслуживания и ремонта элементов, повышение коэффициента использования ветрового потока при различных скоростях ветра за счет отказа от двойного преобразования энергии.

Новизна технического решения обусловлена тем, что дополнительно включены электромеханический аккумулятор с переменной энергоемкостью, система управления электромеханическим аккумулятором и электромагнитная муфта скольжения. Электромеханический аккумулятор с переменной энергоемкостью в энергетической установке сглаживает импульсные изменения момента на роторе асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором при изменении ветровой и электрической нагрузки, а также обладает инерционным моментом, причем энергоемкость электромеханического аккумулятора можно изменять в зависимости от заданных параметров нагрузки, тем самым оптимизируя работу узлов и агрегатов ветроэнергетической установки. Система управления электромеханическим аккумулятором формирует необходимые уровни напряжения на обмотках электромеханического аккумулятора.

1.7. Оценка ветрового потенциала

Результаты измерений и оценивания доступных ветровых ресурсов имеет решающее значение для разработки, размещения и эксплуатации ветроэнергетических установок.

Валовый потенциал энергии ветра определяется как суммарная энергия ветра, которая может быть использована системой ветроэлектрических установок высотой H [60-62].

Основным недостатком ветра как источника энергии являются случайная, переменная в пространстве и во времени скорость и низкая удельная мощность воздушного потока [46].

Для решения вопроса о целесообразности и масштабах развития ветроэнергетики в конкретном регионе необходимо располагать следующими данными (оформляемыми в виде кадастров):

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скорости ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Ветровой кадастр (Windcadaster), в соответствии с ГОСТ Р 51237-98 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения» [61] – это систематизированный свод сведений, характеризующий ветровые условия местности, составляемый периодически или путем непрерывных наблюдений и дающий возможность количественной оценки энергии ветра и расчета ожидаемой выработки ветроэнергетическими установками.

Текущие оценки показывают, что потенциальный ресурс ветровых ресурсов на суше и в прибрежной зоне Российской Федерации составляет 80000 млрд. кВт/ч в год (рис. 1.43).



Рисунок 1.43 – Карта ветрового потенциала на территории Российской Федерации

В любом случае эти оценки ветроэнергетики намного превышают текущие потребности Российской Федерации в электроэнергии.

Среди районов, обладающих наибольшим ветроэнергетическим потенциалом, выделяются следующие: побережье и острова Северного Ледовитого океана, побережья Каспийского, Аральского, Охотского, Черного и Азовского морей, а также Нижнее Поволжье (рис. 1.44).

Удельная мощность ветрового потока на уровне 10–25 м над поверхностью земли или воды в этих регионах лежит в пределах 200,...,1000Вт/м².

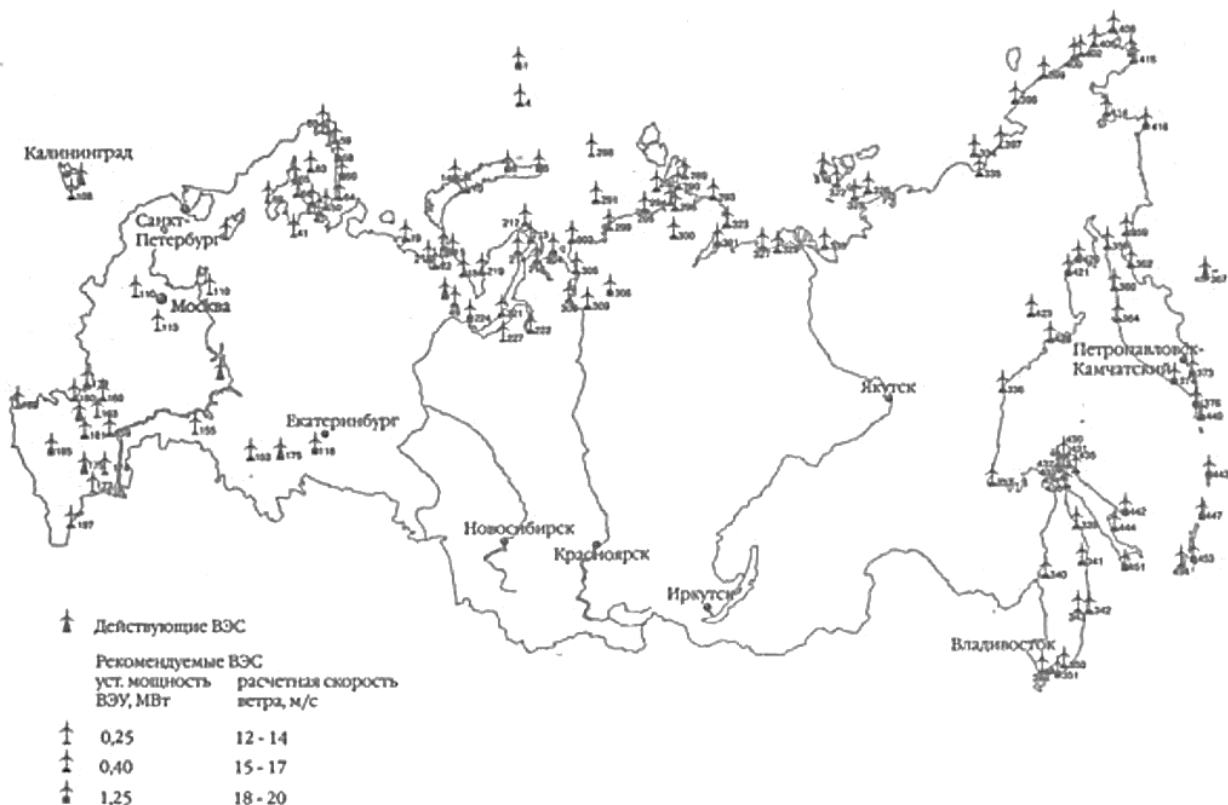


Рисунок 1.44 – Расположение ветроэнергетических установок по территории максимального ветрового потенциала

Говоря о методическом обеспечении подготовки мест размещения ветроэнергетических установок, когда разработчики планируют новую ветровую электростанцию, они полагаются на данные о скорости ветра, метеорологических условиях, рельефе местности и других факторах для принятия обоснованных решений по выбору места и проектированию.

2. Разработка проекта тихоходного генератора

2.1. Постановка задачи на проектирование

Целью проектирования является получения энергетической характеристики ветрового агрегата. **Ошибка! Источник ссылки не найден.** Энергетическая характеристика ВА - размерная зависимость выходной мощности ВА от скорости ветра незаторможенного потока и общего коэффициента полезного действия (отношение производимой ВА полезной энергии к полной энергии ветра, проходящей через ометаемую площадь агрегата).

На основе патента [63] была разработана конструкция тихоходного электрического синхронного генератора, обладающая более высокими мощностью, ЭДС и плотностью обмотки по сравнению с другими подобными конструкциями генераторов. Данный генератор можно использовать в качестве ветрогенераторов, высокочастотных электрических генераторов и в автономных энергоустановках.

В случае с выбранным генератором обмотка возбуждения отсутствует – магнитное поле создается постоянными магнитами, находящимися на вращающемся роторе, что значительно упрощает конструкцию генератора.

Ротор выполнен двух плоских дисков, статор размещён между дисками ротора и выполнен в виде кольца. При вращении двух дисков ротора генератора силовые линии полей постоянных магнитов пересекают якорную обмотку; в якорной обмотке возникает ЭДС, зависящая от скорости вращения ротора.

В качестве генератора ВЭУ могут использоваться все виды генераторов – синхронные генераторы, асинхронные генераторы и генераторы постоянного тока. Возможное конструктивное исполнение каждого вида генераторов также весьма разнообразно и описано в специализированной литературе [64]. Однако при заданных требованиях к ветровой установке рассматривается только один вид генераторов – синхронный генератор на постоянных магнитах (СГПМ). Его преимуществами являются: отсутствие системы возбуждения, что повышает надёжность работы (по сравнению с обычными синхронными генераторами); отсутствие генерации реактивной энергии в сеть в номинальном режиме работы (по сравнению с асинхронными генераторами); отсутствие частей, подверженных быстрому износу (таких как щетки генератора постоянного тока).

Конструкция генератора выбрана дисковой. Для данной конструкции характерна небольшая масса (по сравнению с другими видами генераторов), малая инерционность, большое количество полюсов магнитов, отсутствие межвитковых замыканий, повышение охлаждения обмоток якоря.

Конкретные геометрические параметры не определены и могут быть выбраны в зависимости от необходимой номинальной мощности ветровой установки; вырабатываемая мощность зависит от ометаемой площади ветровой турбины и скорости ветра.

Для оценки эффективности установки необходимо также задаться предварительной конструкцией ротора ВЭУ. Профиль лопасти – NACA0018. Материал лопасти – стеклопластик – композит, обладающий подходящими механическими свойствами для производства лопастей [65].

В случае рассмотрения вертикально-осевой установки генератор соединен с ротором Н-Дарье с пятью прямыми лопастями, рассчитанным на работу установки номинальной мощностью 2 кВт. Масса ротора принята равной 105 кг.

В случае рассмотрения горизонтально-осевой установки генератор соединен с ветроколесом с тремя лопастями длиной 4 м, рассчитанным на работу установки номинальной мощностью 30 кВт. Масса ветроколеса принята равной 125 кг.

Ротор генератора представляет собой диск с утопленными в него постоянными магнитами [66].

На валу ветровой установки должно быть предусмотрено электромеханическое тормозное устройство (в том числе и на вертикально-осевой, несмотря на то, что вертикально-осевые ВЭУ обладают значительной устойчивостью к высоким скоростям ветра). Как правило, оно представляет собой электрический двигатель, прижимающий тормозной барабан к валу ротора.

Следует отметить, что проектируемая ВЭУ должна соответствовать климатическому исполнению УХЛ. Для установок данного исполнения допустимо воздействие снега, росы, гололеда, дождя интенсивностью 3 мм/мин для установок и агрегатов исполнений, солнечной радиации с расчетной интегральной поверхностной плотностью теплового потока (верхнее рабочее значение) до 1125 Вт/м; воздуха запыленностью не более 2,5 г/м; ветра скоростью при двухминутном порыве не менее 50 м/с; температуры воздуха, не менее минус 50°C. Для защиты от попадания влаги в соединительные узлы и их оледенения, следует предусмотреть защиту на валу, закрывающее фланцевое соединение от внешних воздействий.



Рисунок 2.1 – Лабораторно-экспериментальная модель электрического генератора

(статор)



Рисунок 2.2 – Лабораторно-экспериментальная модель электрического генератора
(ротор)

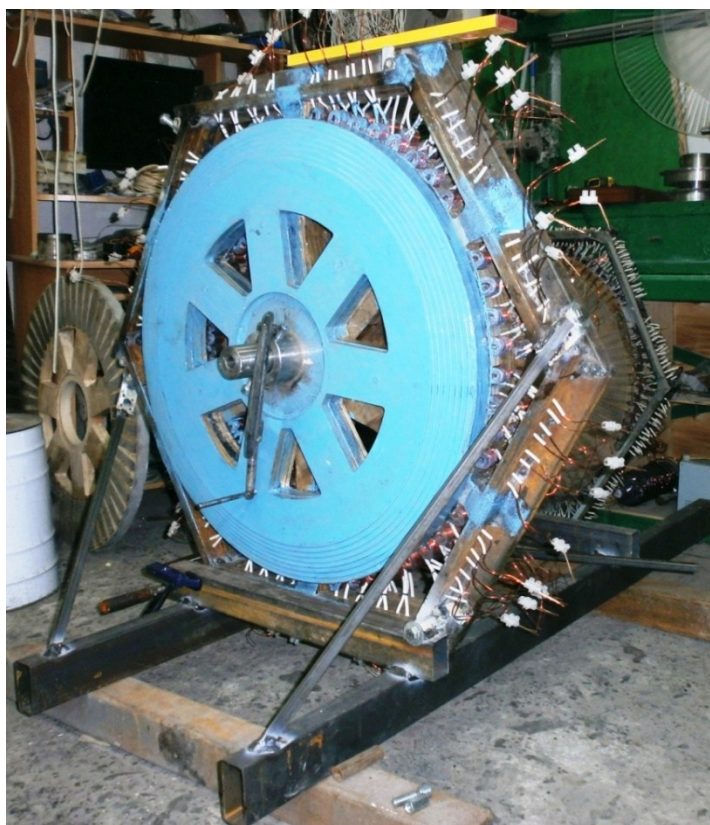


Рисунок 2.3 – Лабораторно-экспериментальная модель электрического генератора



Рисунок 2.4 – Ротор Н-Дарье для установки 2 кВт

2.2. Параметры генератора

Для оценки эффективности работы ВЭУ необходимо определить нагрузочные и внешние характеристики генератора. Это позволит провести анализ работы ветровой установки при различных скоростях вращения ротора (зависящей, в свою очередь, от скорости ветра) и различной нагрузке. Мощность, выдаваемая в сеть ветрогенератором, будет иметь различные параметры (ток, напряжение, частота) в зависимости от условий работы, в первую очередь – от скорости ветра.

Для того, чтобы привести эти параметры вырабатываемого напряжения к амплитуде и частоте, соответствующей напряжению в сети, производится накопление энергии в аккумуляторной батарее. С помощью выпрямителя генератор производит подзаряд батареи, с помощью инвертора – накопленная энергия передаётся в сеть. Таким образом, снижаются требования к качеству электроэнергии, вырабатываемому непосредственно генератором.

Рассматриваемая вертикально-осевая ветровая установка основана на использовании трехфазного торцевого синхронного генератора на постоянных магнитах со следующими параметрами (табл.2.1).

Таблица 2.1

Исходные параметры генератора

№	Параметр	Значение
1	Диаметр, мм	700
2	Диаметр обмоточного провода, мм	1,2
3	Число пазов статора	36
4	Размер паза статора, мм	30x16x150
5	Число полюсов ротора	24
6	Размер магнита, мм	16x20x120
7	Индукция магнитного поля магнита, Тл	1,2
8	Количество витков в одной катушке	25
9	Число параллельных ветвей обмотки статора	1
10	Число слоёв обмотки статора	1
11	Момент инерции ротора, кг*м ²	2,04
12	Величина зазора, мм	2
13	Коэффициент скоса пазов	1

2.3. Методика моделирования синхронного генератора

Модель электрической машины создавалась в программном комплексе ANSYS в расчетном модуле Maxwell 16.0. ANSYS ElectronicsDesktop - то унифицированная платформа для решений Ansys в области моделирования электроники и электротехники. Модуль платформы ANSYS Maxwell 16.0 предназначен для моделирования двумерных и трехмерных электромагнитных полей, и используется для анализа моделей двигателей и других электрических и электромеханических устройств. Ansys Maxwell использует метод конечных элементов; решение полевых магнитных и электрических задач сводится к решению уравнений Максвелла в конечной форме, уравнений электромагнитной индукции Фарадея, уравнений Гаусса.

Предварительные данные о конструкции обмоток генератора были получены с помощью модуля RMxpert. В проекте модели был добавлен модуль «GeneticRotatingMachines». В поля «Stator», «Core», «Slot», «Winding» и «Rotor» были введены соответствующие данные из таблицы 1. При нажатии на вкладку «Winding» программа отображает схему соединения обмоток статора (рис.2.6)

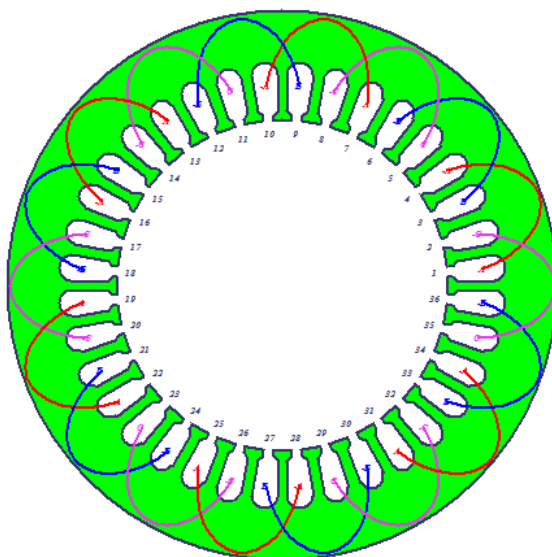


Рисунок 2.6 – Схема соединения обмоток статора, полученная из модуля RMxprtANSYSMaxwell 16.0

Анализ работы генератора будет производиться на его трехмерной модели, так как в данном случае возможностей RMxprt недостаточно для корректного расположения катушек. Модель генератора будет создана вручную, несмотря на то, что в программном модуле есть возможность создания геометрии по табличным данным RMxprt.

Согласно данным о конструкции генератора была построена его геометрическая модель в системе автоматизированного проектирования AutoCAD 2020 (рис.2.7).

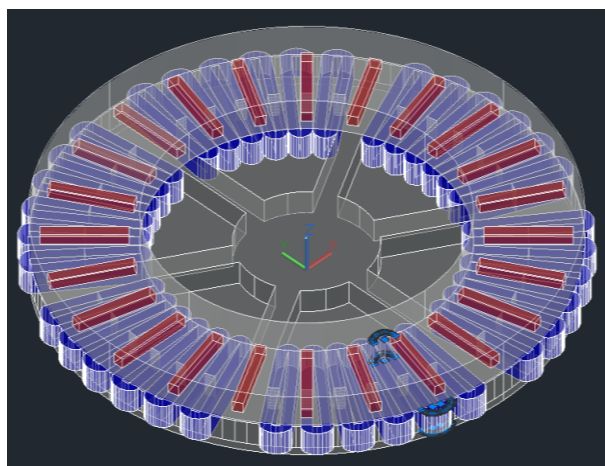


Рисунок 2.7 – Геометрическая модель генератора в AutoCAD 2020

В изображенной модели также созданы некоторые дополнительные элементы, необходимые при дальнейшей работе – области воздуха вокруг ротора и статора, плоскости в сечении катушек. Модель, созданная в формате dwg, была

экспортирована в формат SAT.

В проект Maxwell была добавлена новая 3D конструкция («Insert Maxwell3D Design»). Тип решателя («Solution Type») - «Transient». В качестве геометрии была использована импортированная модель генератора в формате SAT (рис.2.8).

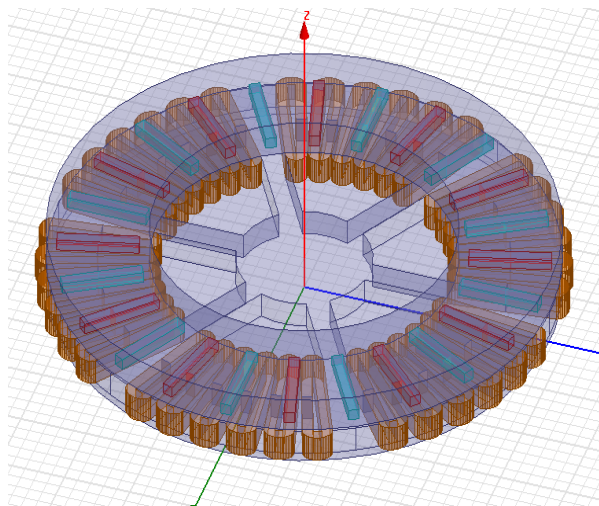


Рисунок 2.8 – Модель генератора в ANSYS Maxwell 16.0

Для импортированных элементов модели были заданы имена и параметры материалов (рис.2.9).

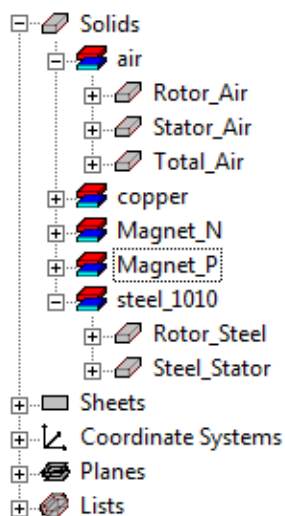


Рисунок 2.9 – Заданные имена и материалы элементов геометрии модели

Следует отметить, что для магнитов с разным направлением намагниченности были созданы два разных материала – «Magnet_N» и «Magnet_P». Намагниченность магнита у данных материалов равна по модулю и противоположна по направлению. Намагниченность материалов была задана с помощью функций редактора «Calculate Propertiesfor...» «Permanent Magnet». В появившемся окне заданы магнитная проницаемость и индуктивность поля магнита (рис.2.10).

Далее для элементов ротора и статора были добавлены граничные условия:

Assign Boundary–Insulating.

С помощью команды «Add Windings» во вкладке «Excitations» были добавлены обмотки статора с названиями «Phase_A», «Phase_B», «Phase_C». Обмоткам были заданы заранее рассчитанные параметры.

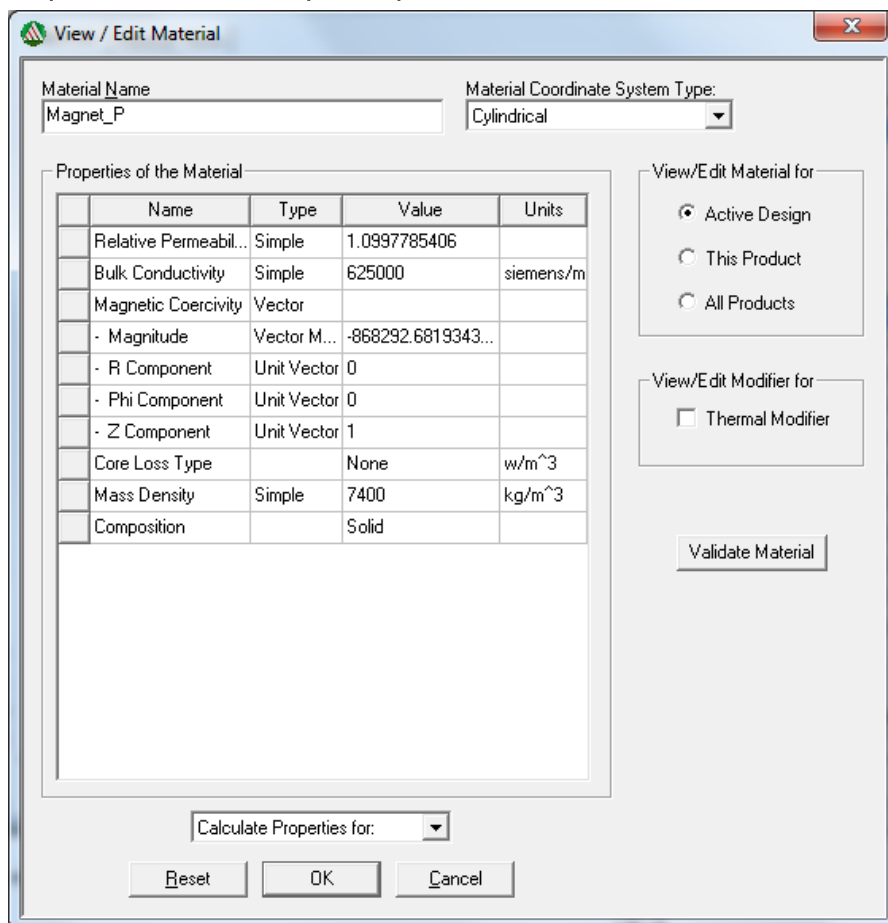


Рисунок 2.10 – Редактор свойств материалов

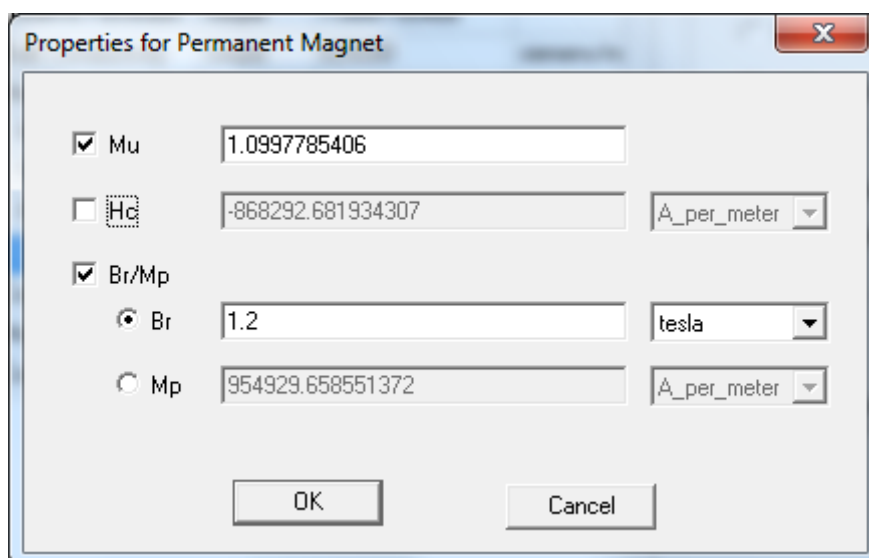


Рисунок 2.11 – Окно для вычислений свойств материала

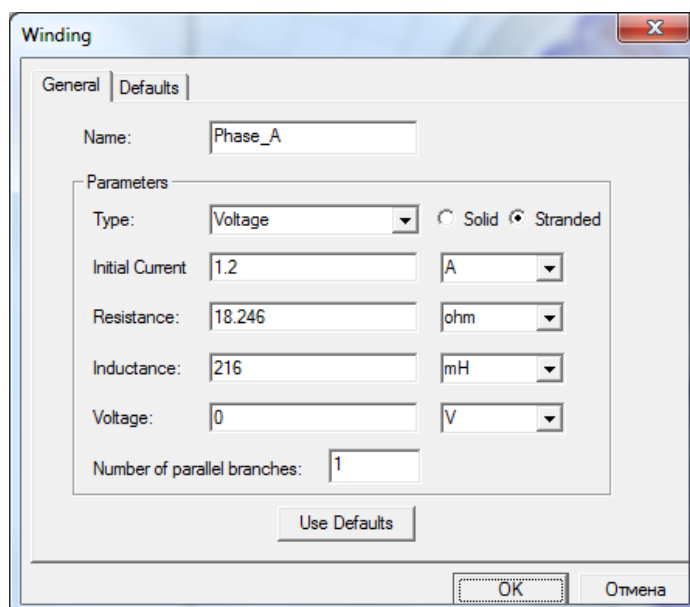


Рисунок 2.12 – Окно редактора фаз

Для привязки катушек статора к фазам необходимо воспользоваться командой «Assign Excitation»—«Coil Terminal...» на поперечных плоскостях сечения катушек. В окне необходимо ввести название терминала и число проводников в катушке.

