

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

На правах рукописи

Сироткин Евгений Анатольевич

**СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ**

05.14.08 – Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Соломин Евгений Викторович

Челябинск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Особенности эксплуатации ветроэнергетических установок	10
1.1. История развития ветроэнергетики.....	10
1.2. Актуальность применения ветроэнергетических установок.....	11
1.3. Особенности эксплуатации ветроэнергетических установок	17
1.4. Анализ существующих устройств, систем и способов аварийного торможения ветроэнергетических установок	20
1.5. Анализ статистических данных по авариям на ветроэнергетических установках.....	24
1.6. Выводы по главе.	31
2. Теоретическое описание системы аварийного торможения ветроэнергетической установки	32
2.1. Состав системы аварийного торможения ветроэнергетической установки	32
2.2. Математическое описание работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки	34
2.3. Разработка универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.....	36
3. Исследование работы универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.....	47
3.1. Выбор и описание ветроэнергетической установки для разработки конструкции системы аварийного торможения.....	47
3.2. Разработка системы аварийного торможения для ВЭУ-3	50
3.3. Разработка компьютерной модели системы аварийного торможения ВЭУ-3	59

3.4. Компьютерное моделирование работы системы аварийного торможения ВЭУ-3.	64
3.5. Расчет устойчивости системы аварийного торможения ВЭУ-3	73
3.6. Экспериментальное исследование работы системы аварийного торможения ВЭУ-3	75
3.7. Обработка и анализ результатов, полученных в ходе экспериментального исследования	82
4. Способ реализации системы аварийного торможения ВЭУ-3.....	86
4.1. Функциональная схема системы аварийного торможения ВЭУ-3..	86
4.2. Состав системы аварийного торможения ВЭУ-3.....	87
Заключение	93
Список литературы	96
Приложение А. Расчет и оптимизация редуктора для системы аварийного торможения ВЭУ-3	112
Приложение Б. Листинг программы управления для микроконтроллера системы аварийного торможения ВЭУ-3	117
Приложение В. Документы о внедрении результатов диссертационного исследования.....	138

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Ветроэнергетика – динамично развивающаяся отрасль энергетической промышленности во многих ведущих странах мира. На территории России ветроэнергетические установки наиболее востребованы и экономически целесообразны для электроснабжения отдаленных децентрализованных объектов. Преимущественно такие объекты расположены на северных и дальневосточных территориях страны и имеют характер стратегически важных объектов (оборонительные и навигационные объекты, станции ресурсодобывающих компаний и т.п.). Однако повышенные ветровые нагрузки указанных регионов и отсутствие возможности контроля за работой ветроэнергетических установок со стороны человека создают высокие риски их эксплуатации. Наиболее распространенными аварийными случаями при эксплуатации ветроэнергетических установок являются: разрушение лопастей из-за превышения частоты вращения ротора, перегрев обмоток генератора, разрушение конструкции из-за повышенных вибрационных колебаний. Как правило, для предотвращения перечисленных негативных факторов в ветроэнергетических установках используются системы торможения. Существующие способы торможения ветроэнергетических установок делятся на два типа: торможение с использованием электрического генератора и механическое торможение ветроколеса. Первый способ торможения является менее пригодным для торможения ветроэнергетических установок при скорости ветра выше 11 м/с, т.к. электрические генераторы агрегатов конструктивно рассчитаны на номинальный режим работы при 11 м/с. При более высоких скоростях ветра возникнет риск перегрева обмоток генератора. Второй способ торможения является более предпочтительным, т.к. механические элементы систем торможения способны выдерживать большие динамические и температурные нагрузки. Кроме того, согласно ГОСТ Р 51991-2002 все ветроэнергетические установки, номинальная мощность которых выше 4 кВт, должны иметь как минимум две независимые

системы торможения – рабочую и аварийную, т.е. механическая система торможения может использоваться в качестве дополнительной к системе торможения электрическим генератором.

На данный момент отсутствуют надежные механические системы торможения, которые обеспечивали бы безопасную и стабильную эксплуатацию ветроэнергетических установок при повышенных скоростях ветра (более 11 м/с). Это подтверждают статистические данные по авариям на ветроэнергетических установках – на каждой пятой эксплуатируемой установке в мире происходит аварийная ситуация с последующим полным выходом ее из строя. Таким образом, обеспечение безопасности эксплуатации ветроэнергетических установок является актуальной темой, чему посвящена данная работа.