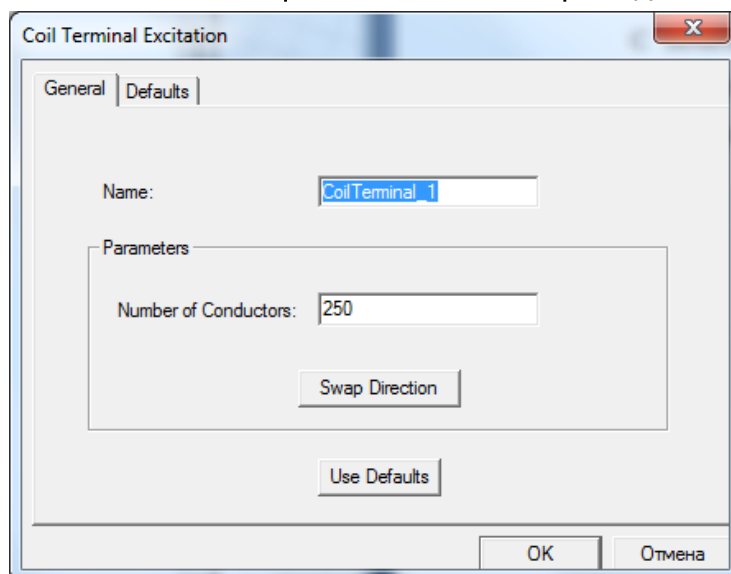


Рисунок 2.13 – Окно терминала катушки

С помощью команды «Add Terminals» необходимо добавить терминалы катушек в каждую фазу, соответственно принятой схеме соединения обмоток. Направление терминала также выбирается согласно принятой схеме соединения обмоток.

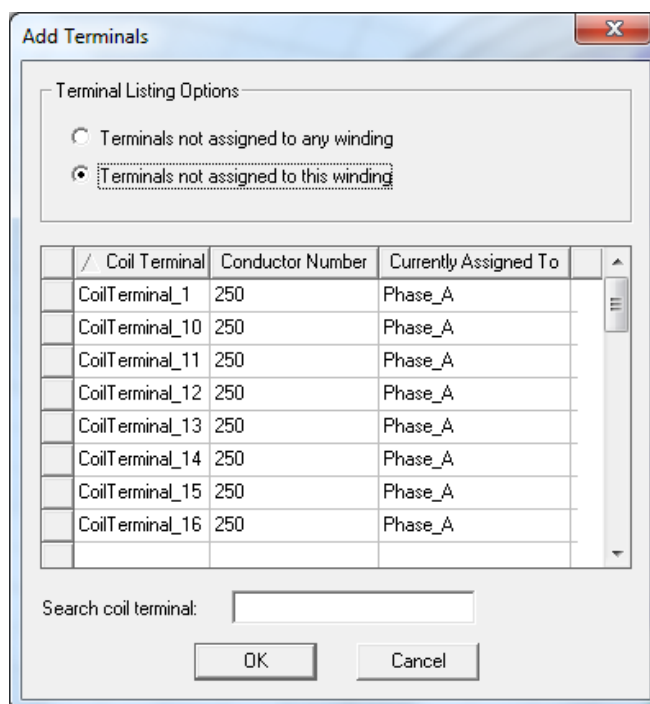


Рисунок 2.14 – Окно добавления терминалов в фазу

Сетки расчета в элементах среды вокруг элементов генератора построены с помощью команды «Assign Mesh Operation»-«Inside Selection»-«Length Based...». В открывшемся окне была задана максимальная длина элемента сетки – 30 мм.

Одним из важнейших этапов моделирования работы генератора является задание скорости вращения ротора. Область, внутри которой будут вращаться элементы геометрии, назначается с помощью команды «Assign Band...». В открывшемся окне «Motion Setup» назначаются тип движения (перемещение, вращение), ось вращения, изначальная позиция и угловая скорость вращения (также возможно задание вращения через параметры момента на валу).

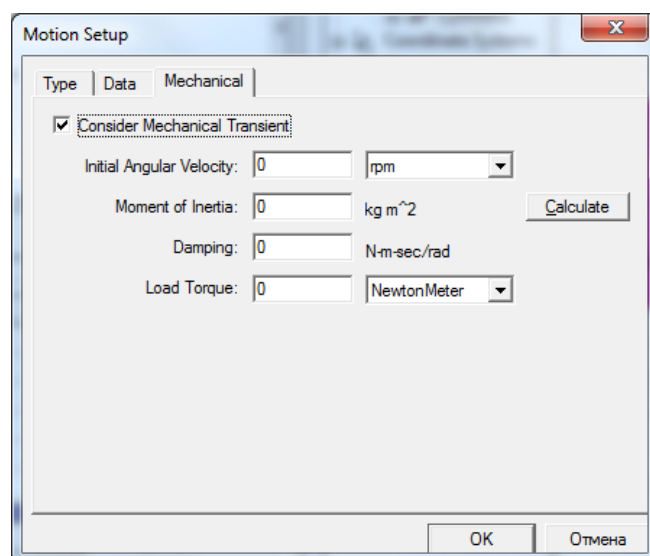


Рисунок 2.15 – Окно «Motion Setup»

Задание скорости вращения ротора при скорости ветра, равной расчетной, представляет собой отдельную задачу. Предварительное значение угловой скорости можно получить из нижеизложенных вычислений.

Как было изложено выше, кинетическая энергия ветра, проходящего через вертикальные лопасти, создает момент на валу ротора. Аэродинамическая мощность турбины ветрогенератора определяется следующим выражением:

$$P_a = C_p \frac{\rho \cdot S \cdot v^3}{2},$$

где C_p - коэффициент мощности турбины;

ρ - плотность воздуха, кг/м³;

S – площадь ометаемой поверхности ветротурбины м²;

v – скорость потока ветра, м/с.

Величина C_p отражает, какую долю кинетической энергии может извлечь ветровая турбина. Её максимальное теоретическое значение, согласно импульсной теории, составляет 0,593 для горизонтально-осевых турбин и 0,554 – для вертикально-осевых.

Вращательное движение турбины описывается следующим уравнением:

$$J \frac{dw}{dt} = M_a - M_e - M_{тр},$$

где J - момент инерции ветровой турбины и ротора генератора, кг* м²;

w – угловая скорость вращения турбины, рад/сек;

M_a – момент аэродинамических сил, действующих на лопасти турбины, Н*м;

M_e – электромагнитный момент генератора, Н*м;

$M_{тр}$ – момент сил трения, Н*м.

При использовании синхронного генератора с постоянными магнитами можно составить выражение, связывающее основные параметры режима работы (ЭДС, ток в обмотках статора, скорость вращения ротора) и скорость набегающего потока ветра. Проведем предварительный расчет скорости вращения ротора n в зависимости от скорости ветра v .

При постоянной скорости вращения $\frac{dw}{dt} = 0$, и с учетом того, что момент M прямо пропорционален мощности P , можно получить выражение:

$$0 = P_a(n, v) - P_e(n) - P_{тр}, \quad (2.1)$$

Все три величины зависят от скорости вращения ротора, однако, для упрощения расчета, будем считать, что момент трения и сила $P_{тр}$ постоянны.

Можно представить электромагнитную мощность работы генератора в установившемся симметричном режиме $P_{эм}$ как:

$$P_e(n) = 3U(n)I(n)\cos\varphi(n),$$

где U - напряжение на обмотках генератора, В;

I – ток статора, А;

$\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности.

Принято считать, что сила трения зависит только от реакции опоры. Таким образом, для опорных подшипников вертикально-осевой ВЭУ:

$$P_{тр} = K_{тр}mg,$$

где m - масса ротора, кг;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

$K_{тр}$ - коэффициент трения.

Коэффициент трения роликовых упорно-радиальных подшипников не превышает 0,0005; при массе ветроколеса, вес которого будет воспринимать подшипник, равной 105 кг сила трения подшипника будет равна 0,5145 Н. Допустимо пренебречь силами трения при приблизительных расчетах.

Подставив полученные выражения в выражение движения турбины (2.1) получим:

$$0 = C_p(n, v) \frac{\rho * S * v^3}{2} - 3U(n)I(n)\cos\varphi(n) - P_{тр}. \quad (2.2)$$

Для упрощения записи введем величину $K_a = \frac{\rho * S}{2}$:

$$C_p(n, v) \frac{\rho * S * v^3}{2} = C_p(n, v) K_a v^3$$

Можно выразить ЭДС фазы генератора через индукцию магнитного поля в зазоре. Амплитуда индукции поля в зазоре B_δ складывается из следующих составляющих:

$$B_\delta = B_f + B_a + B_\sigma,$$

где B_f – магнитная индукция поля возбуждения, Тл;

B_a – магнитная индукция поля реакции якоря, Тл;

B_σ – магнитная индукция поля рассеяния, Тл.

Индуктивностям различных полей соответствуют индуцированные ими ЭДС.

Согласно известному выражению для напряжения на обмотках генератора [67,68]:

$$\dot{U} = \dot{E} + \dot{E}_{ad} + \dot{E}_{aq} + \dot{E}_{\sigma a} - r_a \dot{I}.$$

ЭДС фазы генератора, индуцируемая полем возбуждения:

$$E = \pi \sqrt{2} f_m \omega k_y k_c k_{об} B_\delta l_\delta \tau,$$

где f_m - частота вращения магнитного поля, об/сек;

$$f_m = n * p$$

ω – число витков в обмотке статора;

k_y – коэффициент укорочения шага обмотки;

k_c – коэффициент скоса пазов обмотки;

$k_{об}$ – коэффициент обмотки;

B_δ – амплитуда индукции поля в зазоре;

l_δ – активная длина машины, м;

τ – длина полюсного деления, м;

$$\tau = \frac{\pi * D}{2p}$$

p – число пар полюсов ротора;

D – диаметр пояса магнитов, м;

Для упрощения записи введем величину $K_E = \pi\sqrt{2}\omega k_{об}k_yk_cB_\delta l_\delta \tau$:

$$E = \pi\sqrt{2}\omega k_{об}k_yk_cB_\delta l_\delta \tau n = K_E * n.$$

Величину сопротивления системы можно выразить как:

$$\dot{Z}(n) = \dot{Z}_{ген}(n) + \dot{Z}_{потр}(n) = R_c + iX_c(n);$$

$$Z(n) = \sqrt{R_c^2 + X_c^2(n)},$$

где R_c – активное сопротивление системы, Ом;

X_c – индуктивное сопротивление системы, Ом;

Активное сопротивление системы можно представить как сумму активного сопротивления фазы обмотки якоря генератора и потребителя:

$$R_c = R_{ген} + R_{потр}.$$

Реактивное сопротивление системы можно представить как сумму реактивного сопротивления фазы обмотки якоря генератора и потребителя:

$$X_c(n) = x_{ген}(n) + x_{потр}(n),$$

где $x_{ген}$ – индуктивное сопротивление обмотки статора, равное:

$$x_{ген}(n) = 4mf \frac{\mu_0 * \tau * l_\delta}{k_\mu * k_\delta * \delta} \frac{\omega^2 * k_{об}}{p} + \underline{x}_\sigma Z_H,$$

где m – число фаз статора

μ_0 – магнитная постоянная, Гн/м;

k_μ – коэффициент магнитной проницаемости;

k_δ – коэффициент воздушного зазора;

δ – воздушный зазор, м;

$k_{об}$ – обмоточный коэффициент;

$\underline{x}_\sigma$ – относительное индуктивное сопротивление статора;

$Z_H = \frac{U_H}{I_H}$ – номинальное сопротивление генератора.

Для упрощения записи введем величину $K_x = \frac{4 * m}{\pi} \frac{\mu_0 * \tau * l_\delta}{k_\mu * k_\delta * \delta} \frac{\omega^2 * k_{об}}{p}$:

$$x_{ген}(n) = \frac{4 * m}{\pi} \frac{\mu_0 * \tau * l_\delta}{k_\mu * k_\delta * \delta} \frac{\omega^2 * k_{об}}{p} n + \underline{x}_\sigma Z_H = K_x n + \underline{x}_\sigma Z_H.$$

Влияние потока рассеяния можно представить множителем перед $K_x n$.

$$x_{ген}(n) = (1 + \underline{x}_\sigma) K_x n = K_\sigma K_x n.$$

Согласно [68] величина $\underline{x}_\sigma$ для машин с воздушным охлаждением составляет 0,08...0,15; соответственно, величина K_σ принята равной 1,15. Данное значение может быть уточнено при моделировании генератора.

Коэффициент мощности $\cos\varphi(n)$ можно найти из выражения:

$$\cos\varphi(n) = \frac{R_c}{Z(n)} = \frac{R_c}{\sqrt{R_c^2 + X_c^2(n)}}$$

Из выражения (2.2) необходимо получить зависимость установившейся частоты вращения ротора от скорости потока ветра $v(n)$.

Для выражения активной составляющей мощности можно составить уравнение для полной мощности короткого замыкания (ток выражен суммой активной и реактивной частей):

$$\dot{S}_{e_{кз}}(n) = 3(KE * n - (R + iKXn) * (I_{re}(n) + i * I_{im}(n))) * (I_{re}(n) + i * I_{im}(n)). \quad (2.3)$$

Выражая одну из частей тока из выражения для короткого замыкания:

$$I_{re}(n) + i * I_{im}(n) = \frac{(KE * n - (R_{ген} + iKXn) * (I_{re}(n) + i * I_{im}(n)))}{R_{ген} + iKXn}.$$

И подставляя её в (5.3), получим формулу полной мощности в виде:

$$\dot{S}_{e_{кз}}(n) = 0,75 \frac{3KE^2 n^2 (R_{ген} - iKXn)}{4R_{ген}^2 + 4KX^2 n^2}.$$

При подключении нагрузки ток достигает значений:

$$\dot{I}(n) = \sqrt{\frac{\dot{S}_{e_{кз}}(n)}{R_{ген} + iKXn + R_{потр} + iKX_{потр}n}}.$$

Полная мощность генератора может быть найдена как:

$$\dot{S}_e(n) = 3\dot{U}(n)\dot{I}(n).$$

График зависимости $C_p(\lambda)$ (где λ – быстроходность) для распространенных форм лопастей определен экспериментально. Так как для нахождения необходимой нам зависимости нужно представить коэффициент мощности аналитически, воспользуемся аппроксимирующей формулой:

$$C_p(\lambda) = \left(\frac{c_1}{\lambda} - c_2\right) * \exp\left(\frac{-c_3}{\lambda}\right) + c_4.$$

Следует заметить, что данная формула корректна только для частоты вращения ротора выше нуля ($n > 0$); также, в связи с тем, что в общем случае рассматриваются ветровые турбины горизонтально-осевой ВЭУ, значение коэффициента мощности реальной вертикально-осевой ветровой турбины должно испытывать некоторые колебания, связанные с вращением ротора (и изменением угла атаки) и непостоянством скорости ветра.

Из уравнения (2.2) необходимо найти значение частоты $n_{уст}$, которая соответствует установившейся скорости вращения ротора. Данное уравнение является неявным. Для нахождения установившейся частоты вращения воспользуемся графическим методом – в данном случае необходимо найти пересечение графиков ускоряющих (аэродинамической) и тормозящих (электромагнитной и трения) сил.

Аппроксимация коэффициента мощности турбины производится к графику, соответствующему экспериментальным данным.

При $c_1=355,74$, $c_2=33,88$, $c_3=30$, $c_4=0$ график $C_p(\lambda)$ выглядит следующим

образом (рис. 2.16):

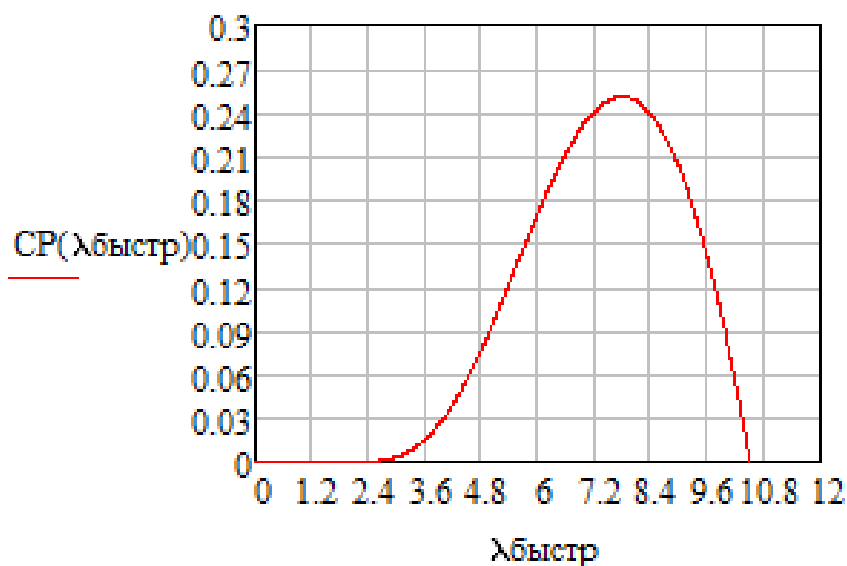


Рисунок 2.16 – График функции $C_p(\lambda)$ вертикально-осевой ВЭУ

Примем, что данный график отражает зависимость коэффициента мощности вертикально-осевой ВЭУ от быстроходности. Следует отметить, что согласно графику коэффициент мощности достигает максимальных значений при быстроходности равной 7-8. При быстроходности менее 3 и более 10 коэффициент мощности близок к нулю.

График $C_p(n)$ для вертикально-осевой установки и скорости ветра 5.5 м/с выглядит следующим образом (рис. 2.17):

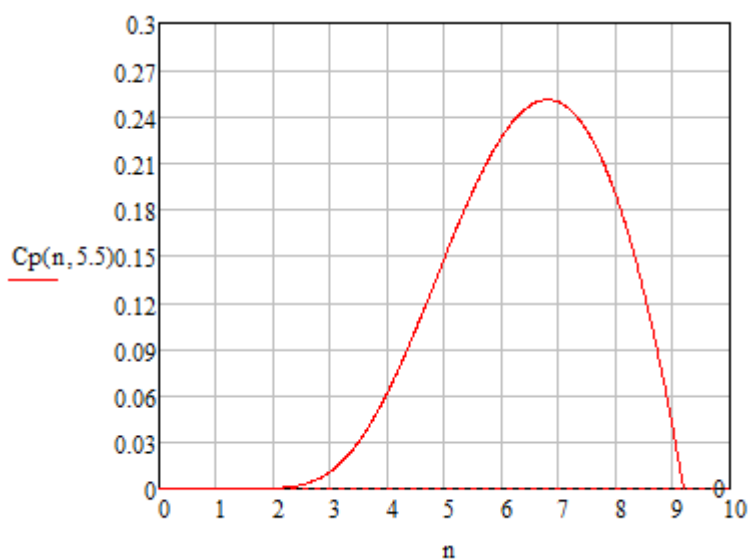


Рисунок 2.17 – График функции $C_p(n)$ вертикально-осевой ВЭУ

В соответствии с данным графиком можно построить аналогичный график зависимости аэродинамической силы (H) от частоты вращения (Γ) при скорости ветра 5,5 м/с для выбранной вертикально-осевой установки (рис. 2.18).

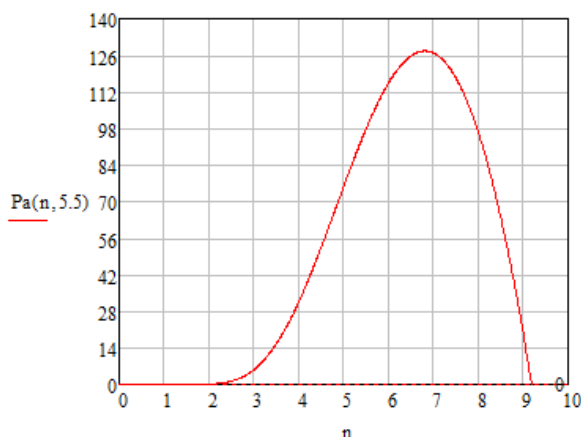


Рисунок 2.18 – График функции $Pa(n)$ вертикально-осевой ВЭУ

Согласно графику коэффициент мощности достигает максимальных значений при частоте 6,5-7 Гц. При частоте вращения турбины вертикально-осевой ВЭУ менее 3 Гц и более 9 Гц коэффициент мощности близок к нулю.

Оптимальная частота вращения ветроколеса достигает достаточно больших значений даже при небольшой скорости ветра. Во избежание негативных последствий, связанных с большой скоростью вращения, можно использовать ветровую турбину с большим размахом лопастей.

Вторым вариантом конструкции выбрана горизонтально-осевая турбина с тремя лопастями NACA0018 длиной 4 м. Данное ветроколесо способно извлечь многократно большую энергию ветра и обладает более низкой частотой вращения при той же скорости ветра.

Аналогичные графики для данной конструкции ротора выглядят следующим образом ($c_1=414$, $c_2=34.8$, $c_3=30$, $c_4=0$)(рис. 2.19 – 2.21).

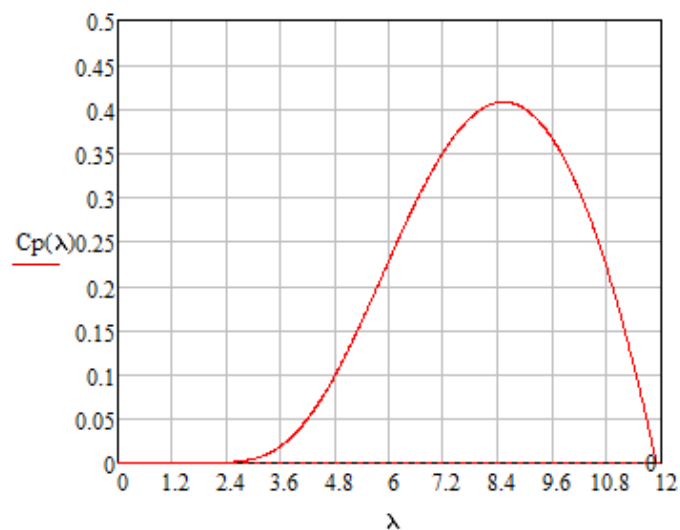


Рисунок 2.19 – График функции $C_p(\lambda)$ горизонтально-осевой ВЭУ

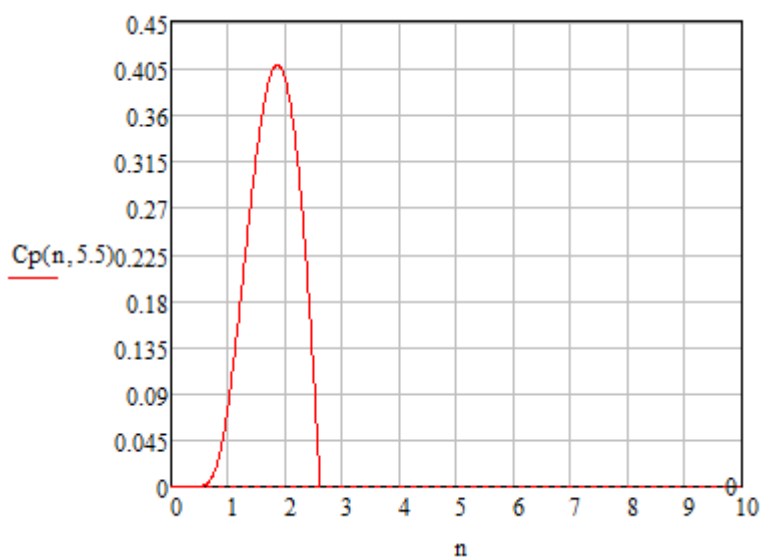


Рисунок 2.20 – График функции $C_p(n)$ горизонтально-осевой ВЭУ

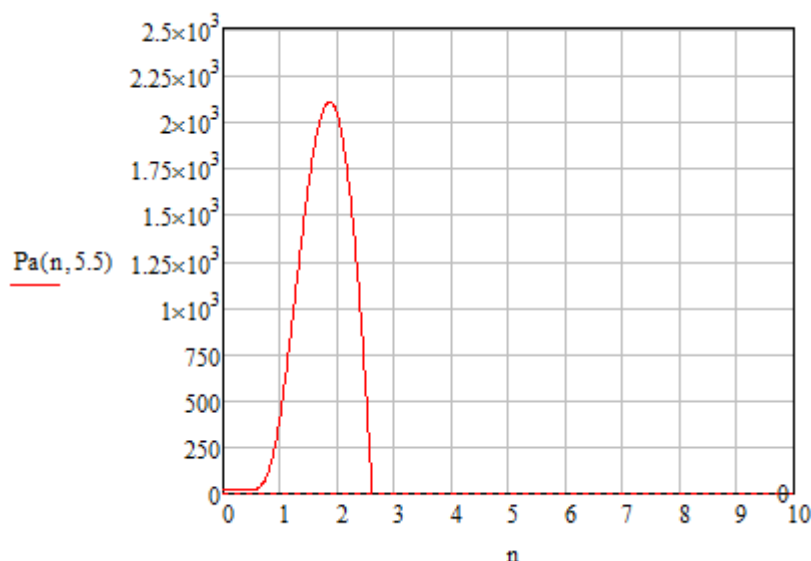


Рисунок 2.21 – График функции $P_a(n)$ горизонтально-осевой ВЭУ

Согласно графику коэффициент мощности достигает максимальных значений при частоте 1,5-2 Гц. При частоте вращения турбины горизонтально-осевой ВЭУ менее 0,5 Гц и более 2,5 Гц коэффициент мощности близок к нулю.

Максимальная мощность, извлекаемая из потока ветра, в несколько раз выше по причине большей ометаемой площади ВЭУ (около 5 м² для первого варианта и около 50 м² для второго).

Из-за большего радиуса ветроколеса для второго варианта характерна более низкая частота вращения ротора, обеспечивающая максимальную выработку энергии, что является оптимальным параметром для тихоходного генератора.

2.4. Анализ результатов проектирования синхронного генератора

Основным результатом проектирования синхронного генератора является построение графика зависимости генерируемой активной мощности от скорости потока ветра. Значение мощности, соответствующее заданной скорости ветра, может быть найдено из выражения (2.2) после определения установившейся частоты вращения. С помощью моделирования в Ansys Maxwell уточнены величин, представленные в данном уравнении.

Для различных скоростей ветра может быть получено семейство кривых $P_a(n)$. Наиболее интересны график зависимости аэродинамической мощности от частоты вращения вала:

- при наиболее часто зафиксированной скорости ветра;
- при меньшей скорости ветра «энергоёмкого» диапазона скоростей;
- при большей скорости ветра «энергоёмкого» диапазона скоростей.

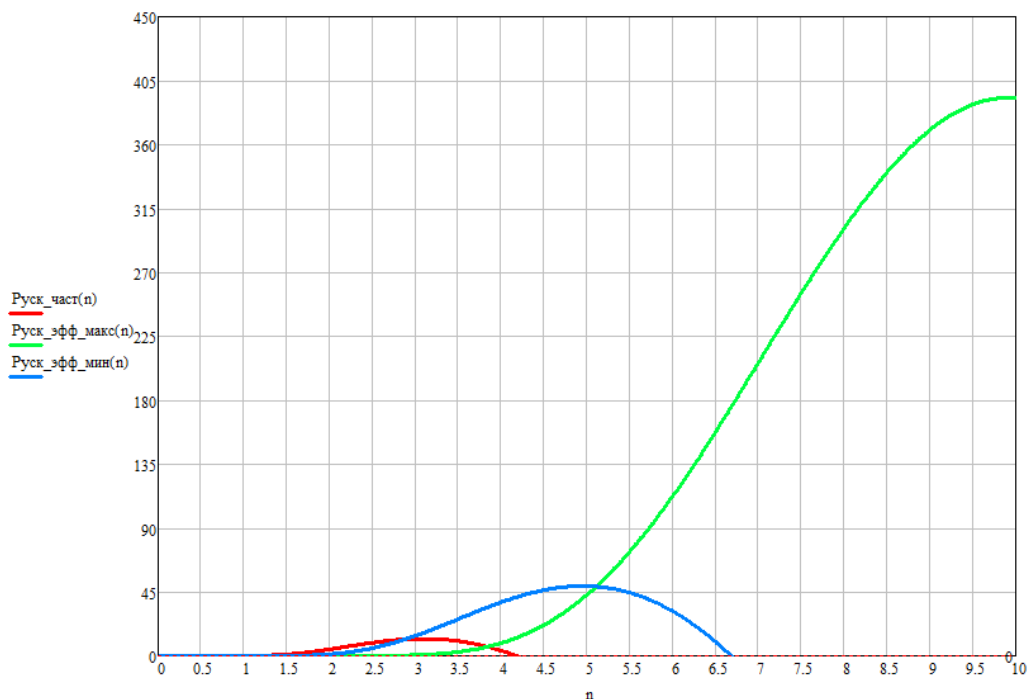


Рисунок 2.22 – Графики $R_a(n)$ при различных скоростях ветра (вертикально-осевая установка)

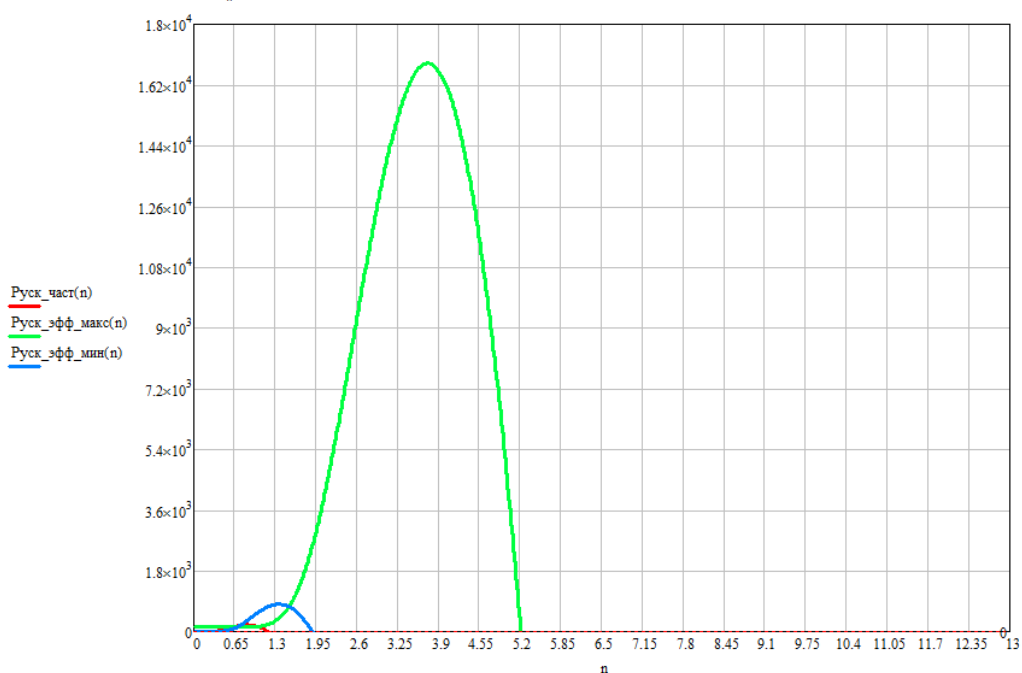


Рисунок 2.23 – Графики $R_a(n)$ при различных скоростях ветра (горизонтально-осевая установка)

Следует заметить, что при выбранной зависимости $C_p(n)$, которая приближенно соответствует работе ротора Дарье, величина ускоряющих сил стремится к нулю на небольшой частоте вращения. Решением этого может быть либо установка стартера – аэродинамического (ротор Савониуса) или электромеханического (электрический

двигатель) – либо использование генератора в инвертированном режиме. В последнем случае следует предусматривать систему, пропускающую пусковой ток по статору, достаточный для разгона ротора до необходимой частоты.

Наиболее желательно выбрать конструкцию генератора, график зависимости активной мощности от частоты вращения вала $P_e(n)$ которого пересекает максимумы полученных кривых.

При заданных параметрах генератора (табл. 2.1) коэффициенты, включенные в уравнение, равны:

- $KE = 204.458$;
- $KA = 3.063$;
- $KX = 3.084$;
- $R_{ген} = 1.786$;
- $R_{потр} = 0$, $KX_{потр} = 0$ (короткое замыкание);

График электромагнитной мощности генератора, проложенный в тех же координатах, выглядит следующим образом:

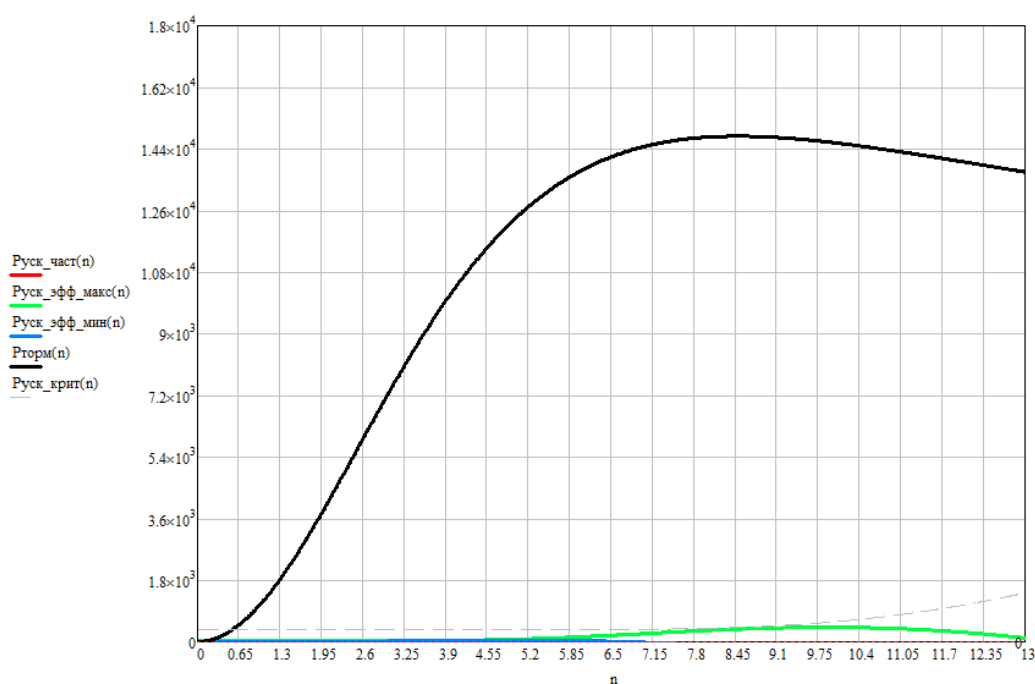


Рисунок 2.24 – Графики ускоряющих и тормозящих сил
(вертикально-осевая установка)

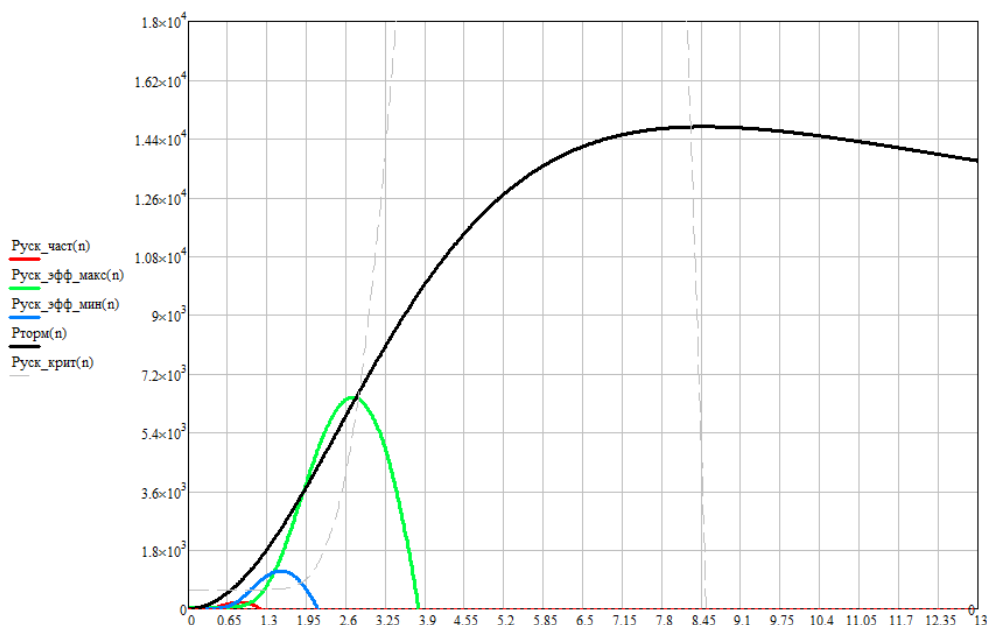


Рисунок 2.25 – Графики ускоряющих и тормозящих сил (горизонтально-осевая установка)

В связи с нестандартной конструкцией генератора необходимо уточнить выбранные коэффициенты K_X и K_E . Для этого в модели, построенной в Ansys Maxwell, необходимо выбрать частоту вращения ротора, близкую к рабочей. Значения тока и напряжения необходимо сравнить со значениями, вычисленными математическими методами и привести их в соответствие.

Из модели получены данные при частоте вращения вала - 5 Гц.

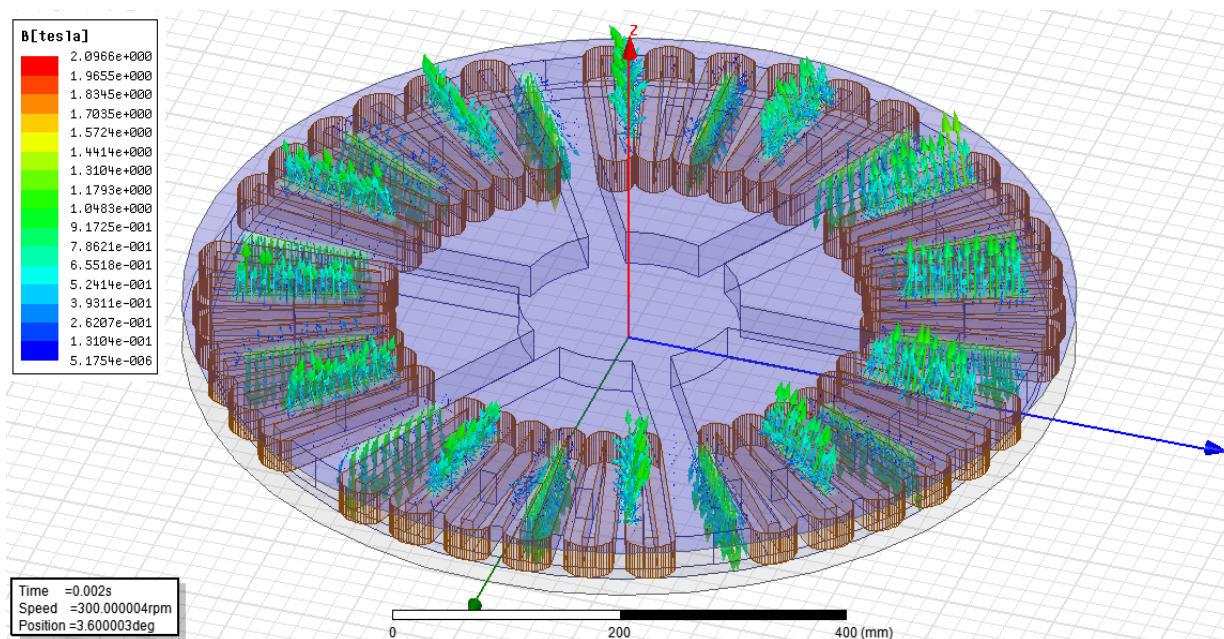


Рисунок 2.26 – Векторы магнитной индукции

Из модели получены данные при частоте вращения вала - 5 Гц.

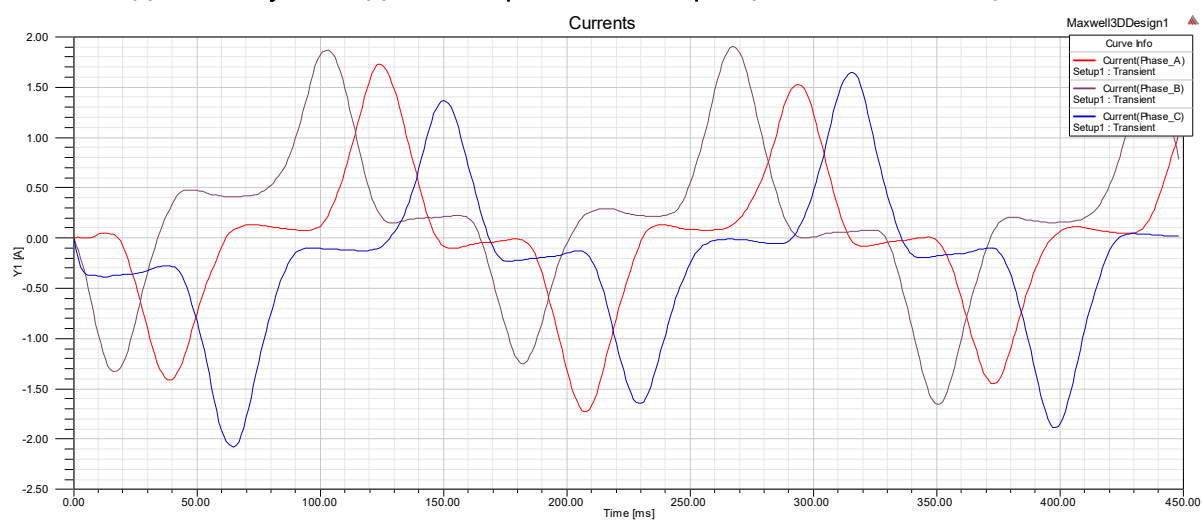


Рисунок 2.27 – Форма кривой тока при малой частоте вращения

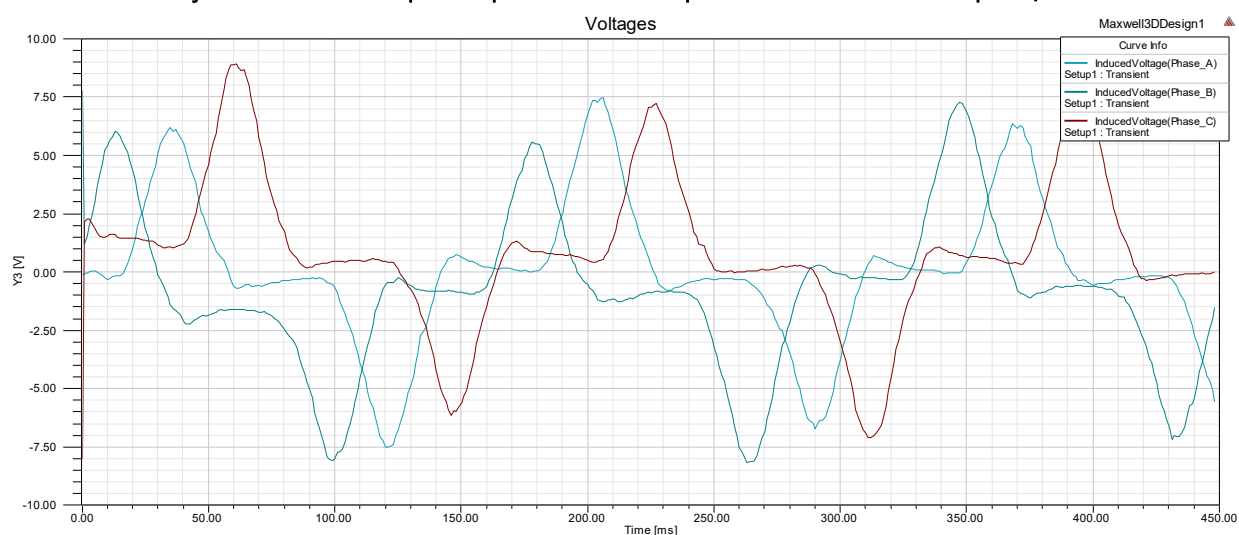


Рисунок 2.28 – Форма кривой напряжения на выводах генератора при малой частоте вращения

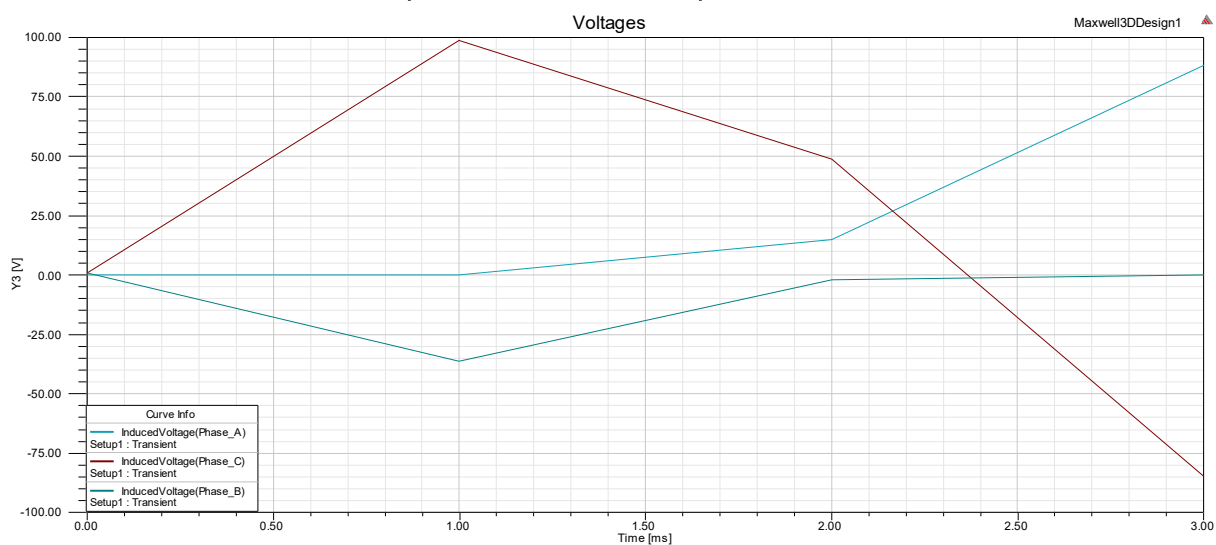


Рисунок 2.29 – Максимум кривой напряжения на выводах генератора при частоте вращения 5 Гц

Из графиков 2.27-2.29 видно, что из-за нестандартной конструкции статора графики тока и напряжения имеют ярко выраженную несинусоидальную форму. В связи с тем, что подключение генератора к сети будет выполнено через гибридный инвертор, данная особенность не будет иметь значительных негативных последствий. Из графика 2.29 можно найти амплитуду напряжения, которую можно сравнить с её вычисленным значением.

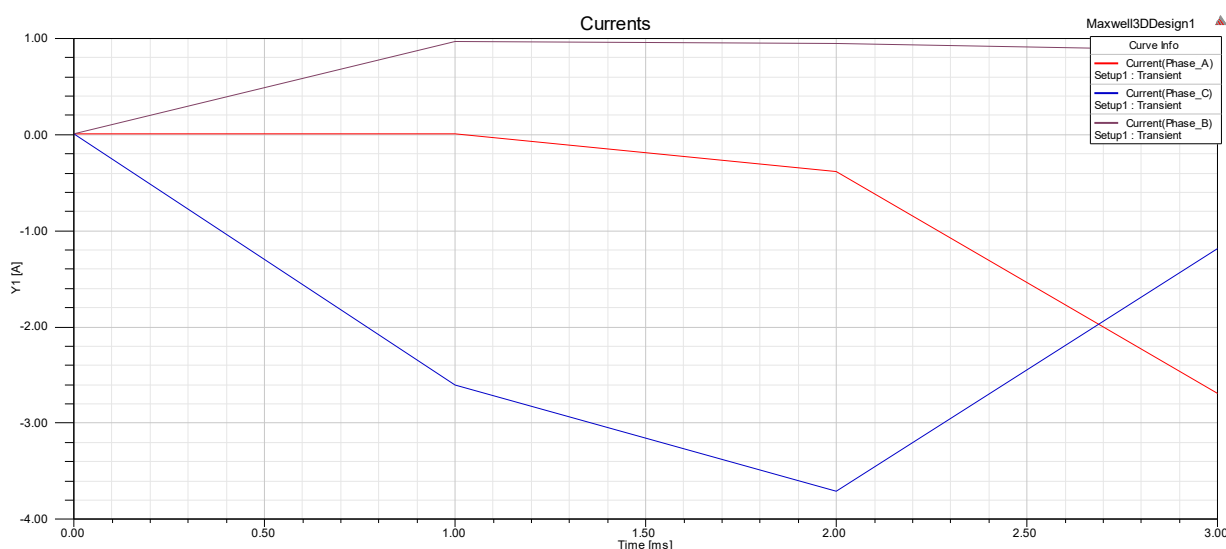


Рисунок 2.30 – Максимум кривой тока на выводах генератора при частоте вращения 5 Гц

Основой для введения уточняющего коэффициента являются графики тока и напряжения в обмотке. Приняты следующие изменения: $k_{об} = 0,27 k_{об}$, $K_{\sigma} = 44K_{\sigma}$. При данных значениях итоговые коэффициенты равны:

- $KE = 55.204$;
- $KX = 9.894$;

Из графика видно, что при коротком замыкании тормозящая электромагнитная сила много больше ускоряющей аэродинамической силы на турбине. В связи с тем, что тормозящая электромагнитная сила на валу генератора будет препятствовать ускорению ВЭУ, необходимо снижать значение тока статора. Наиболее быстрый разгон ротора будет происходить при холостом ходе генератора.