Степень разработанности темы исследования. Исследованиями в области совершенствования конструкций ветроэнергетических установок занимались следующие российские ученые: Н.Е. Жуковский, Д.С. Стребков, В.П. Ветчинкин, П.П. Безруких, В.В. Елистратов, О.С. Попель, В.М. Ляхтер, Г.Х. Сабинин, Е.М. Фатеев, В.Н. Андриянов, В.И. Велькин, В.Г. Николаев, Н.В. Красовский, А.Ф. Дьяков, Э.М. Перминов, Ю.Г. Шакарян, В.Р. Вашкевич, Д.Н. Быстрицкий, Я.Б. Данилевич, Г.И. Денисенко, В.А. Минин, Е.И. Куклин, М.В. Кузнецов, В.И. Виссарионов, В.В. Харитонов, Я.И. Шефтер и другие.

Цель работы – повышение безопасности эксплуатации ветроэнергетической установки путем интеграции в ее состав системы аварийного торможения и исследование эффективности работы интегрированной системы аварийного торможения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Провести анализ статистических данных по авариям ветроэнергетических установок. Определить виды аварий, их причины и оценить последствия аварийных случаев.

2. Выявить и проанализировать существующие способы аварийного торможения ветроэнергетических установок. Сформулировать требования к системам аварийного торможения ветроэнергетических установок.

3. Разработать математическую модель и алгоритм управления системы аварийного торможения ветроэнергетических установок. На их основе создать универсальную компьютерную модель для исследования влияния системы аварийного торможения на процесс эксплуатации ветроэнергетической установки.

4. Разработать конструкцию системы аварийного торможения ветроэнергетической установки. Провести компьютерное моделирование работы спроектированной системы аварийного торможения.

5. Провести экспериментальное исследование для проверки адекватности созданной универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Объект исследования – ветроэнергетическая установка.

Предмет исследования – влияние работы системы аварийного торможения на безопасность эксплуатации ветроэнергетической установки.

Научная новизна работы:

1. Впервые приведены статистические данные аварий на ветроэнергетических установках по всему миру.

2. Приведено математическое описание процессов, влияющих на принятие решения о необходимости торможения ветроэнергетической установки.

3. Получены результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки. Получены результаты экспериментального исследования работы системы торможения ветроэнергетической установки, подтверждающие корректность созданной компьютерной модели.

Теоретическая значимость:

1. Приведены общемировые статистические данные по авариям на ветроэнергетических установках.
2. Приведено математическое описание процессов, влияющих на принятие решения о необходимости торможения ветроэнергетической установки.

Практическая значимость:

1. Разработана конструкция системы аварийного торможения для вертикально-осевой ветроэнергетической установки мощностью 3 кВт.
2. Разработана универсальная компьютерная модель, предназначенная для исследования влияния системы аварийного торможения на процесс работы ВЭУ.
3. Разработана программа управления для контроллера системы аварийного торможения ВЭУ-3.
4. Результаты диссертации получили внедрение на предприятиях: ООО НПП «Учтех-ПРОФИ», ООО НИИ «Уралмет» и ООО «Инпроавтоматика». Кроме того, результаты работы используются в образовательном процессе ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)».

Исследования и разработки по теме диссертации были поддержаны:

- стипендией Президента РФ молодым ученым и аспирантам;
- стипендией Законодательного собрания Челябинской области;
- грантом в рамках программы «УМНИК».

Методология и методы исследований. При выполнении работы использовались методы математического моделирования для теоретического описания системы аварийного торможения ВЭУ. При расчете редуктора использовалась методика проектирования передач зацеплением с применением ЭВМ, предложенная Устиновским Е.П. Для реализации компьютерной модели системы аварийного торможения ВЭУ применялась

среда MATLAB Simulink, а для проектирования конструкции системы торможения использовался программный комплекс САПР SolidWorks.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Компьютерная модель системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.
2. Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.
3. Результаты экспериментального исследования, подтверждающие адекватность математической и компьютерных моделей системой аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Степень достоверности результатов. Достоверность научных положений, выводов и результатов базируется на использовании известных положений механики, аэродинамики, электромеханики, теории автоматизированного управления, методов моделирования с применением ЭВМ и подтверждается результатами экспериментального исследования.