Регулирование электромагнитной мощности может производиться при помощи настраиваемого сопротивления нагрузки – управляемого активного или реактивного сопротивления – которое будет регулировать величину тока, проходящую через обмотку статора.

Для обеспечения совпадения кривой тормозящих сил с максимумом ускоряющей силы при ветре 4.5 м/с требуется установка балластного сопротивления:

- для вертикально-осевой установки – 100000 Ом;
- для горизонтально-осевой установки – 30 Ом.

Несмотря на то, что потерь активной мощности можно избежать установкой реактивного балластного сопротивления, крайне нежелательно применение первого варианта ветровой установки.

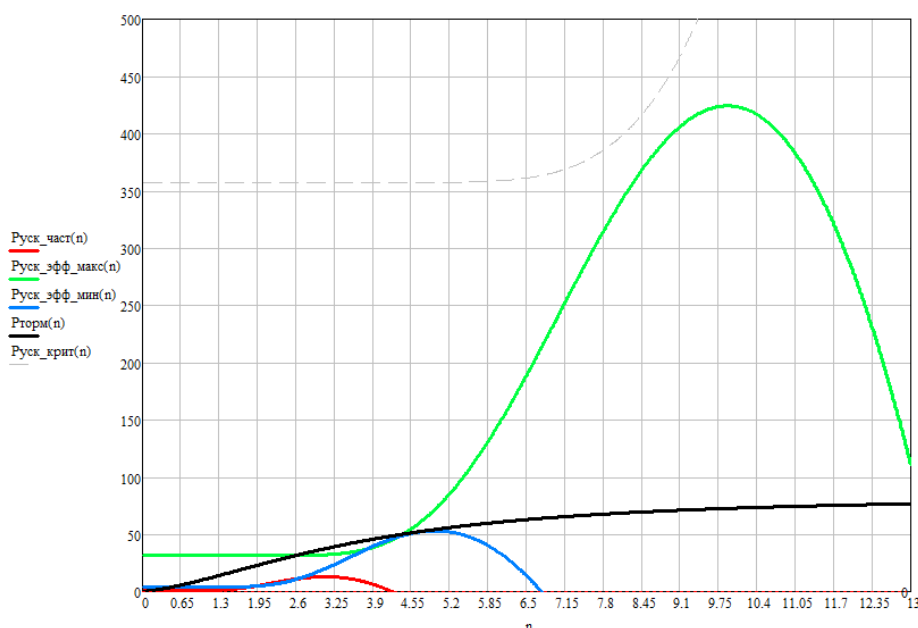


Рисунок 2.31 – Графики ускоряющих и тормозящих сил при использовании балластного сопротивления (вертикально-осевая установка)

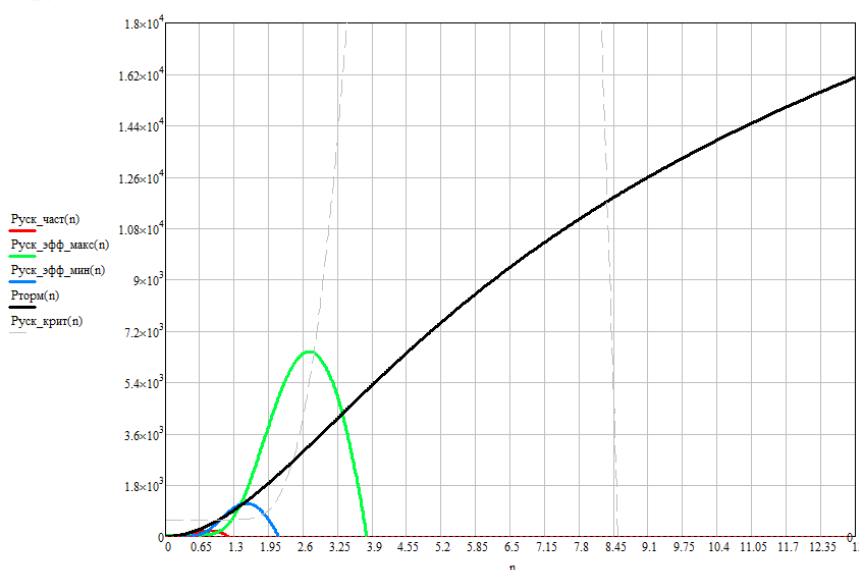


Рисунок 2.32 – Графики ускоряющих и тормозящих сил при использовании балластного сопротивления (горизонтально-осевая установка)

Различным скоростям ветра будет соответствовать установившаяся частота вращения вала. Значение этой частоты можно найти из пересечения графиков ускоряющих и тормозящих сил ВЭУ. Следует заметить, что пересечение графиков возможно в нескольких точках. В таком случае установившейся можно считать наибольшую из возможных частот (пересечений). Разгон в данном случае следует

производить на холостом ходу генератора.

Необходимо рассчитать активную мощность генератора для полученных значений установившейся частоты вращения. Для первого и второго варианта ветровых турбин были составлены таблицы 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2

Мощность, вырабатываемая вертикально-осевой ВЭУ
при постоянном балластном сопротивлении

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
4,5	0,086164	384,977	62,209	2,680074
5	0,076607	452,124	66,551	4,931947
5,5	0,065665	513,149	69,491	4,46658
6	0,054375	571,152	71,648	3,837219
6,5	0,043564	627,322	73,3	3,157276
7	0,033809	682,267	74,602	2,500211
7,5	0,025439	736,343	75,65	1,911153
8	0,018572	789,78	76,508	1,412966
8,5	0,013164	842,732	76,508	1,007126
9	0,009063	895,308	77,221	0,696585
9,5	0,006063	947,586	77,819	0,469973
10	0,003942	999,626	78,328	0,307796
10,5	0,002493	1,051e3	78,763	0,195793
11	0,001533	1,103e3	79,139	0,121025
11,5	0,000917	1,155e3	79,466	0,072721
12	0,000534	1,206e3	79,752	0,042491
12,5	0,000302	1,258e3	80,004	0,024149
13	0,000167	1,309e3	80,227	0,013417
13,5	8,94E-05	1,36e3	80,425	0,007244
14	4,67E-05	1,411e3	80,602	0,003784
14,5	2,38E-05	1,462e3	80,761	0,001925
15	1,18E-05	1,513e3	80,904	0,000953
15,5	5,67E-06	1,564e3	81,033	0,00046
16	2,67E-06	1,615e3	81,15	0,000216
16,5	1,22E-06	1,666e3	81,256	9,87E-05
17	5,43E-07	1,717e3	81,353	4,4E-05
17,5	2,36E-07	1,768e3	81,442	1,91E-05
18	9,96E-08	1,819e3	81,524	8,07E-06
18,5	4,1E-08	1,87e3	81,598	3,32E-06
19	1,64E-08	1,921e3	81,667	1,33E-06
19,5	6,43E-09	1,971e3	81,731	5,21E-07
20	2,45E-09	2,022e3	81,79	1,98E-07
20,5	9,07E-10	2,073e3	81,844	7,35E-08
21	3,28E-10	2,124e3	81,895	2,66E-08
21,5	1,15E-10	2,175e3	81,942	9,35E-09
Итого				244,08

Таблица 2.3

Мощность, вырабатываемая горизонтально-осевой ВЭУ при постоянном
балластном сопротивлении

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
4,5	0,086164	87,9	1142	49,19939
5	0,076607	105,5	1568	103,8022
5,5	0,065665	121,8	2000	117,1459
6	0,054375	137,7	2445	120,8485
6,5	0,043564	153,5	2901	116,4473
7	0,033809	169,1	3364	105,9068
7,5	0,025439	184,6	3830	91,50516
8	0,018572	200,1	4295	75,45018
8,5	0,013164	215,5	4757	59,57876
9	0,009063	230,8	5213	45,17662
9,5	0,006063	246,1	5662	32,96543
10	0,003942	261,3	6101	23,18715
10,5	0,002493	276,5	6531	15,74407
11	0,001533	291,6	6950	10,33256
11,5	0,000917	306,7	7358	6,56031
12	0,000534	321,8	7756	4,033531
12,5	0,000302	336,8	8142	2,403153
13	0,000167	351,7	8517	1,388214
13,5	8,94E-05	366,6	8882	0,77802
14	4,67E-05	381,5	9236	0,42323
14,5	2,38E-05	396,4	9580	0,223552
15	1,18E-05	411,2	9914	0,114699
15,5	5,67E-06	425,9	10240	0,057186
16	2,67E-06	440,7	10560	0,027717
16,5	1,22E-06	455,4	10860	0,013055
17	5,43E-07	470,1	11160	0,005979
17,5	2,36E-07	484,8	11450	0,002664
18	9,96E-08	499,4	11730	0,001154
18,5	4,1E-08	514,1	12010	0,000487
19	1,64E-08	528,7	12280	0,0002
19,5	6,43E-09	543,3	12540	7,98E-05
20	2,45E-09	557,8	12800	3,1E-05
20,5	9,07E-10	572,4	13050	1,17E-05
21	3,28E-10	586,9	13290	4,32E-06
21,5	1,15E-10	601,5	13530	1,55E-06
Итого				8613,91

При использовании переменного сопротивления, обеспечивающего оптимальное ограничение тока для каждой скорости ветра (пересечение графика ускоряющих сил P_a графиком P_e вблизи максимума графика P_a) могут быть получены более высокие показатели годовой выработки электроэнергии.

Таблица 2.4

**Мощность, вырабатываемая вертикально-осевой ВЭУ
при переменном балластном сопротивлении**

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
0	0	-	-	-
0,5	0,012657	0	-	-
1	0,037017	37,136	-	-
1,5	0,058636	74,272	-	-
2	0,076063	86,87	-	-
2,5	0,08834	148,545	6,55	0,298546
3	0,095084	185,681	12,85	0,922461
3,5	0,096476	222,817	22,26	1,69354
4	0,093172	259,953	35,39	2,685597
4,5	0,086164	297,089	52,88	3,802656
5	0,076607	334,225	75,33	4,910689
5,5	0,065665	371,362	103,378	5,867406
6	0,054375	408,498	137,64	6,552654
6,5	0,043564	445,634	178,736	6,891322
7	0,033809	482,77	227,29	6,863671
7,5	0,025439	519,906	283,922	6,502438
8	0,018572	557,042	349,253	5,879774
8,5	0,013164	594,178	423,906	5,088804
9	0,009063	631,315	508,5	4,22497
9,5	0,006063	668,451	603,659	3,371292
10	0,003942	705,587	710,002	2,58948
10,5	0,002493	742,723	828,152	1,9171
11	0,001533	779,859	958,73	1,369562
11,5	0,000917	816,995	1102	0,944858
12	0,000534	854,132	1260	0,630356
12,5	0,000302	891,268	1431	0,406774
13	0,000167	928,404	1618	0,254077
13,5	8,94E-05	965,54	1820	0,153735
14	4,67E-05	1,003e3	2038	0,090122
14,5	2,38E-05	1,04e3	2273	0,051219
15	1,18E-05	1,077e3	2525	0,028231
15,5	5,67E-06	1,114e3	2796	0,015098
16	2,67E-06	1,151e3	3085	0,007837
16,5	1,22E-06	1,188e3	3393	0,003948
17	5,43E-07	1,225e3	3721	0,001932
17,5	2,36E-07	1,263e3	4070	0,000918
18	9,96E-08	1,3e3	4440	0,000424
18,5	4,1E-08	1,337e3	40831	0,000928
19	1,64E-08	1,374e3	5245	0,000379

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
19,5	6,43E-09	1,411e3	5682	3,51E-05
20	2,45E-09	1,448e3	6143	1,45E-05
20,5	9,07E-10	1,485e3	6627	5,79E-06
21	3,28E-10	1,523e3	7137	2,26E-06
21,5	1,15E-10	1,56e3	7672	8,55E-07
Итого				648,44

Таблица 2.5

Мощность, вырабатываемая горизонтально-осевой ВЭУ
при переменном балластном сопротивлении

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
2,5	0,08834	0	87,24	5,274187
3	0,095084	0,712	180,29	12,71863
3,5	0,096476	20,336	320,81	24,17182
4	0,093172	30,505	518,28	39,08972
4,5	0,086164	40,673	782,19	56,02638
5	0,076607	50,841	1122	72,93689
5,5	0,065665	61,009	1547	87,62958
6	0,054375	71,178	2067	98,25568
6,5	0,043564	81,346	2692	103,6612
7	0,033809	91,514	3430	103,4894
7,5	0,025439	101,682	4292	98,22113
8	0,018572	111,851	5287	88,95228
8,5	0,013164	122,019	6424	77,07986
9	0,009063	132,187	7713	64,05836
9,5	0,006063	142,355	9163	51,15628
10	0,003942	152,523	10780	39,31151
10,5	0,002493	162,692	12590	29,12753
11	0,001533	172,86	12570	19,28396
11,5	0,000917	183,028	12570	11,52685
12	0,000534	193,196	12990	6,821296
12,5	0,000302	203,365	13360	3,983085
13	0,000167	213,533	13660	2,251607
13,5	8,94E-05	223,701	13920	1,233278
14	4,67E-05	233,869	14140	0,655472
14,5	2,38E-05	244,038	14310	0,338013
15	1,18E-05	254,206	14450	0,169219
15,5	5,67E-06	264,374	14560	0,082315
16	2,67E-06	274,542	14650	0,038924
16,5	1,22E-06	284,711	14710	0,017895

Скорость ветра, м/с	Вероятность действия ветра	Частота вращения ротора, об/мин	Электрическая мощность генератора, Вт	Годовая выработка электроэнергии, производимая ВЭУ, кВт*ч
17	5,43E-07	294,879	14740	0,007996
17,5	2,36E-07	305,047	14770	0,003477
18	9,96E-08	315,215	14770	0,001471
18,5	4,1E-08	325,383	14760	0,000605
19	1,64E-08	335,552	14740	0,000243
19,5	6,43E-09	345,72	14710	9,46E-05
20	2,45E-09	355,888	14680	3,6E-05
20,5	9,07E-10	366,056	14630	1,33E-05
21	3,28E-10	376,225	14580	4,79E-06
21,5	1,15E-10	386,393	14520	1,68E-06
Итого				9614,7

3. Инжиниринг электрического генератора

3.1. Расчет магнитной системы генератора

Постоянные магниты: материал – неодим-железо-бор, коэрцитивная сила по намагниченности 870 кА/м, магнитная проницаемость 1.05, соответственно, остаточная индукция 1.15 Тл (параметры соответствуют наиболее дешевым маркам магнитов, имеющихся в доступной продаже), форма в виде прямоугольной призмы: ширина 14 мм, длина 90 мм (задача имеет планарную симметрию, длина магнита, вообще говоря, произвольная), высота 5 мм (намагничивание по высоте). Постоянные магниты в количестве 36 шт. крепятся на поверхности стального цилиндрического ротора внешним диаметром 342 мм толщиной 10 мм. Полярность магнитов чередуется.

Статор набран из пластин электротехнической стали, магнитные свойства которой показаны на рис. 3.1 (соответствуют магнитным свойствам стали 1010, принятых для расчета).

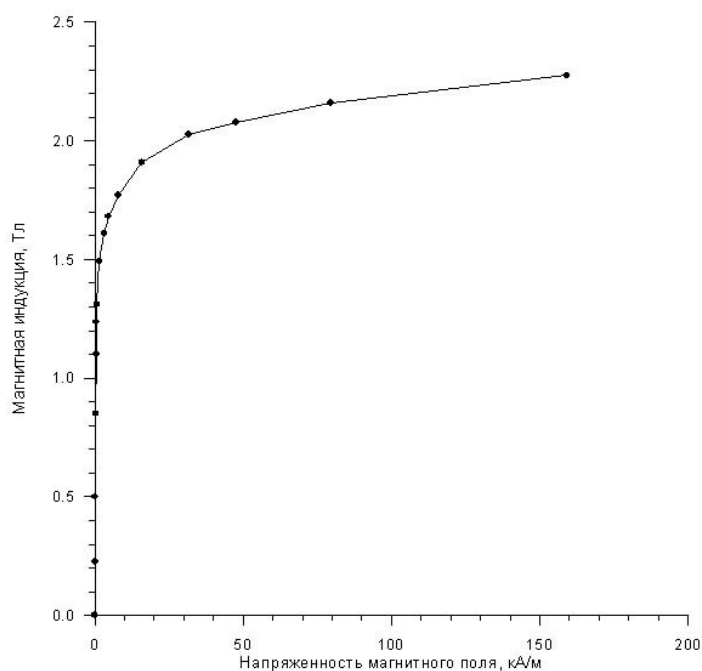


Рисунок 3.1 - Магнитные свойства стали для расчета магнитной системы электрогенератора

Расчет магнитного поля выполнен методом конечных элементов в приближении двумерной планарной модели (рис.3.2) на холостом ходе и под максимальной нагрузкой при плотности тока в обмотках 3 А/мм². Распределение магнитного поля в магнитной системе генератора показано на рисунке 3.3 и 3.4. На рисунке 3.5 и 3.6 представлены графики зависимости осевой составляющей магнитной индукции в зубцах ротора.

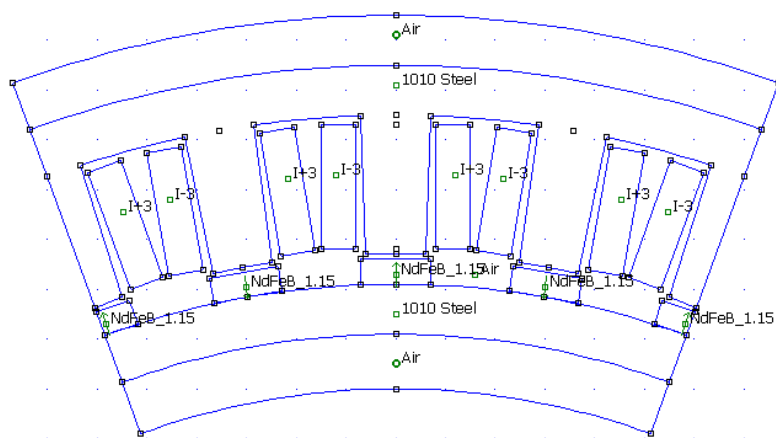


Рисунок 3.2 - Расчетная модель магнитной системы электрогенератора

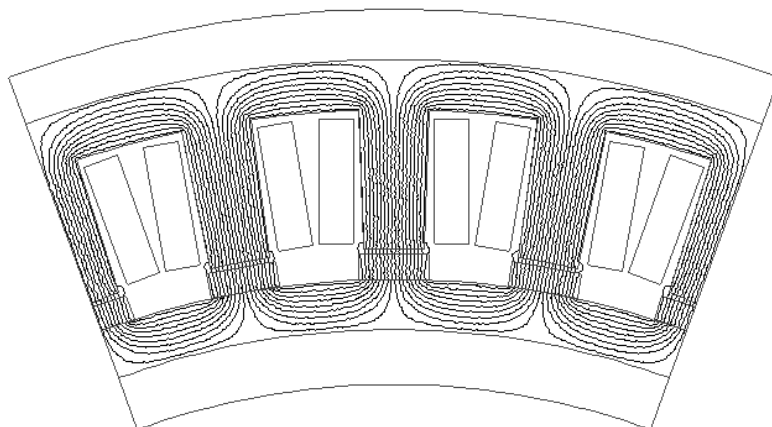


Рисунок 3.3 - Распределение магнитного поля в магнитной системе генератора на холостом ходу

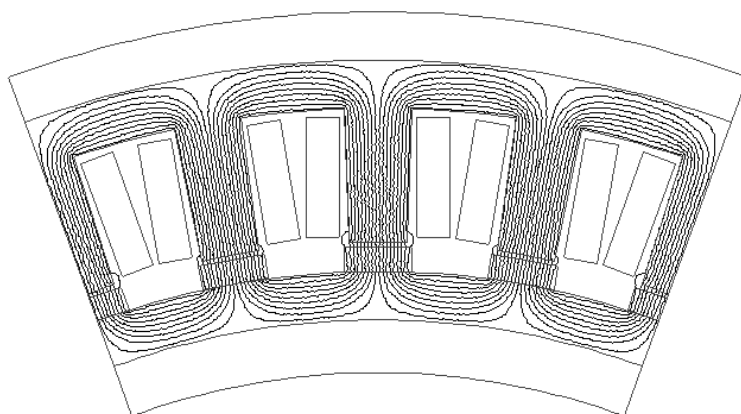


Рисунок 3.4 - Распределение магнитного поля в магнитной системе генератора под нагрузкой при плотности тока в обмотках 3 A/mm^2

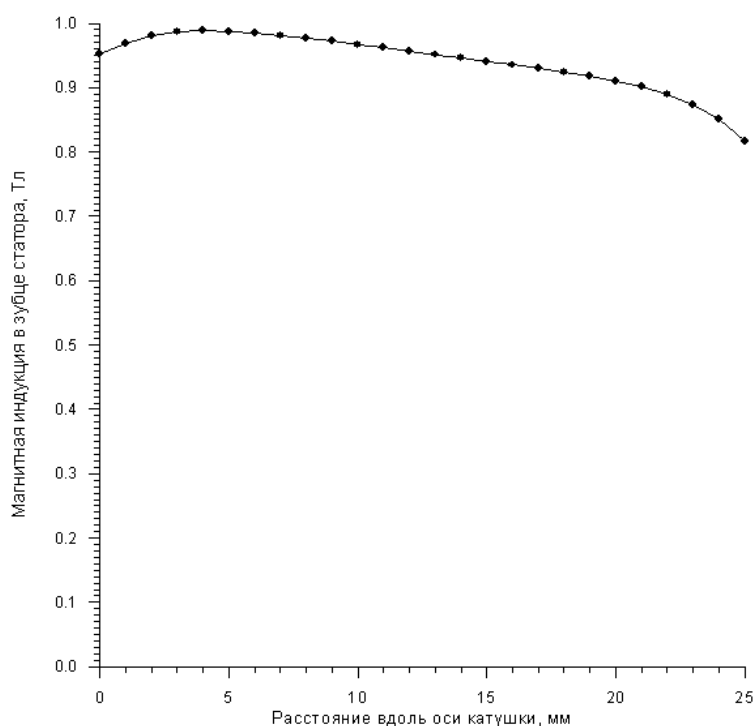


Рисунок 3.5 - Осевая составляющая магнитной индукции в зубце статора вдоль высоты катушки на холостом ходу. Среднее значение магнитной индукции 0.941 Тл

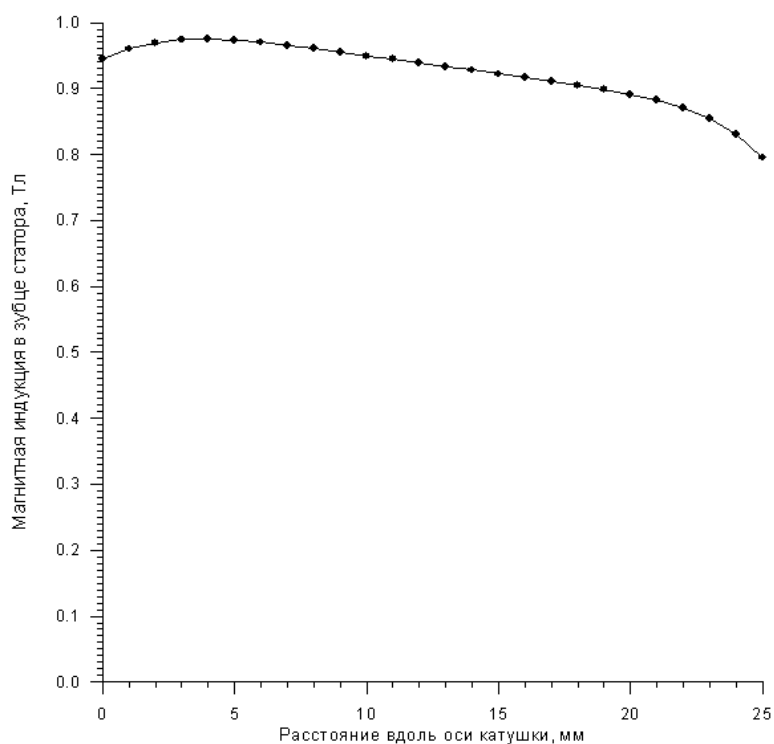


Рисунок 3.6 - Осевая составляющая магнитной индукции в зубце статора вдоль высоты катушки под нагрузкой при плотности тока в обмотках 3 А/мм²

Среднее значение магнитной индукции 0.924 Тл.

Среднее значение магнитной индукции в зубце статора при работе под нагрузкой (0.924 Тл) не слишком сильно уменьшается по сравнению с холостым ходом (0.941 Тл), таким образом, можно считать, что постоянные магниты создают достаточное возбуждающее поле, чтобы преодолевать реакцию якоря.

3.2. Расчет выходных параметров генератора

Число витков N одной прямоугольной катушки электрогенератора определяется по формуле (3.1)

$$N = \frac{2 \lambda (A - T) H}{\pi D^2}. \quad (3.1)$$

Активное внутреннее сопротивление R_{IN} электрогенератора при последовательном соединении катушек определяется как (3.2)

$$R_{IN} = \frac{16 \lambda \rho_E (L + A)(A - T) H n}{\pi^2 D^4}. \quad (3.2)$$

Действующее значение выходного напряжения электрогенератора на холостом ходу U_{XX} равно действующему напряжению его ЭДС (3.3)

$$U_{XX} = F n^2 \frac{\sqrt{2} \lambda B_0 H (A - T) T_C L_C}{D^2}. \quad (3.3)$$

(здесь B_0 – среднее значение магнитной индукции в зубце вдоль высоты катушки без учета реакции якоря).

ЭДС генератора под нагрузкой определяется по (3.4)

$$E = F n^2 \frac{\sqrt{2} \lambda B_0 H (A - T) T_C L_C}{D^2}. \quad (3.4)$$

(здесь B_0 – среднее значение магнитной индукции в зубце вдоль высоты катушки с учетом реакции якоря).

Ток обмотки:

$$I = \frac{\pi D^2 j}{4 \lambda}.$$

Выходное напряжение U генератора на нагрузке R_H определяется по (3.5)

$$U = E - I R_{IN} = \frac{E R_H}{R_H + R_{IN}}. \quad (3.5)$$

Выходная мощность генератора P имеет вид (3.6)

$$P = U I = I (U_{XX} - I R_{IN}) = \frac{I U_{XX} R_H}{R_H + R_{IN}}. \quad (3.6)$$

Частота выходного напряжения f генератора определяется по (3.7)

$$f = \frac{F n}{2}. \quad (3.7)$$

Требуемый крутящий момент на валу генератора под нагрузкой М:

$$M = \frac{P + I^2 R_{IN}}{2 \pi F} . \quad (3.8)$$

КПД генератора :

$$\eta = \frac{100 P}{P + I^2 R_{IN}} . \quad (3.9)$$

Для исходных параметров:

$n = 36$; $F = 4.167$ Гц (оборотов в секунду); $A = 0.03$ м; $T = 0.016$ м; $L = 0.092$ м; $H = 0.025$ м;

$D = 0.003$ м; $T_C = 0.013$ м; $L_C = 0.09$ м; $I = 0.6$; $r_E = 1.67 \cdot 10^{-8}$ Ом · м;

$j = 3000000$ А/мм² (с учетом фактора упаковки 0.6 плотность тока в проводе 5 А/мм²)

$B_0 = 0.941$ Тл на холостом ходу

$B_0 = 0.924$ Тл под нагрузкой при плотности тока в обмотке 3 А/мм²

$$N = \frac{2 \cdot 0.6 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.025}{\pi \cdot 0.003^2} \cong 15 \text{ витков} ;$$

$$R_{IN} = \frac{16 \cdot 0.6 \cdot 1.67 \cdot 10^{-8} \cdot (0.092 + 0.03) \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.025 \cdot 36}{\pi^2 \cdot 0.003^4} \cong 0.308 \text{ Ом} ;$$

$$U_{xx} = 4.167 \cdot 36^2 \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 0.941 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \cong 196 \text{ В} ;$$

$$E = 4.167 \cdot 36^2 \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 0.924 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \cong 193 \text{ В} ;$$

При необходимости выходное напряжение можно изменить подбором диаметра обмоточного провода катушек.

$$I = \frac{\pi \cdot 0.003^2 \cdot 3000000}{4 \cdot 0.6} \cong 35.3 \text{ А} ;$$

$$U = 193 - 35.3 \cdot 0.308 \cong 182 \text{ В} ;$$

$$P = 182 \cdot 35.3 \cong 6425 \text{ Вт} ;$$

$$f = \frac{4.167 \cdot 36}{2} \cong 75 \text{ Гц} ;$$

$$M = \frac{6425 + 35.3^2 \cdot 0.308}{2 \pi \cdot 4.167} \cong 260 \text{ Н} \cdot \text{м} ;$$

$$\eta = \frac{100 \cdot 6425}{6425 + 35.3^2 \cdot 0.308} \cong 94 \% .$$

3.3. Расчет потокоцепления и напряжения холостого хода генератора в зависимости от угла поворота ротора

Расчет магнитного поля для вычисления потокоцепления выполнен методом конечных элементов в приближении двумерной планарной модели на холостом ходе. При нулевом угле поворота ротора (постоянные магниты ротора находятся точно напротив зубцов статора) расчетное среднее значение магнитного потока через зубец (край катушки, посередине, основание катушки) составляет 1.10933 мВб (табл. 3.1) при нулевом угле поворота ротора). С учетом того, что среднее значение магнитной индукции в зубце равно 0.941 Тл, а площадь зубца посередине – $0.013 \cdot 0.09 = 0.00117 \text{ м}^2$, получаем магнитный поток $0.941 \cdot 0.00117 = 0.00110097 \text{ Вб} = 1.10097 \text{ мВб}$. Значения 1.10933 мВб и 1.10097 мВб хорошо согласуются друг с другом, что подтверждает правильность методики расчета.

Рассчитанные значения магнитного потока, потокоцепления и ЭДС без нагрузки (напряжения холостого хода) приведены в таблице 3.1. Угловая скорость вращения ротора при частоте вращения 250 оборотов в минуту составит $250 \cdot 360/60 = 1500$ градусов в секунду. Ротор поворачивается на 1 градус примерно за 0.6667 мс. ЭДС одной катушки рассчитывается как разность значений потокоцепления для соседних углов поворота ротора, различающихся на 1 градус, поделенная на интервал времени между ними (0.6667 мс). Зависимость напряжения холостого хода генератора от угла поворота ротора при частоте вращения 250 оборотов в минуту показана на рисунок 3.7.

Таблица 3.1

Потокоцепление и ЭДС в зависимости от угла поворота ротора

Угол поворота ротора, градусов	Магнитный поток через сердечник катушки (край, посередине, основание, среднее), мВб	Потокоцепление с катушкой (15 витков), мВб	ЭДС одной катушки, В	ЭДС генератора (36 катушек последовательно), В
0	1.10328 1.11326 <u>1.11145</u> 1.10933	16.63995	0	0
1	0.989796 1.02653 <u>1.02537</u> 1.013899	15.20848	2.14721	77.29938
2	0.771024 0.839814 <u>0.839637</u> 0.816825	12.252375	4.4341575	159.62967
3	0.519118 0.593576 <u>0.593816</u> 0.568837	8.53255	5.5797375	200.87055
4	0.249766 0.300288 <u>0.300323</u> 0.283459	4.251885	6.4209975	231.15591

Угол поворота ротора, градусов	Магнитный поток через сердечник катушки (край, посередине, основание, среднее), мВб	Потокосцепление с катушкой (15 витков), мВб	ЭДС одной катушки, В	ЭДС генератора (36 катушек последовательно), В
5	0.000185269 0.000160446 <u>0.000164338</u> 0.000170018	0.0025503	6.3740021	229.46408
6	-0.249897 -0.300259 <u>-0.300296</u> -0.283484	4.25226	6.382215	229.75976
7	-0.519151 -0.593502 <u>-0.593737</u> -0.568797	-8.53195	6.419535	231.10326
8	-0.771048 -0.83986 <u>-0.839668</u> -0.816859	-12.25288	5.581395	200.93022
9	-0.989813 -1.02653 <u>-1.02537</u> -1.013904	-15.208565	4.43353	159.60699
10	-1.10308 -1.11307 -1.11127 -1.10914	-16.6471	2.1428025	77.14089

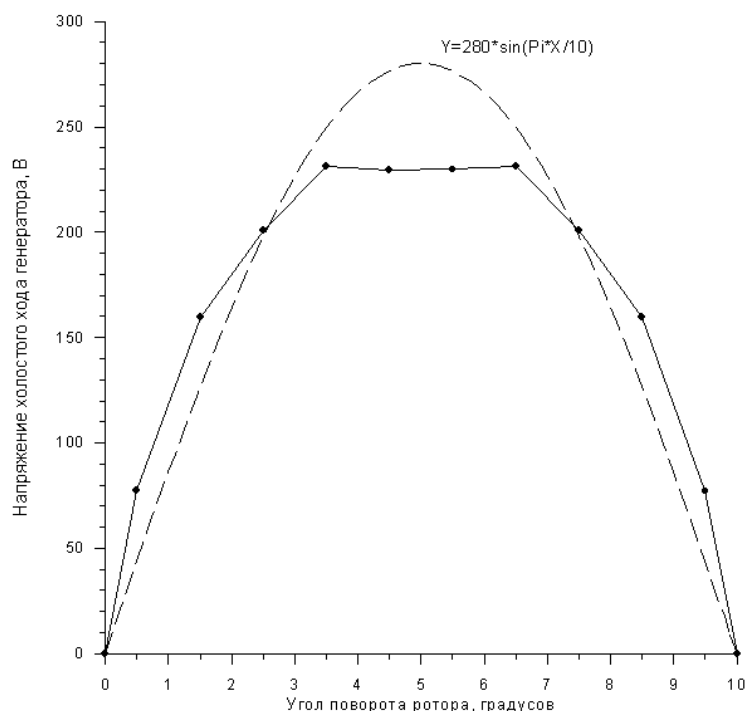


Рисунок 3.7 - Выходное напряжение холостого хода электрогенератора в зависимости от угла поворота ротора при частоте вращения 250 оборотов в минуту. Для сравнения пунктирной линией изображен график функции синуса

Реальное выходное напряжение электрогенератора довольно сильно отличается от синусоидального, присутствует провал на максимуме напряжения, что, скорее всего, объясняется неоптимальным соотношением ширины зубца статора и ширины магнитов ротора. Соответственно, амплитудное значение напряжения холостого хода ограничено уровнем примерно 230 В, тогда как при расчете для действующего напряжения холостого хода 196 В амплитудное должно составлять около 280 В. Следствием этого будет повышенное содержание гармоник в выходном напряжении, что, впрочем, при использовании схемы выпрямитель-инвертор может оказаться несущественным.

3.4. Влияние толщины магнита на параметры генератора

При увеличении толщины постоянных магнитов до 10 мм магнитная индукция в зубце якоря несколько увеличивается (рис. 3.6, 3.7).

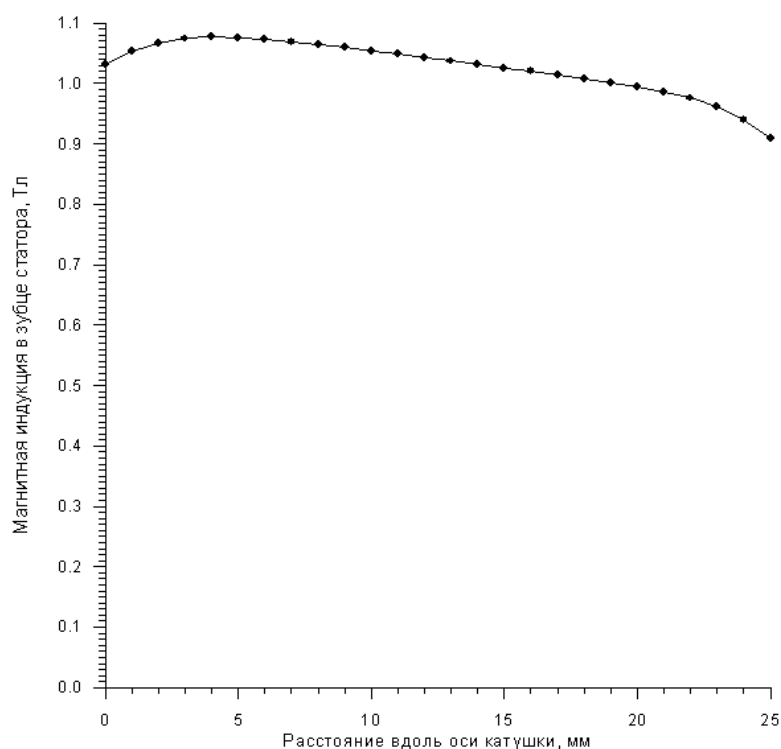


Рисунок 3.8 - Осевая составляющая магнитной индукции в зубце статора вдоль высоты катушки на холостом ходу. Среднее значение магнитной индукции 1.027 Тл

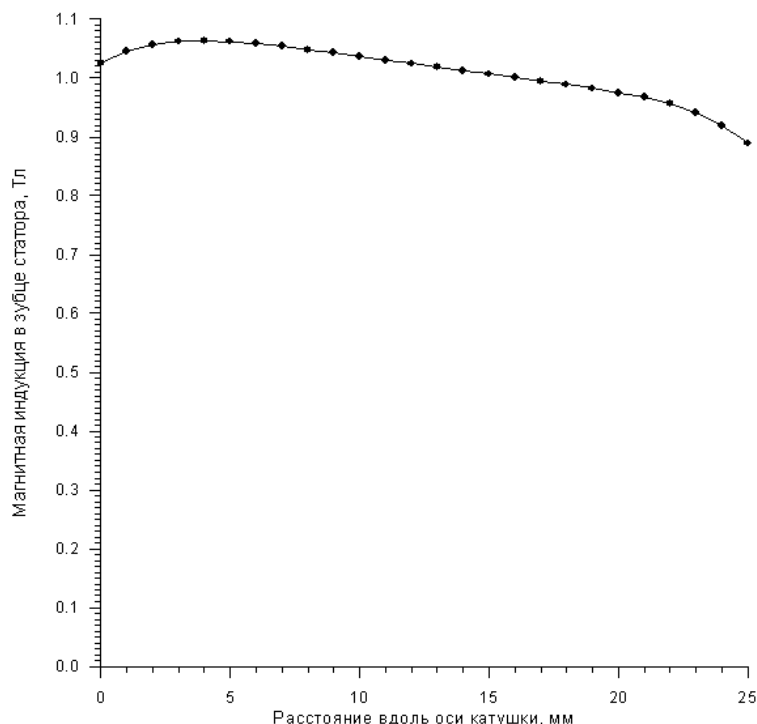


Рисунок 3.9 - Осевая составляющая магнитной индукции в зубце статора вдоль высоты катушки под нагрузкой при плотности тока в обмотках 3 А/мм².

Среднее значение магнитной индукции 1.010 Тл

Так, на холостом ходу среднее значение магнитной индукции в сердечнике катушки (зубце статора) увеличивается с 0.941 Тл до 1.027 Тл, а под нагрузкой с 0.924 Тл до 1.01 Тл.

Для исходных параметров:

$n = 36$; $F = 4.167$ Гц (об/с); $A = 0.03$ м; $T = 0.016$ м; $L = 0.092$ м; $H = 0.025$ м; $D = 0.003$ м; $T_C = 0.013$ м; $L_C = 0.09$ м; $I = 0.6$; $r_E = 1.67 \cdot 10^{-8}$ Ом · м

$j = 3000000$ А/м² (с учетом фактора упаковки 0.6 плотность тока в проводе 5 А/мм²), $B_0 = 1.027$ Тл на холостом ходу.

$B_0 = 1.010$ Тл под нагрузкой при плотности тока в обмотке 3 А/мм²

$$N = \frac{2 \cdot 0.6 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.025}{\pi \cdot 0.003^2} \cong 15 \text{ витков ;}$$

$$R_{IN} = \frac{16 \cdot 0.6 \cdot 1.67 \cdot 10^{-8} \cdot (0.092 + 0.03) (0.03 - 0.016) \cdot 0.025 \cdot 36}{\pi^2 \cdot 0.003^4} \cong 0.308 \text{ Ом ;}$$

$$U_{XX} = 4.167 \cdot 36^2 \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 1.027 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \cong 214 \text{ В ;}$$

$$E = 4.167 \cdot 36^2 \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 1.010 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \cong 211 \text{ В ;}$$

$$I = \frac{\pi \cdot 0.003^2 \cdot 3000000}{4 \cdot 0.6} \cong 35.3 \text{ A} ;$$

$$U = 211 - 35.3 \cdot 0.308 \cong 200 \text{ В} ;$$

$$P = 200 \cdot 35.3 \cong 7060 \text{ Вт} ;$$

$$f = \frac{4.167 \cdot 36}{2} \cong 75 \text{ Гц} ;$$

$$M = \frac{7060 + 35.3^2 \cdot 0.308}{2 \pi \cdot 4.167} \cong 284 \text{ Н} \cdot \text{м} ;$$

$$\eta = \frac{100 \cdot 7060}{7060 + 35.3^2 \cdot 0.308} \cong 95 \% .$$

Таким образом, при увеличении толщины магнитов вдвое и соответствующем увеличении их массы, мощность электрогенератора увеличивается примерно на 10 % (до 7060 Вт по сравнению с 6425 Вт).

3.5. Расчет зубцового момента ротора на холостом ходу

Расчет зубцового момента ротора выполнен методом конечных элементов [69] в приближении двумерной планарной модели при отсутствии тока в обмотках. Зависимость момента ротора от угла поворота приведена в таблице 3.2 (рис. 3.10).

Таблица 3.2

Зависимость момента ротора от угла поворота на холостом ходу

Угол поворота, градусов	Момент ротора, Н · м	Приближенное значение момента ротора, Н · м
0	0.0482253	0
1	-336.081	-336
2	-507.195	-507
3	-595.736	-596
4	-509.406	-509
5	-0.0503713	0
6	515.723	516
7	592.119	592
8	509.851	510
9	333.693	334
10	0	0

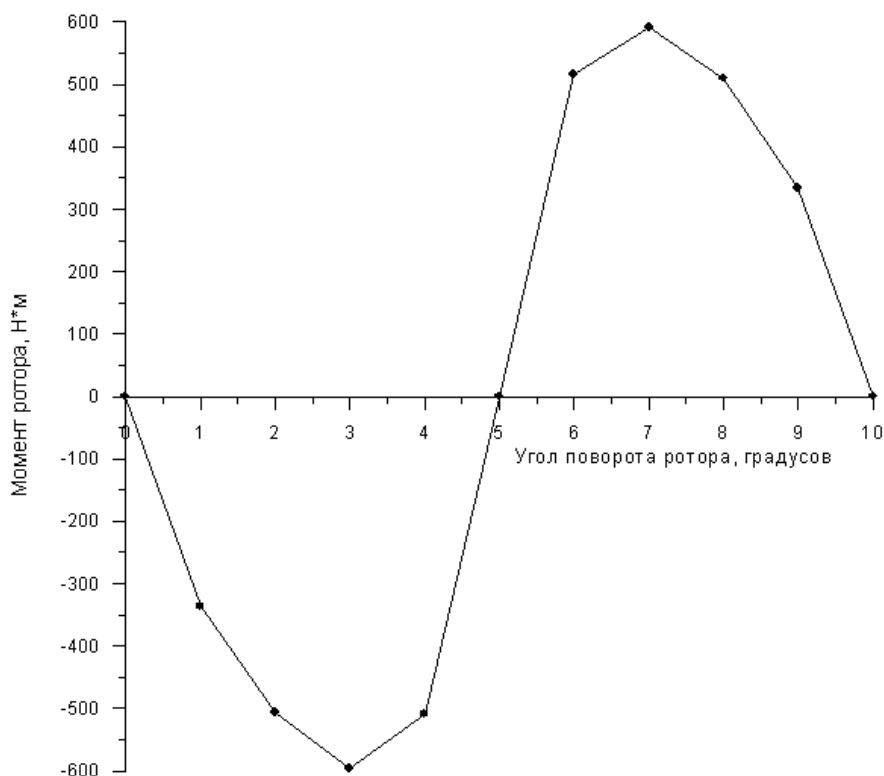


Рисунок 3.10 - Зависимость момента ротора от угла поворота на холостом ходу

По сравнению с моментом, который требуется для вращения ротора генератора под нагрузкой (260 Н · м), колебания момента ротора за счет сил притяжения постоянных магнитов ротора к зубцам статора составляют весьма значительную величину (до ± 600 Н · м).

3.6. Параметры генератора для уменьшенного числа катушек

Чтобы уменьшить зубцовый момент генератора, можно количество катушек (и, соответственно, зубцов статора) либо увеличить на одну, либо уменьшить на одну. Уменьшение на одну предпочтительнее по конструктивным соображениям – геометрические размеры катушки остаются прежними, и катушка без проблем одевается на зубец.

Для $m = n - 1$ амплитуда ЭДС генератора, формула (3.10):

$$E_0 = \pi F n \Psi_0 \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2(n-1)} . \quad (3.10)$$

Напряжение холостого хода генератора (3.11):

$$U_{xx} = \frac{\sqrt{2}}{2} \pi F n \Psi_0 \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2(n-1)} = U_c \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2m} . \quad (3.11)$$

где U_c – действующее напряжение холостого хода одной катушки (3.12):

$$U_c = \frac{\sqrt{2}}{2} \pi F n \Psi_0 . \quad (3.12)$$

Тогда, действующее значение выходного напряжения электрогенератора на холостом ходу U_{xx} равно действующему напряжению его ЭДС (3.13):

$$U_{xx} = F n \frac{\sqrt{2} \lambda B_0 H(A-T) T_c L_c}{D^2} \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2 m} . \quad (3.13)$$

(здесь B_0 – среднее значение магнитной индукции в зубце вдоль высоты катушки без учета реакции якоря).

ЭДС генератора под нагрузкой (3.14):

$$E = F n \frac{\sqrt{2} \lambda B_0 H(A-T) T_c L_c}{D^2} \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2 m} . \quad (3.14)$$

(здесь B_0 – среднее значение магнитной индукции в зубце вдоль высоты катушки с учетом реакции якоря).

Для исходных параметров (толщина магнитов 5 мм):

$n = 36$; $m = 35$ (количество катушек); $F = 4.167$ Гц (оборотов в секунду); $A = 0.03$ м;

$T = 0.016$ м; $L = 0.092$ м; $H = 0.025$ м; $D = 0.003$ м; $T_c = 0.013$ м; $L_c = 0.09$ м; $I = 0.6$ $r_E = 1.67 \cdot 10^{-8}$ Ом · м

$j = 3000000$ А/мм² (с учетом фактора упаковки 0.6 плотность тока в проводе 5 А/мм²)

$B_0 = 0.941$ Тл на холостом ходу (при уменьшении количества катушек на одну магнитная индукция в зубце изменяется незначительно – уменьшается примерно до 0.936 Тл).

$B_0 = 0.924$ Тл под нагрузкой при плотности тока в обмотке 3 А/мм² (при уменьшении количества катушек на одну магнитная индукция в зубце изменяется незначительно).

$$N = \frac{2 \cdot 0.6 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.025}{\pi \cdot 0.003^2} \cong 15 \text{ витков} ;$$

$$R_{IN} = \frac{16 \cdot 0.6 \cdot 1.67 \cdot 10^{-8} \cdot (0.092 + 0.03) (0.03 - 0.016) \cdot 0.025 \cdot 36}{\pi^2 \cdot 0.003^4} \cong 0.308 \text{ Ом} ;$$

$$U_{xx} = 4.167 \cdot 36 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 0.941 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2 \cdot 35} \cong 121 \text{ В} ;$$

(напряжение холостого хода уменьшается со 196 В до 121 В).

$$E = 4.167 \cdot 36 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot 0.6 \cdot 0.924 \cdot 0.025 \cdot (0.03 - 0.016) \cdot 0.013 \cdot 0.09}{0.003^2} \operatorname{cosec} \frac{\pi}{2 \cdot 35} \cong 119 \text{ В} ;$$

(ЭДС под нагрузкой уменьшается со 193 В до 119 В).

$$I = \frac{\pi \cdot 0.003^2 \cdot 3000000}{4 \cdot 0.6} \cong 35.3 \text{ А} ;$$

$$U = 119 - 35.3 \cdot 0.308 \cong 108 \text{ В} ;$$

$$P = 108 \cdot 35.3 \cong 3812 \text{ Вт} ;$$

(выходная мощность уменьшается с 6425 Вт до 3812 Вт)

$$f = \frac{4.167 \cdot 36}{2} \cong 75 \text{ Гц} ;$$

$$M = \frac{3812 + 35.3^2 \cdot 0.308}{2 \pi \cdot 4.167} \cong 160 \text{ Н} \cdot \text{м} ;$$

(крутящий момент уменьшается с 260 Н · м до 160 Н · м).

$$\eta = \frac{100 \cdot 3812}{3812 + 35.3^2 \cdot 0.308} \cong 91\% .$$

(КПД уменьшается с 94 % до 91 %).

Таким образом, при уменьшении количества катушек на одну, выходное напряжение генератора при последовательном соединении катушек уменьшается в соотношении $36/\cos \epsilon$ ($p/2 \cdot 35$) ≈ 1.615 раз. При необходимости выходное напряжение можно изменить подбором диаметра обмоточного провода катушек.

Если генератор подключается к выпрямителю напряжения, то можно попробовать улучшить ситуацию по снимаемой мощности, разбив 35 катушек на секции либо по 5, либо по 7 катушек, включенных последовательно, и подключив каждую из секций к своему выпрямителю. Пример с 5-секционным выпрямителем показан на рисунке 3.11. Выходное напряжение выпрямителя можно изменять также подбором диаметра обмоточного провода катушек.

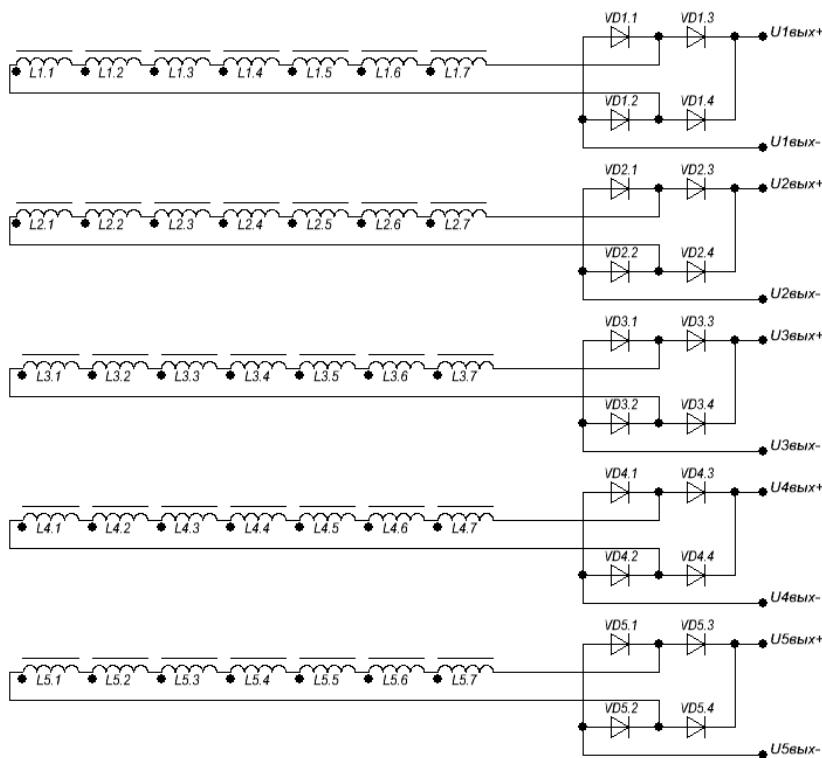


Рисунок 3.11 - Схема 5-секционного выпрямителя при подключении секций из семи последовательно соединенных катушек генератора

Расчет зубцового момента ротора при уменьшенном на одну количестве катушек статора (35 катушек) выполнен методом конечных элементов [69] в приближении двумерной планарной модели при отсутствии тока в обмотках.

Зависимость момента ротора от угла поворота приведена в таблице 3.3 и на рисунке 3.12.

Таблица 3.3

Зависимость момента ротора от угла поворота на холостом ходу.

Угол поворота, градусов	Момент ротора, Н · м
0	1.40831
1	-0.621925
2	0.0422265
3	1.2005
4	0.381574
5	0.570641

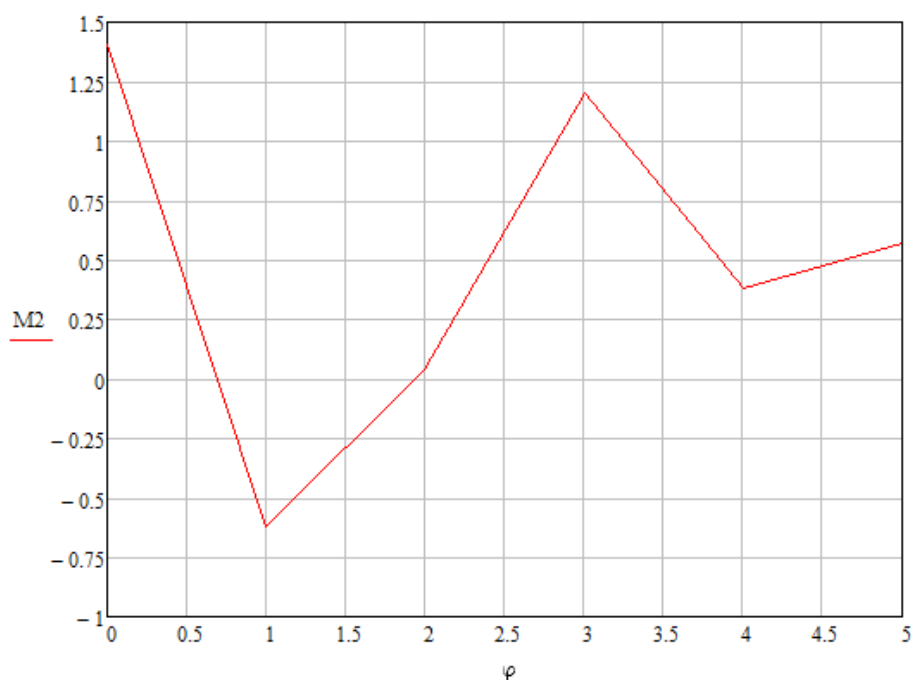


Рисунок 3.12 - Зависимость момента ротора от угла поворота на холостом ходу

Видно, что зубцовый момент стал существенно меньше (в пределах $+1.5 \text{ Н} \cdot \text{м}$) и по сравнению с моментом, который требуется для вращения ротора генератора под нагрузкой ($160 \text{ Н} \cdot \text{м}$), пренебрежимо мал.

3.7. Расчет фактора упаковки при намотке катушек

Фактор упаковки – отношение суммарной площади проводников в поперечном сечении катушки без учета изоляции к площади поперечного сечения катушки (или отношение объема, занятого проводником, к суммарному объему катушки).

Обозначения:

Λ = λ - фактор упаковки

D - диаметр круглого провода без изоляции

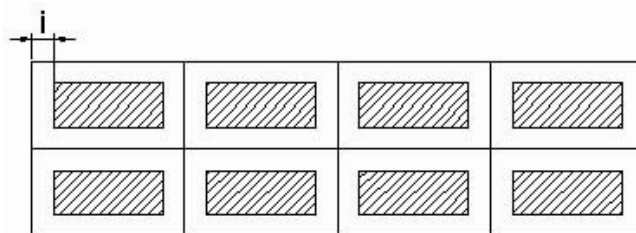
D_i - диаметр круглого провода в изоляции

S - площадь поперечного сечения провода или шины без изоляции

S_i - площадь поперечного сечения провода или шины в изоляции

i - толщина слоя изоляции

Намотка шиной прямоугольного сечения виток к витку:



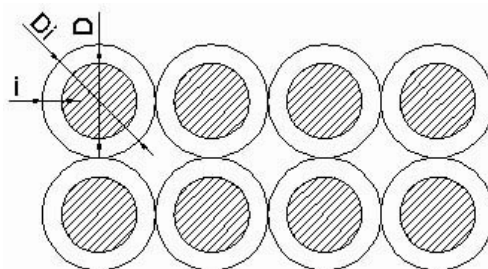
$$\Lambda = S/S_i$$

Например, для шины $S = 5 \times 2 \text{ мм}^2$ с толщиной изоляции $i = 0.15 \text{ мм}$:

$$S = 5 \cdot 2 = 10 \text{ мм}^2; S_i = (5 + 2 \cdot 0.15) \cdot (2 + 2 \cdot 0.15) = 12.19 \text{ мм}^2; \Lambda = S/S_i =$$

$$10/12.19 \sim 0.82$$

Намотка круглым проводом виток к витку с послойной укладкой:

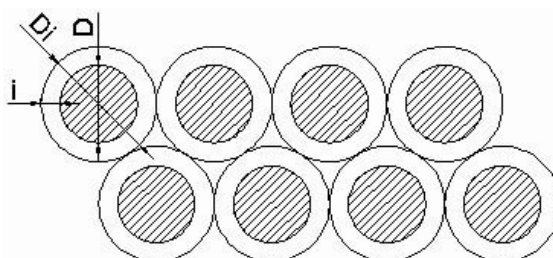


$$\Lambda = (\pi D^2 / 4) : D_i^2$$

Например, для провода диаметром $D = 1.3 \text{ мм}$ с толщиной изоляции $i = 0.05 \text{ мм}$ (диаметр провода в изоляции $D_i = 1.4 \text{ мм}$):

$$\Lambda \sim (3.14 \cdot 1.3^2 / 4) : 1.4^2 \sim 0.68$$

Намотка круглым проводом виток к витку с сотовой укладкой:

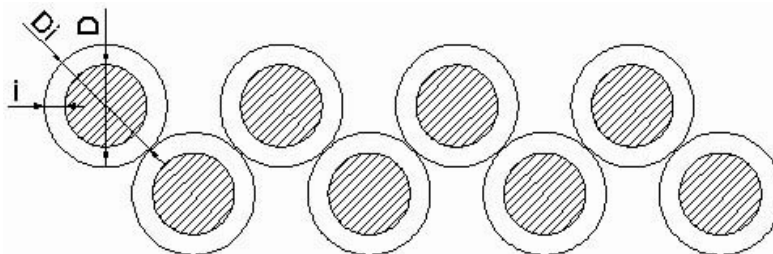


$$\Lambda = (\pi D^2 / 4) : (1.5 D_i^2 \text{ tg} 30^\circ)$$

Например, для провода диаметром $D = 1.3$ мм с толщиной изоляции $i = 0.05$ мм (диаметр провода в изоляции $D_i = 1.4$ мм):

$$\Lambda \sim (3.14 \cdot 1.3^2 / 4) : (1.5 \cdot 1.4^2 \cdot 0.58) \sim 0.78$$

Намотка круглым проводом внавал:



Для случая намотки внавал максимально достижимое значение фактора упаковки получаем, когда центры ближайших друг к другу четырех проводов в трех соседних слоях расположены в вершинах квадрата:

$$\Lambda = (\pi D^2 / 4) : D_i^2$$

Например, для провода диаметром $D = 1.3$ мм с толщиной изоляции $i = 0.05$ мм (диаметр провода в изоляции $D_i = 1.4$ мм):

$$\Lambda \sim (3.14 \cdot 1.3^2 / 4) : 1.4^2 \sim 0.68$$

В действительности из-за конечных размеров соленоида, использования прокладок между слоями, недостаточного натяжения провода, а также образования дополнительных промежутков между соседними витками, значение фактора упаковки во всех случаях будет меньше расчетного.

4. Инжиниринг ветроэнергетических установок (ВЭУ)

4.1. Разработка структурной схемы ВЭУ

ВЭУ малой мощности, в частности используемая для подъема воды, согласно ГОСТ Р 51991-2002 должна отвечать следующим требованиям:

1. Конструкция ВЭУ должна обеспечивать удобство монтажа, демонтажа, обслуживания, а также возможность свободного доступа к элементам настройки, регулирования и управления ВЭУ, а также к ее составным частям.

2. ВЭУ должна быть автоматизирована. Объем автоматически выполняемых операций ВЭУ различного назначения может быть различен. В обязательный объем автоматизации входят:

- автоматическая ориентация ветроколеса по направлению ветра (при ветроагрегате с горизонтально-осевым ветродвигателем);
- защита электрических цепей ВЭУ от токов короткого замыкания и перегрузок.

3. Мощность собственных нужд ВЭУ не должна превышать 10 % установленной мощности генераторов ВЭУ.

4. Установившееся отклонение частоты тока при работе на нагрузку в рабочем диапазоне скоростей ветра и изменения нагрузки от холостого до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, не должно быть более:

- для автономных ВЭУ мощностью до 5 кВт включительно $\dots \pm 5 \%$;

5. Переходное отклонение частоты тока при условиях согласно (3 пункта) – не более $\pm 10 \%$.

6. Установившееся отклонение напряжения на выходе ВЭУ в рабочем диапазоне скорости ветра при снижении и увеличении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, не должно быть более:

- для автономных ВЭУ мощностью до 5 кВт включительно $\dots \pm 10 \%$.

7. Время переходного процесса при снижении и увеличении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, в рабочем диапазоне скорости, не должно быть более 5 с.

Разработанная экспериментальная ВЭУ отвечает требованиям ГОСТ Р 51991-2002 [70].

Предлагаемая структурная схема ВЭУ [71] содержит зубчатую дифференциальную передачу 2, вход которой механически соединен с валом ветродвигателя 1, а первый и второй выходы – с датчиком 3 частоты вращения вала ветродвигателя 1 и генератором соответственно. Генератором является машина постоянного тока, подключенная к установленным инвертору напряжения 8,

аккумуляторной батарее 6, регулятору возбуждения 5 и блоку 4 отключения возбуждения. Выход машины 7 постоянного тока подключен ко входу инвертора напряжения, имеющего на выходе электрическую нагрузку 9, аккумуляторной батарее 6 и входу регулятора возбуждения 5. Последний связан с первым входом блока 4 отключения возбуждения, второй вход которого присоединен к выходу датчика 3 частоты вращения вала ветродвигателя 1. Выход блока 4 отключения возбуждения присоединен к выводам обмотки возбуждения машины 7 постоянного тока. Структурная схема экспериментальной ВЭУ показана на рисунке 4.1.

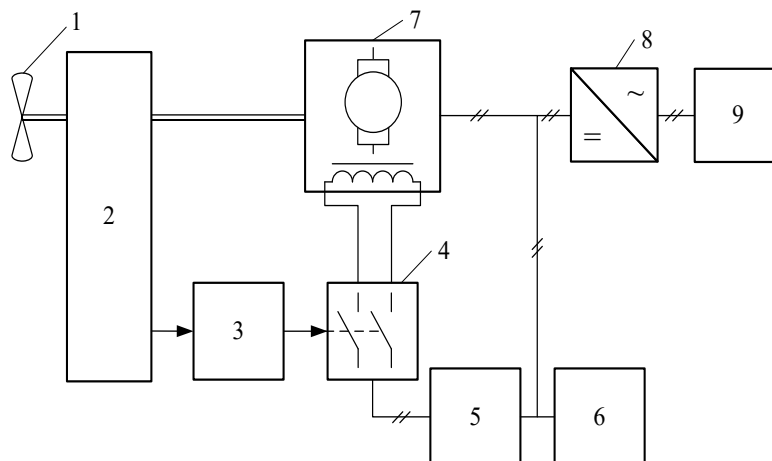


Рисунок 4.1 – Структурная схема ВЭУ

Ветроэнергетическая установка работает следующим образом: вращение ветродвигателя 1 передается через дифференциальную зубчатую передачу на вал машины 7 постоянного тока и датчик 3 частоты вращения вала ветродвигателя 1.

Если величина выходного сигнала датчика 3 частоты вращения не достигла установленного значения, то блок 4 отключения возбуждения не подает напряжение на обмотку возбуждения машины 7 постоянного тока. Питание электрической нагрузки 9 осуществляется от аккумуляторной батареи 6 через инвертор напряжения 8. Он преобразует напряжение аккумуляторной батареи 6 в переменное напряжение, соответствующее паспорту электрической нагрузки 9. При достижении определенной частоты вращения уровень выходного сигнала, поступающий с датчика 3 частоты вращения вала ветродвигателя 1, оказывается достаточным для срабатывания блока 4 отключения возбуждения генератора 1 постоянного тока. Он подает напряжение на обмотку возбуждения машины 7 постоянного тока от аккумуляторной батареи 6 через регулятор возбуждения 5. На выходе машины 7 постоянного тока появляется напряжение, которое используется для питания электрической нагрузки 9 и зарядки аккумуляторной батареи 6. При дальнейшем росте частоты вращения вала ветродвигателя 1 регулятор возбуждения 5 поддерживает напряжение на выходе машины 7 постоянного тока в заданных пределах. При уменьшении скорости ветра ниже порогового значения на выходе датчика 3 частоты вращения вала ветродвигателя 1 блок 4 отключения возбуждения машины 7 постоянного тока

разрывает цепь питания ее обмотки возбуждения. Это препятствует разряду аккумуляторной батареи 6 на обмотку возбуждения машины 7 постоянного тока во время штиля.

Представленная установка позволяет провести испытания и получить требуемые характеристики, соответствующие реальным условиям работы ВЭУ для оценки требуемой работоспособности как инвертора с насосом, так и всей системы в целом. Конструктивная схема экспериментальной ВЭУ представлена на рисунке 4.2.

Она состоит из рамы 2, на которую закреплено ветроколесо 3 состоящее из двух лопастей. Этим обеспечивается статистический механический баланс, при этом более высокий относительный коэффициент использования энергии ветра, а также более высокая относительная частота вращения ветроколеса по сравнению с ветроколесами, имеющими три и более лопасти [72].

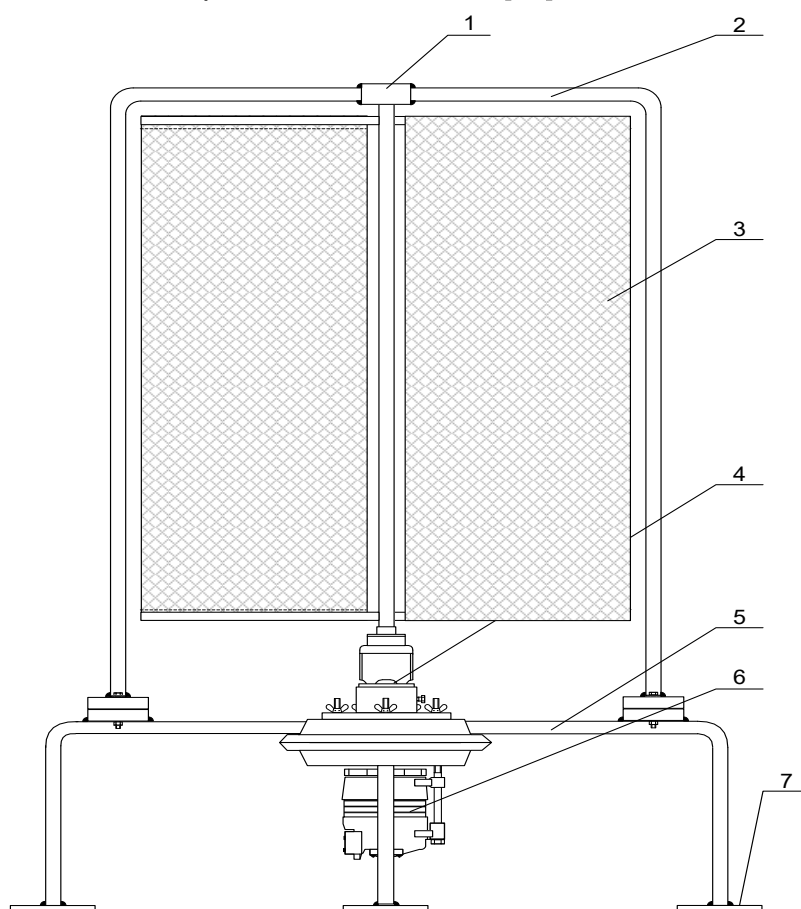


Рисунок 4.2 – Конструктивная схема экспериментальной ВЭУ

На основании 5 установлен редуктор 4 соединенный с нижней частью ветроколеса для согласования частоты вращения ветроколеса 3 с генератором 6. Верхняя часть ветроколеса установлена в опорный подшипник 1. Для надежного крепления ВЭУ смонтированы лапы 7.

Подвод проводов от аккумуляторной батареи к генератору и инвертору осуществляется по основанию 5.

Внешний вид ВЭУ и отдельных узлов показан на рисунках 4.3 – 4.5.



Рисунок 4.3 – Внешний вид ветроэнергетической установки



Рисунок 4.4 – Основание ВЭУ с редуктором и генератором



Рисунок 4.5 – Верхняя часть ВЭУ с опорным подшипником

Согласно ГОСТ Р 51990-2002 [72] никаких специфических требований к аэродинамике ветроколеса не предъявляют. Представленная конструкция ветроколеса была выбрана исходя из анализа существующих ВЭУ роторного типа. Благодаря повышенному коэффициенту использования энергии ветра и мощности ротора предпочтение было отдано ротору типа Савониуса как наиболее эффективному [71,73].

Разработанная конструкция ВЭУ позволяет провести исследования ее совместной работы с инвертором и насосом в режиме заряда-разряда аккумуляторной батареи в реальных условиях эксплуатации. По результатам экспериментов будут получены характеристики для оценки их совместной работы.

4.2. Разработка принципиальной электрической схемы инвертора

Необходимо отметить, что мощность объёмно-инерционного насоса обусловлена его гидродинамическими параметрами. В связи с этим инвертор ВЭУ работает при изменяющейся нагрузке. Согласно [74] к нему предъявляются следующие требования:

- обеспечение максимального КПД;
- минимальная установленная мощность отдельных узлов и элементов;
- обеспечение стабильности выходного напряжения;
- обеспечение синусоидальной или близкой к синусоидальной форме кривой выходного напряжения;
- возможность регулирования в определённых пределах выходной частоты;
- возможность работы в режиме холостого хода;

- обеспечение заданных показателей надёжности и срока службы;
- обеспечение снижения уровня радиопомех и шумов до норм, установленных стандартами и ГОСТами;
- конструкция должна обеспечивать работоспособность при требуемых климатических условиях эксплуатации и механических воздействий;

Перечисленные выше положения могут быть скорректированы в зависимости от конкретного назначения инвертора. Оптимальный вариант схемы инвертора необходимо выбирать, учитывая специфику работы питающихся от него нагрузок [754]. Разработка схемы инвертора проводилась с учетом вышеприведенных требований. Кроме того, проведен анализ конструкций современных инверторов импортного и отечественного производства.

В соответствии с этим выполнены экспериментальные исследования по разработке схемы и создан действующий образец инвертора.

Разработанная электрическая схема инвертора в составе ВЭУ представлена на рисунке 4.6. Она имеет следующие функциональные узлы: фильтр питания на элементах R11, C3, C4; генератор тактовых импульсов на микросхеме DD1; усилитель мощности на полевых MOSFET-транзисторах VT2 и VT3; блок запуска инвертора на логическом элементе микросхемы DD3; блок температурной стабилизации усилителя мощности на основе операционного усилителя DA2; блок светодиодной индикации уровня напряжения источника постоянного тока на микросхеме DD2 с источником опорного напряжения на интегральном стабилизаторе DA1; выходной блок, состоящий из повышающего трансформатора TV, сглаживающего конденсатора C5 и узла индикации наличия выходного напряжения VD3, VD4, R13. Схема работает следующим образом. Источником постоянного тока служит генератор параллельного возбуждения G в комплекте с реле-регулятором. Параллельно ему подключена аккумуляторная батарея GB, выполняющая функцию накопителя энергии и источника питания во время штiria.

После подачи питающего напряжения на инвертор начинает работать генератор импульсов, собранный по схеме Т-триггера на верхнем по схеме элементе микросхемы DD1.

Частота импульсов генератора определяется номиналами частото задающих цепей R1C1 и R2R3C2. Нижний элемент микросхемы DD1 включен по схеме делителя частоты. Выходной сигнал прямоугольной формы поочередно снимается с выводов 12 и 13 микросхемы DD1. При поступлении сигнала с 12 вывода он поступает на затвор первого коммутирующего транзистора VT2. Транзистор открывается. Ток течет от положительного полюса источника постоянного тока через одну из полуобмоток первичной обмотки повышающего трансформатора TV, первый коммутирующий транзистор VT2 и добавочный резистор R12 к отрицательному полюсу источника постоянного тока. Затем управляющий импульс на затворе первого коммутирующего транзистора VT2 исчезает. Это приводит к закрытию первого коммутирующего транзистора VT2 и прекращению тока через полуобмотку. Следующий управляющий импульс появляется на 13 выводе микросхемы DD1 и поступает на затвор коммутирующего транзистора VT3. Транзистор открывается. Ток течет от

положительного полюса источника постоянного тока через другую полуобмотку повышающего трансформатора TV, транзистор VT3 и добавочный резистор R12 к отрицательному полюсу источника постоянного тока. В результате на вторичной обмотке повышающего трансформатора появляется переменное напряжение, о чем сигнализирует светодиод VD3. Для приближения формы выходного напряжения к синусоидальной, служит сглаживающий конденсатор C5. Затем описанный процесс циклически повторяется, начиная с появления управляющего импульса на первом выходе генератора тактовых импульсов DD1. Необходимо отметить, что в момент пуска при разомкнутом шунтирующем контакте KV промежуточного реле на добавочном резисторе R12 создается падение напряжения, обеспечивающее безопасный пуск инвертора.

Одновременно с началом работы генератора тактовых импульсов DD1 получает питание блок запуска инвертора. Начинает заряжаться времязадающий конденсатор C6. Ток зарядки течет от положительного полюса источника постоянного тока через фильтр питания и времязадающий резистор R8 к отрицательному полюсу источника постоянного тока. Потенциал на входе логического элемента DD3, начинает повышаться по мере зарядки времязадающего конденсатора C6. При достижении определенного уровня логический элемент DD3 открывается. На его выходе появляется напряжение, соответствующее состоянию логической единицы, и поступает через токоограничивающий резистор R7 на затвор управляющего транзистора VT1. Он открывается и подает напряжение на катушку промежуточного реле KV. Реле срабатывает и замыкает шунтирующим контактом KV добавочный резистор R12. Инвертор выходит на номинальный режим работы. При отключении и повторном включении питания или кратковременном его пропадании логический элемент DD3 закрывается, обесточивая катушку промежуточного реле KV. Это обеспечивается быстрым разрядом времязадающего конденсатора C6 на разрядный резистор R6. Таким образом, повторный запуск инвертора напряжения осуществляется с некоторой задержкой при разомкнутом контакте промежуточного реле KV. Этим обеспечивается безопасность запуска инвертора напряжения за счет падения напряжения на добавочном резисторе R12, уменьшающего перенапряжения в коммутирующих транзисторах VT2 и VT3.

В процессе работы инвертора, в зависимости от времени работы и мощности подключенного потребителя, транзисторы VT2 и VT3 усилителя мощности нагреваются. Стабилизация температуры выходных транзисторов обеспечивается изменением частоты вращения двигателя охлаждающего вентилятора. В качестве датчика используется терморезистор с положительным температурным коэффициентом. При повышении температуры транзисторов VT2, VT3 сопротивление терморезистора R17 уменьшается. Потенциал точки соединения резисторов R18, R19 смещается в положительную сторону. Далее потенциал точки соединения резисторов R18, R19 сравнивается операционным усилителем DA2 с потенциалом точки соединения резисторов R20, R21. Частота вращения двигателя вентилятора определяется напряжением рассогласования этих точек. Конденсатор C7 обеспечивает гистерезис включения вентилятора. Конденсаторы C8, C9

обеспечивают работу схемы от ложного срабатывания. В случае необходимости порог срабатывания регулируется резистором R22. Таким образом, поддерживается номинальный температурный режим транзисторов VT2 и VT3 усилителя мощности.

Инвертор напряжения имеет блок светодиодной индикации уровня входного напряжения источника постоянного тока. Его основной функцией является контроль степени заряженности аккумуляторной батареи. Это позволяет оценить время работы ВЭУ во время штиля и позволяет избежать выхода из строя аккумуляторной батареи при снижении напряжения ниже допустимого уровня. Светодиоды VD6, VD7, VD8 зеленого, желтого и красного свечения соответствуют высокому, нормальному и низкому уровню напряжений соответственно. Данный узел построен на основе трехуровневого компаратора на микросхеме DD2. В качестве источника опорного напряжения используется интегральный стабилизатор DD1.

Уровни индикации могут быть скорректированы подстроечными резисторами R9, R10. Резисторы R15-R16 выполняют токоограничивающую функцию для светодиодов VD6-VD8. Представленная на рисунке 4.6 схема отвечает всем требованиям, перечисленным в начале раздела. В частности за счет упрощения конструкции усилителя мощности и установки полевых транзисторов, в качестве коммутирующих удалось повысить КПД инвертора, его перегрузочную способность и стабильность выходного напряжения. Кроме того, улучшились его массогабаритные показатели.

Мощность отдельных узлов и элементов выбиралась в соответствии с расчетной мощностью инвертора напряжения.

Для соответствия формы кривой напряжения близкой к синусоидальной на выходе инвертора напряжения был установлен конденсатор C5.

С целью обеспечения возможности регулирования выходной частоты в определенных пределах установлен переменный резистор R2. По сравнению с преобразованием по высокой частоте преобразование по низкой частоте и использование торроидального трансформатора позволяет существенно снизить уровень радиопомех и наводок.

Исходя из результатов экспериментальных исследований с различными типами трансформаторов, можно сделать вывод, что наиболее приемлемым вариантом является использование торроидальных трансформаторов, так как ток холостого хода не превышает 0.45 мА. Таким образом, потребление энергии в режиме холостого хода незначительное.

При проведении опытов во всех режимах работы – пуск, холостой ход, нагрузка и остановка. Включение и отключение инвертора напряжения осуществлялось установленным блоком запуска. Кроме того, использование низкочастотного торроидального трансформатора позволяет подключать нагрузку непосредственно к нему, а не к коммутирующим транзисторам, если бы применялся высокочастотный способ преобразования. При использовании низкочастотного трансформатора улучшается перегрузочная способность. Благодаря этому удалось повысить требуемый уровень надежности инвертора.

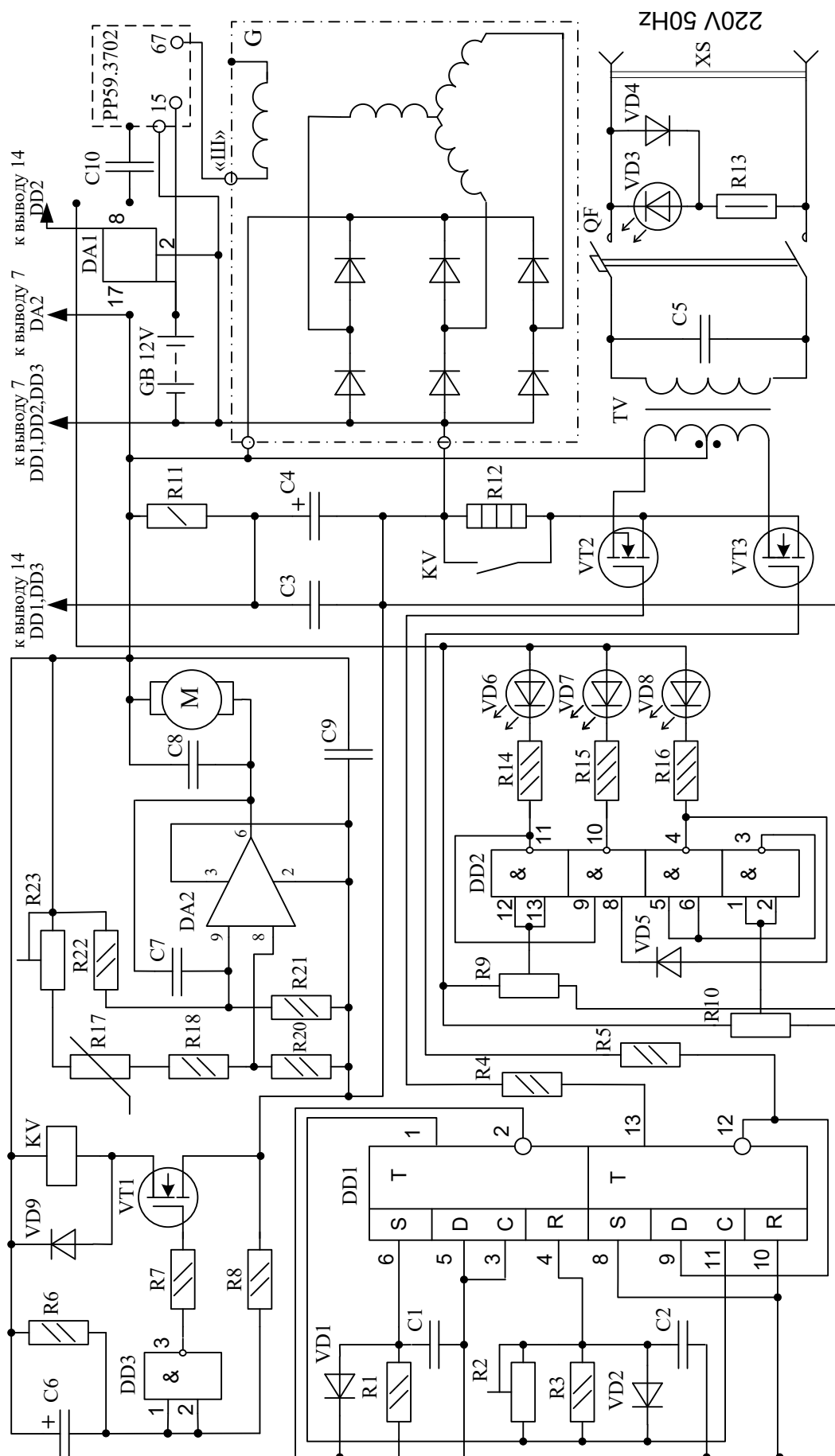


Рисунок 4.6 – Принципиальная электрическая схема инвертора ВЭУ

Для работы в различных климатических условиях с различными механическими воздействиями корпус, крепление и размещение узлов внутри инвертора были спроектированы и выполнены таким образом, чтобы обеспечить его максимальную работоспособность.

Разработанный инвертор, внешний вид которого показан на рисунке 4.7 с техническими характеристиками, представленными в таблице 4.1, может применяться в составе ВЭУ для питания различных типов нагрузок.



Рисунок 4.7 – Внешний вид инвертора

Таблица 4.1

Технические характеристики инвертора напряжения

Номинальная мощность, кВт	1,5
Максимальный АС ток при перегрузке, А	16
Максимальный КПД, %	96
Номинальное входное напряжение, В	12
Диапазон входного напряжения, В	10,8-14,5
Номинальный DC ток, А	130
Форма напряжения	Мод. Sin
Регулирование напряжения, %	+/-5
Регулирование частоты, %	+/-0,04
Выходное напряжение, В	230
Выходная частота, Гц	50
Максимальный зарядный АС ток, А	-
Вес, кг	17,5

Высокое значение коэффициента готовности, полученное за счет упрощения конструкции усилителя мощности, установки полевых транзисторов и блока запуска, а также минимизации мощности и количества используемых элементов в сочетании с техническими характеристиками, представленными в таблице 4.1 должно в целом повысить качество функционирования ветроэнергетической установки. При этом основное достоинство предлагаемого инвертора является его низкая стоимость по

сравнению с промышленными отечественными и зарубежными аналогами при одинаковой с ними надежности.

4.3. Методика оценки энергетических характеристик ВЭУ и инвертора

Из литературных источников [75,76] известно, что изменение параметров сети влияет на основные характеристики вибрационного электронасоса напор H и объемную подачу Q . Это в первую очередь касается таких параметров как напряжение и частота. С учетом того, что электронасос будет питаться от инвертора, который находится в составе ВЭУ, то возникает необходимость в оценке соответствия гидравлических параметров приведенных в паспортных данных вибрационного электронасоса параметрам при питании от ВЭУ. Поэтому возникает необходимость в оценке совместной работы ВЭУ, инвертора и электронасоса связанной с регистрацией энергетических и гидравлических параметров.

Питание от ВЭУ имеет свои особенности. Во-первых, питание электронасоса осуществляется от источников постоянного тока (генератора и аккумулятора) через инвертор, во-вторых, инвертор работает с определенным КПД и, в-третьих, по форме напряжения инвертор уступает той форме, которая имеется в сети. Кроме того, сам электронасос накладывает свой отпечаток на характер работы инвертора. Объясняется это тем, что вибрационный электронасос относится к активно-индуктивному типу нагрузки и обладает низким коэффициентом мощности $\cos\varphi$ (0.29 – 0.31) [75,76], что затрудняет его использование с инверторами соизмеримой мощности. Как показывает практика, для нормальной работы электронасоса установленная мощность инвертора должна превышать мощность электронасоса в 2,5-3 раза. Если это не соблюдать, то электронасос не запускается, а инвертор будет перегружен по току и может выйти из строя.

Для проведения экспериментов была собрана экспериментальная установка представленная на рисунке 4.8.

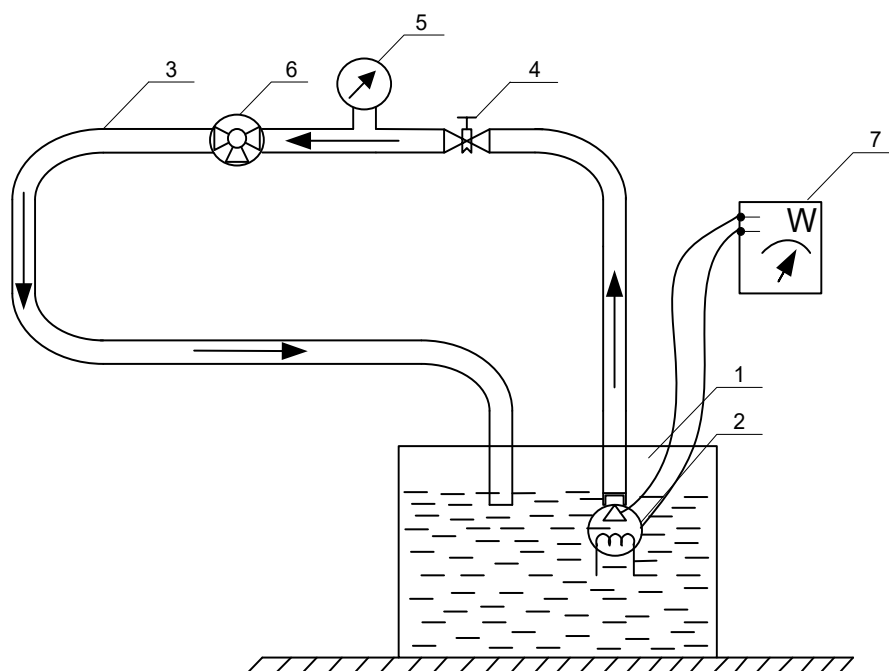


Рисунок 4.8 – Схема экспериментальной установки для испытания насоса «Малыш»

Установка состоит из бака 1 наполненного водой, электронасоса 2 марки «Малыш», трубопровода 3 со встроенным вентилем 4. В трубопровод 3 установлены приборы контроля давления 5 и расхода 6. Для измерения потребляемой электронасосом мощности установлен ваттметр 7.

Следует отметить, что для получения объективных значений объемного расхода следует устанавливать расходомер в напорной линии за электронасосом. Измерение расхода во всасывающих линиях нежелательно, так как наличие там вакуума может внести дополнительные погрешности в измерения.

Снятие энергетических параметров проводилось с использованием приборов представленных в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Перечень приборов

Измеряемая величина	Наименование, тип прибора	Краткая характеристика	Примечание
Напряжение, В	Вольтметр астатический АСТВ	0...300 В; класс точности 0,5	Действующее значение
Ток, А	Амперметр Д 566	0...5 А; класс точности 0,2; 45-1000-1500Hz	-
Мощность, Вт	Ваттметр Д 5004	0...1500 Вт; класс точности 0,5; 45...65...500Hz	-
Напор	Манометр WIKA Alexander Wiegand GmbH&Co.KGTYPE 111.10.100	P=4 bar, G1/2B	-
Расходомер	СГВ-15	-	-

По энергетическим характеристикам электронасоса определяют возможность подъёма им жидкости на заданную высоту при заданной характеристике сети, а также мощность, которая должна при этом подводиться. Кроме того, энергетические характеристики дают возможность определить изменение внешних параметров электронасоса в зависимости от изменения условий его работы, в нашем случае это характеристика сети.

Питание инвертора напряжения осуществлялось от генератора постоянного тока и аккумуляторной батареи марки «Пилот»-6ст-60АПЗ-12В. Для проверки эффективности работы электронасоса при питании от сети и ВЭУ целесообразной является сравнительная оценка КПД $\eta_{эн.с.}$ электронасосной системы в целом. Выражение для нахождения $\eta_{эн.с.}$ имеет вид [75]:

$$\eta_{эн.с.} = \frac{9,81HQ}{3600P}, \quad (4.1)$$

где H – напор насоса, м; Q – объёмная подача насоса в единицу времени, л/ч; P – потребляемая мощность, Вт. Общие потери (гидравлические, объёмные и механические), возникающие при передаче энергии перекачиваемой жидкости, учитывает полный коэффициент полезного действия. Необходимо отметить, что КПД при изменении условий работы электронасоса также будет меняться. Существенное влияние оказывает подача Q . С ростом подачи Q увеличивается и КПД насоса.

Для практических целей энергетические и гидравлические характеристики представляют большой интерес, так как их результаты обычно необходимы не только для оценки возможности использования электронасоса в заданных условиях, но и для анализа работы всей гидравлической сети, в которую установлен электронасос, в процессе эксплуатации.

Представленная установка позволяет провести испытания ВЭУ и инвертора при изменяющихся гидравлических параметрах электронасоса.

По результатам экспериментов будут получены данные и построены зависимости необходимые для оценки совместной работы ВЭУ и электронасоса.

4.4. Разработка генератора, адаптированного к невысокому ветровому режиму

В России в настоящее время идет процесс разработки законодательной базы по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), разрабатываются свои образцы ветряков, адаптируются импортные. В период до 2020 года доля полученной электроэнергии от ветряков намечена на уровне 4-5% от общей.

Существенный импульс сегодняшнему развитию отечественной ветроэнергетики дало появление законодательных и подзаконных актов в области возобновляемой энергетики. Федеральный закон от 4 ноября 2007 г N 35-ФЗ «Об

электроэнергетике» впервые дал классификацию ВИЭ, обозначил основные меры поддержки развития электроэнергетики на ВИЭ, определил полномочия органов власти в части реализации механизмов господдержки энергетики на ВИЭ. 4 июня 2008 г. вышел в свет Указ Президента РФ № 899 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики», где сформулирована задача повышения экономической и экологической эффективности основных отраслей народного хозяйства, усилена ответственность за несоблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, прописан тезис о применении мер бюджетной поддержки использования ВИЭ и экологически чистых технологий. В январе 2009 г. вышло Постановление Правительства №1-р о доведении к 2020 г. доли генерации на основе ВИЭ в электроэнергетике России до 20% (15,5 % должно вырабатываться большими гидростанциями, 4,5% - другими видами ВИЭ, в т.ч. и ВЭС). В этом постановлении приведены количественные индикаторы по ВИЭ, которые определяют долю ВЭС к 2020 г. – примерно 1%, что составляет 17,5 млрд. кВт.ч при суммарной установленной мощности ВЭС 7 ГВт). Данный пакет документов позволил ряду компаний инициировать проекты ветрогенерации, находящиеся в разных стадиях развития.

Следует отметить, что Курганская область относится к благоприятным зонам развития ветроэнергетики[77]. Среднегодовая скорость ветра представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10

Ветра в Курганской области

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
Курган	4,1	3,8	4,5	4,0	4,1	33
Далматово	2,0	1,6	2,3	1,9	2,1	21
Звериноголовское	2,4	2,4	2,8	2,1	2,2	28
Макушино	3,6	3,5	4,0	3,2	3,7	27
Шадринск	2,5	2,3	2,9	2,3	2,6	34
Шатрово	2,4	2,2	2,7	2,2	2,5	24
Шумиха	2,7	2,5	3,1	2,6	2,8	26

При такой скорости ветра одним из радикальных решений повышения эффективности работы ВЭУ является создание безредукторных установок, которые будут иметь повышенный КПД и надежность, а также низкую стоимость.

Данное решение может быть реализовано при использовании специальных конструкций электрических генераторов. Анализ существующих разработок малооборотных машин позволяет сделать вывод о применении тихоходных магнитоэлектрических генераторов при решении поставленной задачи. Применение магнитоэлектрической системы позволяет создать генераторы с рабочими частотами вращения от десятков до сотен об/мин и обладающей рядом преимуществ. В магнитоэлектрических генераторах отсутствует щеточно-коллекторный узел, что значительно повышает долговечность и надежность работы генератора. Следует

также отметить, что безобмоточная конструкция ротора более проста в изготовлении, обладает повышенной надежностью[78].

В НТЦ Курганского института железнодорожного транспорта разработан тихоходный магнитоэлектрический генератор под условным названием МГИ – 1, конструкция которого приведена на рисунке 4.15.

Конструкция генератора содержит статор (2), ротор (3), а также якорную обмотку (4). Ротор (3) выполнен из композитного (композиционного) материала П-образной формы и установлен на металлическом валу (5). Магниты (1), с чередующимися полюсами, установлены на роторе (3) в пазах. Якорная обмотка (4) размещена на композитном статоре (2) и выполнена в виде независимых секций. Якорная обмотка (4) расположена на наружной композитной поверхности статора (2) на минимальном расстоянии от полюсов магнитов (1) в непосредственном соприкосновении с окружающей средой. Секции якорной обмотки (4) с одинаковыми фазами соединены последовательно и могут содержать от 40 до 120 чередующихся постоянных магнитов (1). Оптимальная частота вращения ротора от 50 до 60 оборотов в минуту[3].

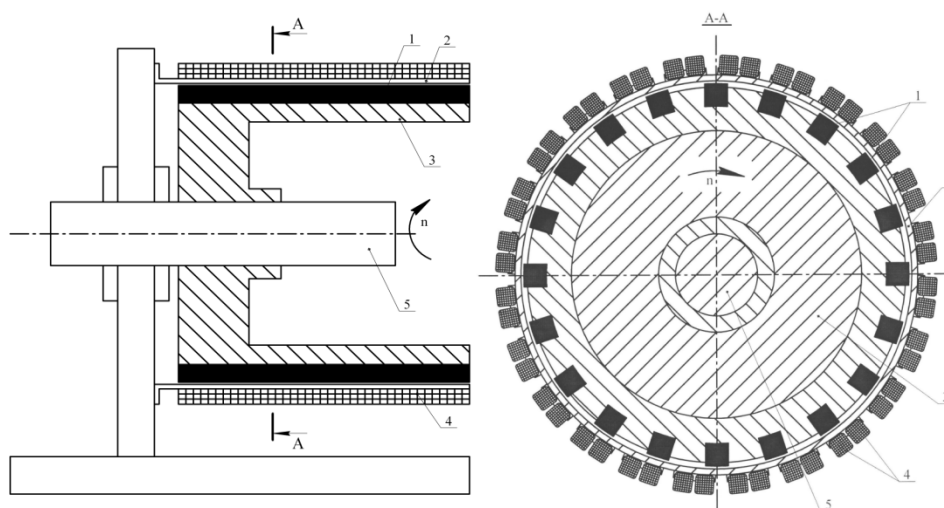


Рисунок 4.15 - Электрический генератор на постоянных магнитах

На основании проведенных исследований выработаны рекомендации оптимального проектирования магнитоэлектрического генератора по массогабаритным и энергетическим показателям.

По результатам проведенных исследований, создана физическая модель на базе действующего образца магнитоэлектрического генератора. Выполненные экспериментальные исследования показали удовлетворительную работу генератора в ветроустановках малой мощности [78].

Магнитоэлектрические генераторы приведенных конструкций могут быть использованы в составе ветроэнергетической установки при рабочей скорости ветра от 6 м/с и включении в работу при скорости ветра от одного метра в секунду. Основное назначение генераторов – электроснабжение небольших

железнодорожных станций (полустанков), а также удаленных крестьянско-фермерских хозяйств.

Одним из основных элементов ВЭУ является ветроколесо. В настоящее время лопасти ветроэлектрических установок (ветроколесо) изготавливаются из полимерных материалов, которые имеют более высокую массу и низкую прочность по сравнению с лопастями изготовленными методом намотки из композиционных материалов, имеющих более простую и дешевую систему производства, меньшую массу, за счет применения в качестве основы лопасти пенополистирола, более высокую прочность, за счет применения метода намотки, получившего распространение в области вертолетостроения, где применяется стекловолокно и фенолформальдегидные смолы.

Таблица 4.13

Параметры ветроэнергетической установки

Полезная мощность:	3 кВт
Среднегодовая скорость ветра:	4.0 м/с
Максимальная скорость ветра (буря):	25 м/с
Количество лопастей:	3 шт
Высота препятствия:	15 м
Стартовый момент генератора:	Неизвестно
Направление вращения:	Правое

В таблице 4.14 заданы параметры для аэродинамического расчета ветроколеса.

Таблица 4.14

Параметры аэродинамического расчета ветроколеса

Высота мачты:	21 м
Расчётная скорость ветра:	7 м/с
Диаметр ветроколеса:	7 м
Радиус кончика лопасти:	3.5 м
Коэффициент использования энергии ветра:	0.46
Обороты при расчетном ветре:	124 об/мин
Обороты при максимальном ветре:	554 об/мин
Расчётный крутящий момент на валу генератора:	230.6 Н·м
Буревой крутящий момент на валу генератора:	4591.4 Н·м
Расчётная сила лобового давления на колесо:	1274 Н
Сила лобового давления при максимальном порыве ветра:	113.18 кН
Мощность ветроколеса во время бури:	266.47 кВт

Технологический процесс производства лопастей полностью автоматизирован. По 3D компьютерной модели лопасти вносятся через специализированную программу станка фигурной резки пенопласта СРП-3222. Затем при помощи шести разогретых вольфрамовых нитей вырезается тело лопасти из экструдированного пенополистирола марки ПС-4 плотностью 40 кг/м³. Процесс полностью автоматизирован и требует лишь ввода программы его запуска и

закрепления блока пенополистирола на рабочей поверхности станка. После изготовления тело лопасти извлекается и закрепляется в рабочей поверхности станка СН-20К. Армирующий материал (стекловолокно) из бухт поступает в ванну с разогретой фенолформальдегидной смолой, после чего через отжимные валики наносится на непрерывно вращающуюся заготовку. Для получения единой конструкции процесс непрерывен до момента окончания намотки.

Сравнительная характеристика разработанного генератора и генератора BWC представлена в таблице 4.15.

Таблица 4.15

Технические характеристики генераторов

Техническая характеристика	ВЭУ	BWC
Расчетная мощность, кВт	3...20	10
Скорость ветра: включения в работу рабочая	1,0 6,0	3,0 12,0
Номинальная частота вращения, об/мин	30,0	100-150
Генератор	синхронный (с возбуждением от постоянных магнитов)	синхронный (с возбуждением от постоянных магнитов)
Рекомендуемые аккумуляторы, В	12, 24, 48...n	24-48
Тип инвертора	синусоидальный модифицированный синус чистый синус	синусоидальный модифицированный синус
Высота мачты, м	12-20	24
Диаметр ветроколеса, м	3,5-12,5	7,0
Тип ветроколеса	трехлопастное	трехлопастное
Масса ВЭУ, кг	700-1500	1500

4.5. Расчет магнитной системы магнитоэлектрических генераторов мощностью до 10 кВА для ВЭУ

Расчет магнитной системы электрического генератора позволяет определить распределение магнитной индукции над статорными катушками [78].

Внешний вид генератора приведен на рисунке 4.16. В генераторе 60 полюсов постоянных магнитов с чередующейся полярностью, постоянные магниты 1,2 Тл, схема включения обмотки параллельная, скорость вращения от 1 м/с.

У электрического генератора на постоянных магнитах 1, содержащего статор 2 и ротор 3, а также статорную обмотку 4, ротор 3 выполнен из композитного материала сечением П-образной формы. Ротор установлен на металлическом валу 5, магниты 1 с чередующимися полюсами установлены на роторе 3 в пазах, статорная обмотка 4 размещена на композитном статоре 2 и выполнена в виде независимых секций (рис. 4.16) длиной 230 мм. Катушки намотаны медным проводом диаметром 0,65 мм.

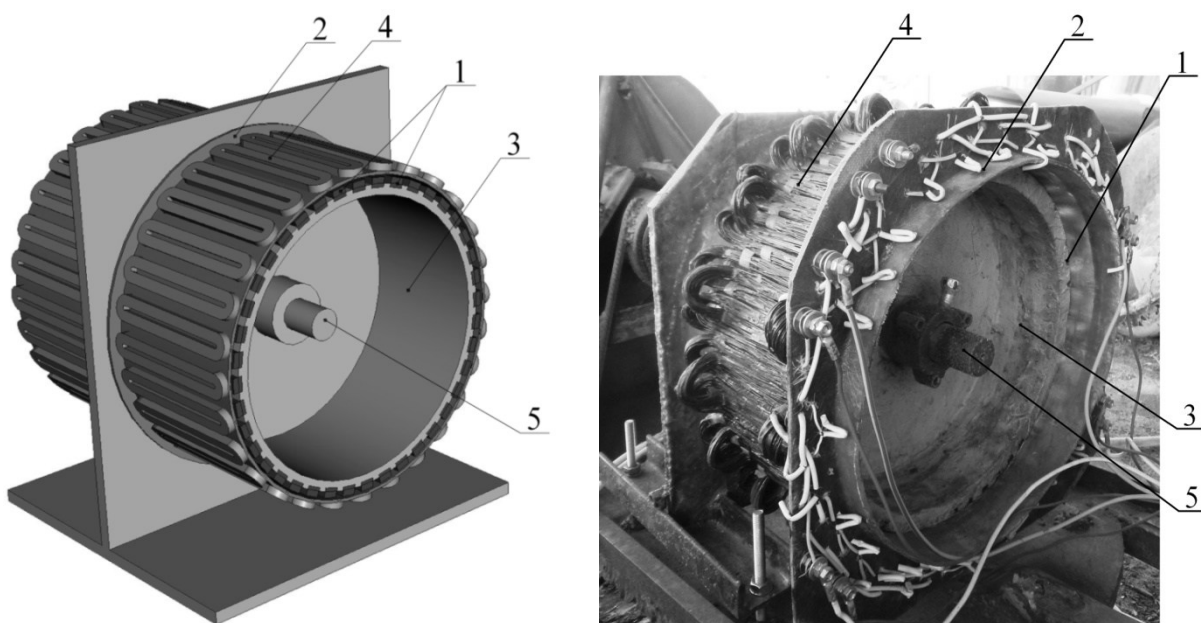


Рисунок 4.16 – Конструкция магнитоэлектрического генератора на постоянных магнитах: 1 – постоянные магниты, 2 – статор, 3 – ротор, 4 – статорная обмотка, 5 – металлический вал

Электрический генератор на постоянных магнитах работает следующим образом: при вращении ротора 3 генератора силовые линии полей постоянных магнитов 1 пересекают витки статорной обмотки 4, расположенные на неподвижном статоре 2, в них наводится электродвижущая сила (ЭДС), величина которой зависит от скорости вращения ротора 3.

Размеры элементов магнитной системы генератора, принятые для ее расчета приведены на рисунке 4.17.

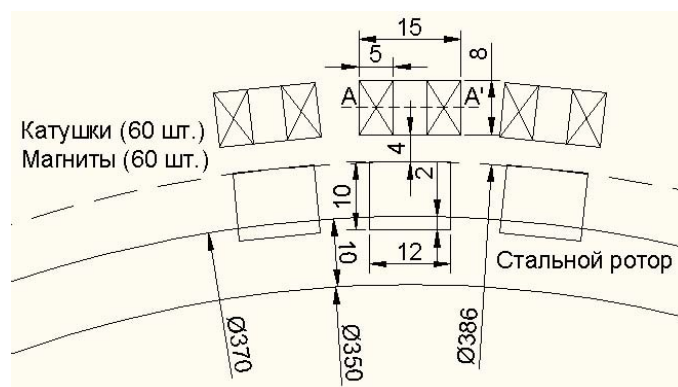


Рисунок 4.17 – Размеры генератора в местах установки постоянных магнитов

Внутренний диаметр стального цилиндра ротора 350 мм, внешний диаметр стального цилиндра ротора 370 мм, магниты сечением $10 \times 12 \text{ мм}^2$ установлены в пазах

глубиной 2 мм, внешний диаметр ротора по постоянным магнитам 386 мм. Длина ротора 210 мм.

Постоянные магниты: материал – неодим-железо-бор, коэрцитивная сила по намагниченности 950 кА/м, остаточная индукция 1.2 Тл, форма в виде прямоугольной призмы: ширина 12 мм, длина 230 мм (задача имеет планарную симметрию, длина магнита, вообще говоря, произвольная), высота 10 мм (намагничивание по высоте). Постоянные магниты в количестве 60 штук крепятся на поверхности стального цилиндрического ротора с внешним диаметром 370 мм, толщиной 10 мм в выфрезерованных пазах глубиной 2 мм (рис. 4.17). Полярность магнитов чередуется.

Расчет магнитного поля выполнен методом конечных элементов. Распределение магнитного поля в магнитной системе генератора показано на рисунке 4.18.

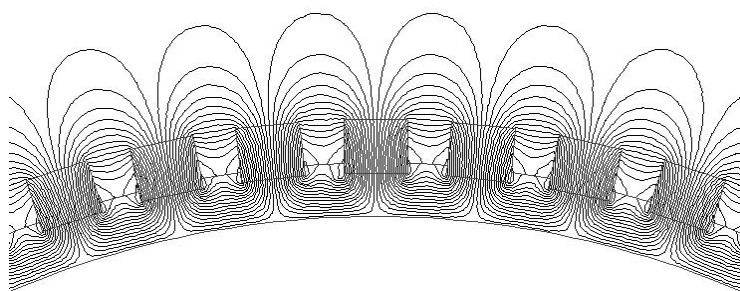


Рисунок 4.18 – Распределение магнитного поля в магнитной системе генератора

Результаты расчета магнитной системы позволяют разработать промышленный образец магнитоэлектрического генератора с требуемыми параметрами (рис. 4.20).

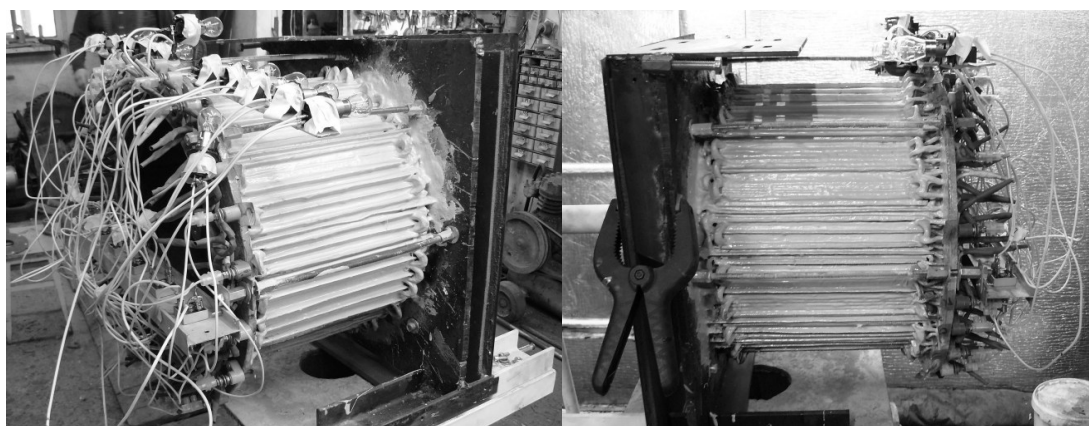


Рисунок 4.20 – Промышленный образец магнитоэлектрического генератора мощностью 8 кВт



Рисунок 4.21 – Ветросиловая установка

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ukolov V. Autonomous power supply to remote consumers: state of the art and adaptability of measures / Ukolov V.F., Novik N.N., Bakhturin D.A. // Вестник Московской международной высшей школы бизнеса МИРБИС. – 2023. – no 3. – pp. 22-30.
2. World Population Review. [online] Available at: <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/electricity-production-by-country> (accessed on 11 Jan 2025).
3. Атомные рекорды, добыча трудной нефти и три главных источника для мировой энергетики. [Электронный ресурс] URL: <https://e-plus.media/technologies/atomnye-rekordy-dobycha-trudnoj-nefti-i-tri-glavnyh-istochnika-dlya-mirovoj-energetiki>. (дата обращения: 15.02.2025).
4. Climate Action. [online] Available at: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climatenegotiations/paris-agreement_en (accessed on 11Jan 2025).
5. Min, H.S., Wagh, S.,Kadier, A.,Gondal, I.A., Azim, N.A.P.B.A., Mishra, M.K. Edition: 7 Chapter: Renewable Energy Technologies; Min, H.S., Ed.; Ideal International E-Publication Pvt. Ltd.: Indore, India, 2018.
6. Sustainable Developments. [online] Available at: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/> (accessed on 11 Jan 2025).
7. Степанов Д.С. Автономные гибридные энергосистемы на базе возобновляемых источников энергии для изолированных территорий // Главный энергетик, № 9, 2020. - С. 19-26.
8. Mohseni, S.; Brent, A.C.; Burmester, D. Off-Grid Multi-Carrier Microgrid Design Optimisation: The Case of Rakiura–Stewart Island, Aotearoa–New Zealand. *Energies* 2021, 14, 6522.
9. Zahraoui, Y.; Alhamrouni, I.; Mekhilef, S.; Basir Khan, M.R.; Seyedmahmoudian, M.; Stojcevski, A.; Horan, B. Energy Management System in Microgrids: A Comprehensive Review. *Sustainability* 2021, 13, 10492.
10. Авгушевич И. В. Терминологический справочник по электроэнергетике / И. В. Авгушевич, Э. К. Аракелян, А. Г. Фишов. – М.: КЕМ, 2008. – 912 с.
11. Воропай Н. И. и др. Проблемы развития цифровой энергетики в России //Проблемы управления. – 2021. – №. 3. – С. 4-16.
12. Армашова-Тельник Г. С. Проблематика принятия управленческих решений в условиях цифровизации экономики России //Инновационная наука. – 2020. – №. 4. – С. 96-100.
13. Жилкина Ю.В., Воденников Д.А. Влияние цифровой экономики на цифровизацию энергетики //Электроэнергетика в национальных проектах. – 2021. – С. 96-103.

14. Атаев З.А. Структурные части Единой энергосистемы России в постсоветский период // Изв. РАН. Сер. геогр. 2023. Том 87, №3 / Май-Июнь, С.348-357. DOI: 10.31857/S2587556623030044.
15. Энергетическое снабжение изолированных территорий России / В. В. Елистратов // Академия энергетики. - 2015. - № 4(66) - С.26-33.
16. Стенников В.А., Славин Г.Б. (технари, ИСЭМ СО РАН). Структуризация уровней централизации энергоснабжения. Энергетическая политика. Актуальные проблемы надежности и структуры энергетических систем. 2015. Выпуск 2. С.55-63.
17. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации // Пространственная экономика. 2018. № 1. С. 101–116. DOI: 10.14530/se.2018.1.101-116.
18. Dipti, D. A Review on Unit Sizing, Optimization and Energy Management of HRES. Int. J. Trend Sci. Res. Dev. 2018, 2, 419–426.
19. Roy, P.; He, J.; Zhao, T.; Singh, Y.V. Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review. IEEE Open J. Ind. Electron. Soc. 2022, 3, 81–104.
20. Nema, P.; Nema, R.K.; Rangnekar, S. A Current and Future State of Art Development of Hybrid Energy System Using Wind and PV-Solar: A Review. Renew. Sustain. Energy Rev. 2008, 13, 2096–2103.
21. Singh, R.; Bansal, R.C. Review of HRESs based on storage options, system architecture and optimisation criteria and methodologies. IET Renew. Power Gener. 2018, 12, 747–760.
22. Ganjei, N.; Zishan, F.; Alayi, R.; Samadi, H.; Jahangiri, M.; Kumar, R.; Mohammadian, A. Designing and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plant with Diesel Generator and Battery Backup for the Rural Area in Iran. J. Eng. 2022, 2022, 4966761.
23. Dimitrov D., Lazarov V. Sous la redaction, auteurs–equipeinternationale: Sources d’energie renouvelables. UTS, Sofia, 1999.
24. Lazarov, V., Z. Zarkov. Monitoring of Renewable Energy Sources Hybrid System. Proc. of Int. Conf. ICATE’2002, Craiova/BaileHerculane, Romania, pp.224-229.
25. Driviere, J., F. Massouh, A. Laborie, D. Dimitrov, V. Lazarov, E. Sokolov, Z. Zarkov, K. Varsamov, I. Dobrev. Renewable Energy Sources Hybrid System. Proc. of Int. Conf. ELMA'99, Varna, Bulgaria, 1999, pp. 226-236.
26. ENERTRAG is shaping the next phase of the energy transition. [online] Available at: <https://enertrag.com/> [Accessed 11 Feb. 2025].
27. Прохоров Д.В., Прохоров В.А., Кушнарева К.И. Анализ отказов ветроэнергетических установок // Издательство АНО ДПО «Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании». - С. 175-178. DOI: 10.24412/cl-37269-2024-1-175-178.

28. Иванова И.Ю., Ноговицын Д.Д., Тугузова Т.Ф. и др. Ветроэнергетические ресурсы г. Верхоянска Республики Саха (Якутия) и возможность их использования для энергоснабжения // *Фундаментальные исследования*. № 4-1. 2013. С.30-38.
29. Ciang C. C., Lee J., Bang H. Structural health monitoring for a wind turbine system: a review of damage detection methods // *Measurement science and technology*. - 2008. - Vol. 19, No. 12. - P. 1-20.
30. Hahn, B. Reliability of wind Turbines-Experience of 15 years with 1,500 WTs, wind energy // Durstewitz, M., Rohrig, K. // *In Proc. Euromech Colloquium*. - Berlin: Springer, 2007. - Vol. 101.
31. Iqbal, Tariq and Khan, Muhammad Mohsin K. and Khan, Faisal (2004) Reliability Analysis of a Horizontal Axis Wind Turbine. In: 14th Annual Newfoundland Electrical and Computer Engineering Conference (NECEC), October, 2004, St. John's, Newfoundland, Canada.
32. Ribrant J., Bertling L. Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997-2005 // *IEEE Transactions on energy conversion*. - 2007. - Vol. 22, No. 1. - P. 167-173.
33. Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines Prepared by CME Robinson, ES Paramasivam, EA Taylor, AJT Morrison, ED Sanderson & MMI Engineering Ltd (The Brew House; Wilderspool Park; Greenall's Avenue; Warrington WA4 6HL) for the Health and Safety Executive 2013.
34. Sorensen B. F., Jorgensen E., Debel C. P., Jensen F. M., Jensen H. M., Jacobsen T. K. and Hailing K. M. 2004 Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase 1) Summary Report (Ris0-R Report) Ris0 National Laboratory, Denmark.
35. Мирошниченко Т. В. Оценка показателей надежности ветроэнергетических установок и ветропарков // [Электронный ресурс] URL: https://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/pdf/d03/s13/s13_010.pdf (дата обращения: 16.01.2025).
36. Faiz J., Ebrahimi B.V., Sharifian M.B. Different Faults and Their Diagnosis Techniques in Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motors: A Review // *Electromagnetics*. Vol. 26. 2006. Iss. 7. P. 543-569.
37. Кривых Ю. С. Неразрушающий контроль и диагностика асинхронного двигателя // *Материалы конференции Шестой технологический уклад: Механизмы и перспективы развития 13-14 ноября 2015 г.*
38. Ковалёв В.З. Моделирование электротехнических комплексов и систем как совокупности взаимодействующих подсистем различной физической природы: Дис... докт. техн. наук / В.З. Ковалев. – Омск, 2000. – 312 с.
39. Gupta N. K., Walker R. A. Robust Fault Detection Techniques//*AIAA Guid, Nav. and Contr. Conf. WA*, August 20-22. 2021.

40. ГОСТ 27.003–2016. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности. – М.: Стандартиформ, 2017. – 24 с.
41. Ибрагим Ахмед Амер Ибрагим. Управление мощностью ветроэлектрической установки при возмущениях сети: Дис ...канд. техн. наук. – Челябинск, 2022, 205 с.
42. Filippov, A.D. Wind Energy in the Southern Regions of Russia: History, Current State and Development Prospects / A.D. Filippov // International science and technology conference "EarthScience". IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 459 062056IOP. -2020.
43. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки. - М.: ГНУ ВИЭСХ, 2016. - 280 с.
44. Belei, V.F. Modern wind energy: development trends, problems and some ways to solve them / V.F. Belei, A.Yu. Nikishin // Electrics. -2022. -№. 8. –р. 19-22.
45. Иванова И.Ю. Повышение эффективности энергоснабжения в децентрализованной зоне с использованием возобновляемых природных энергетических ресурсов на примере Иркутской области / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, Н.А. Халгаева // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – № 1. – С. 83–88.
46. Ушаков В.Я. Возобновляемая и альтернативная энергетика: ресурсосбережение и защита окружающей среды: монография. – Томск: Изд-во «СибГрафик», 2011. - 138с.
47. Prashan Premaratne, Inas Jawad Kadhim, Muhammad Qadim Abdullah, Brendan Halloran, Peter James Vial. A survey on low speed low power axial flux generator design and optimization using simulation // Neurocomputing, V. 509, 2022, P. 272-289.
48. Патент на изобретение RU 2 392 724 C1 МПК H02K 19/16, H02K 19/22, H02K 19/36 19.06.2009. Однофазный электрический генератор. Автор: Чернухин В.М..
49. Патент на изобретение RU 2 050 036 C1 МПК H02K 33/00, 10.12.1995. Электрический генератор. Авторы: Караваев В.Т., Запольских С.Н., Перимов Ю.А., Попов Л.М.
50. Патент на полезную модель РФ № 128415, 27.12.2012. Синхронный электрический генератор. Авторы: Русаков А.М., Сугробов А.М., Великанова Н.А., Воронцов К.А., Жердев И.А., Жирнова Н.Б., Окунеева Н.А., Соломин А.Н.
51. Патент на изобретение RU 2 375 807 C1 МПК H02K29/00, H02K21/12, H02K1/27, 10.12.2009. Вентильный электродвигатель с постоянными магнитами. Авторы: Сеньков А.П., Михайлов В.М., Шишова О.Ю.
52. Патент на изобретение RU 2 294 588 C1 МПК H02K 29/06, H02K 21/24, 05.02.2004. Авторы: Мэтью Б. Дж., Линкольн М. Дж.
53. Патент на изобретение RU 2 602 802 C1 МПК H02K 3/26, H02K 16/02, 07.07.2015. Авторы: Игнатъев С. Г., Евдокимов А. А., Спиридонов Н. И., Чарыков В. И., Харин В.В.

54. Патент на изобретение RU 2 345 469 C2 МПК H02K 19/16 14.11 2006, способ повышения эффективности и надежности работы синхронных генераторов в энергосистемах большой мощности. Авторы: Степанов Ю.А., Степанов Д.Ю.
55. Патент на изобретение RU 2 773 790 C2 МПК H02S 10/12. Опубликовано 09.06.2022. Способ повышения эффективности работы ветроэнергетических установок в условиях высокогорья. Автор: Гвоздь В.К.
56. Патент на изобретение RU 2 295 649 C2 МПК F03D 7/06 20.03 2007, конструкция ветроэнергетических установок. Авторы: Карбушев В.Ф., Алешков И.Н.
57. Патент на изобретение RU 2 674 815 C2 МПК F03D 7/00. Опубликовано 13.12.2018г. Ветрогенератор. Авторы: Чижма С.Н., Молчанов С.В.
58. Патент на изобретение RU 2 787 630 C1 МПК F03D 7/04. Опубликовано: 11.01.2023. Система управления ветрогенератором. Автор(ы): Чижма С.Н., Молчанов С.В., Захаров А.И.
59. Патент на изобретение RU 2 615 564 C1 МПК F03D 9/12. Опубликовано 05.04.2017г. Ветроэнергетическая установка. Авторы: Никитенко Г.В., Коноплев Е.В., Бобрышев А.В., Коноплев П.В.
60. Климов Г.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии для получения теплоты в системах теплоснабжения: энергия ветра. — Н. Новгород: НН1 АСУ, 2013. – 50 с.
61. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветро-энергетика. Термины и определения. – М.: Госстандарт РФ, 1998. – 10 с.
62. Ветроэнергетика Красноярского края / А.В. Бастрон [и др.]; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2015. – 252 с.
63. Пат. 2602802 Российская Федерация, МПК H02K 3/26. Тихоходный электрический генератор на постоянных магнитах: №2013124190/07: заявл. 07.07.2015: опубл. 20.11.2016 / С.Г.Игнатьев, А.А.Евдокимов, заявитель и патентообладатель Игнатьев С.Г. – 7 с.
64. Ледовский, А.Н. Электрические машины с высококоэрцитивными постоянными магнитами/А.Н.Ледовский.– М:Энергоатомиздат, 1985.168с.
65. Васильев В.В. Композиционные материалы: Справочник. / под общ. ред. В.В.Васильева Ю.М. Тарнопольского М.:Машиностроение, 1990.–510с.
66. Лифанов В.А. Расчет электрических машин малой мощности с возбуждением от постоянных магнитов: Учебное пособие / В.А. Лифанов - 2-е изд., перераб. и доп.- Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 164с.
67. Ледовский А.Н. Электрические машины с высококоэрцитивными постоянными магнитами – М: Энергоатомиздат, 1985.168с.
68. Вольдек А. И. Электрические машины. Машины переменного тока / А.И. Вольдек: Учебник для вузов. – СПб: Питер, 2010.-350.: ил.
69. Зенкевич О.К. Метод конечных элементов в технике. — М.: Мир, 1989.
70. ГОСТ Р51990-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Классификация – Изд-во стандартов, 2003.

71. Патент на изобретение №2182258 C2 F 03 D 3/06. Ротор типа Савониуса / Соловьев А.П. (Россия). – №94045216/06; Заявлено 27.12.1994; Опубл. 27.10.1996.
72. Денисинко О.Г. и др. Преобразование и использование ветровой энергии. – Киев: Техника, 1992. – 174с.
73. Банин Р.В., Кутепов В.Н. Разработка конструкции ВЭУ для водоснабжения фермерского хозяйства. Вестник ЧГАУ.Т.44. – Челябинск, 2005, с.12-15.
74. Справочник по преобразовательной технике. Под ред. чл.- корр. АН УССР И.М. Чиженко. К., "Техника", 1978. – 446 с. – с. 171.
75. Абрамов Н.Д., Харитонов В.П. Вибрационные электронасосы и их использование с возобновляемыми источниками энергии. – «Механизация и электрификация сельского хозяйства». М., 2000, №11 с. 14-15.
76. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 280 с.
77. Городских А.А., Чарыков В.И., Харин В.В. Инновционные решения в ветроэнергетике адаптированные к условия работы при невысоком ветровом режиме// Международный научно-исследовательский журнал. Успехи современной науки, 2016. – №11 - с.45-49.
78. Евдокимов А.А., Чарыков В.И., Саттаров Р.Р., Игнатьев С.Г., Городских А.А. Расчет магнитной системы магнитоэлектрических генераторов мощностью до 10 кВА для ветроэнергетических установок// Электротехнические и информационные комплексы и системы, 2018.- №1 – С. 27-34.

Научное издание

ВОПРОСЫ ТЕОРИИ И ИННОВАЦИОННЫХ
РЕШЕНИЙ ПРИ КОНСТРУИРОВАНИИ
ТИХОХОДНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ

ЕВДОКИМОВ А.А., ЧАРЫКОВ В.И., БУТОРИН В.А.

МОНОГРАФИЯ

Главный редактор: Краснова Наталья Александровна – кандидат экономических наук, доцент, руководитель НОО «Профессиональная наука»

Технический редактор: Гусева Ю.О.

Издательство НОО «Профессиональная наука»



ISBN 978-5-908003-12-4



Усл. печ. л 4,0
Объем издания 23,0 МВ
Оформление электронного издания:
НОО Профессиональная наука, mail@scipro.ru
Дата размещения: 15.10.2025 г.
URL: http://scipro.ru/conf/wind_generators10_25.pdf