Апробация работы. Основные результаты работ и исследований по теме диссертации были представлены на следующих конференциях:

1. Первый международный форум «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности – REENFOR» (РАН, Москва, 2013 г.);
2. XLII научно-практическая конференция с международным участием «НЕДЕЛЯ НАУКИ СПбГПУ» (Санкт-Петербург, 2013 г.);
3. IX Всероссийская научная молодежная школа с международным участием «Возобновляемые источники энергии» (МГУ им. Ломоносова, Москва, 2014 г.);
4. IX Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения» (КГЭУ, Казань, 2014 г.);
5. Краснодарский весенний форум «Энергоэффективность и инновации» (Сочи, 2014 г.);

6. Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» (УрФУ, Екатеринбург, 2014 г.);

7. 1st International Conference on Industrial Engineering (ЮУрГУ, Челябинск, 2015 г.);

8. Innovational Energy Engineering conference (ПНИПУ, Пермь, 2015 г.);

9. XI International IEEE Scientific and Technical Conference (ОмГТУ, Омск, 2017 г.);

10. International Ural Conference on Green Energy (ЮУрГУ, Челябинск, 2018 г.);

11. Международная научно-практическая конференция «электротехнические комплексы и системы» (УГАТУ, Уфа, 2018 г.);

12. Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon-2019» (ДвФУ, Владивосток, 2019 г.).

Публикации. По теме работы опубликовано 16 работ в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК, из них 7 статей индексируется наукометрическими базами Scopus и Web of Science, получено 3 патента РФ на полезные модели и 1 свидетельство на программу ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, изложенных на 141 странице машинописного текста, содержит 29 страниц приложений, 65 рисунков, 9 таблиц, список используемой литературы из 133 наименований.

1. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. История развития ветроэнергетики

Человечество начало использовать энергию ветра еще с древних времен. Раньше всего человек научился делать парусные лодки, которые двигались за счет энергии ветра. В Древней Персии ветряные мельницы широко применялись для переработки зерна [67]. После арабских завоевательных походов эта технология распространилась по всему исламскому миру и даже дошла до Китая [70].

В Европе ветряные мельницы появились в XI веке. Два века спустя они стали играть важную роль в жизни европейских стран, особенно в Голландии [84]. В Америке ветроэнергетические установки широко использовались при освоении западных территорий для подъема воды из скважин и на лесопилках [72].

На первом этапе ветроэнергетические установки применялись для преобразования кинетической энергии ветра в механическую энергию на валу ветроколеса, которая затем приводила в действие различные механизмы. Позже ветроэнергетические установки стали использоваться и для выработки электроэнергии.

Хотя ветер сам по себе несет бесплатную энергию, но затраты на создание и эксплуатацию ветроэнергетических установок таковы, что стоимость вырабатываемой электроэнергии оказывается относительно высокой. Освоение более дешевых технологий использования жидкого органического топлива и природного газа тормозило развитие возобновляемых источников энергии, и ветроэнергетику в частности.

По окончании Второй мировой войны в связи с низкой стоимостью нефти интерес к ветроэнергетике резко упал и лишь в 1973 г. после произошедшего топливно-энергетического кризиса разработки по

ветроэнергетическим установкам вновь стали интенсивно возрождаться во многих странах мира [83].

Ветровую энергию можно рассматривать как одну из форм проявления солнечной энергии, потому что Солнце является тем первоисточником, который влияет на погодные явления на всей планете. Ветер возникает из-за неравномерного нагрева Солнцем поверхности земли. Поверхность воды и территории, закрытые облаками, нагреваются намного медленнее; соответственно, поверхность земли, доступная для солнечного излучения, нагревается быстрее. Воздух находящийся над нагретой поверхностью, расширяется и поднимается вверх, создавая области пониженного давления. Воздух из областей повышенного давления перемещается в направлении областей низкого давления, тем самым создавая ветер [76].

По различным данным общая потенциально доступная кинетическая энергия на Земле, содержащаяся в ветровом потоке, оценивается в 50...300 млрд. кВт·ч в год. Однако для технического освоения из этого количества энергии доступно только 1,5% [32]. Главное препятствие при извлечении полезной энергии из ветрового потока заключается в его рассеянности и непостоянстве.

1.2. Актуальность применения ветроэнергетических установок

В настоящее время ветроэнергетика является отдельной динамично развивающейся энергетической отраслью в ряде развитых и развивающихся стран. В первую очередь это обусловлено неисчерпаемостью ветровых ресурсов в отличие от углеводородов. Мнения аналитиков в вопросе ограниченности углеводородных ресурсов расходятся, однако наиболее скептические прогнозы сообщают о том, что нефтяные запасы могут начать заканчиваться в ближайшие 50 лет (по прогнозу аналитиков из Бритиш Петроулиум) [12]. Во-вторых, ветроэнергетика считается весьма экологичным

способом производства электроэнергии, что тоже дает ей значительный приоритет над топливной энергетикой.

В целом, на конец 2018 года мировая установленная мощность всех ветроэнергетических составила почти 600 ГВт (рисунок 1.2.1) [27]. Все ветроэнергетические установки, эксплуатируемые во всем мире к середине 2018 года, генерировали около 4,7% мировой электроэнергии [123].

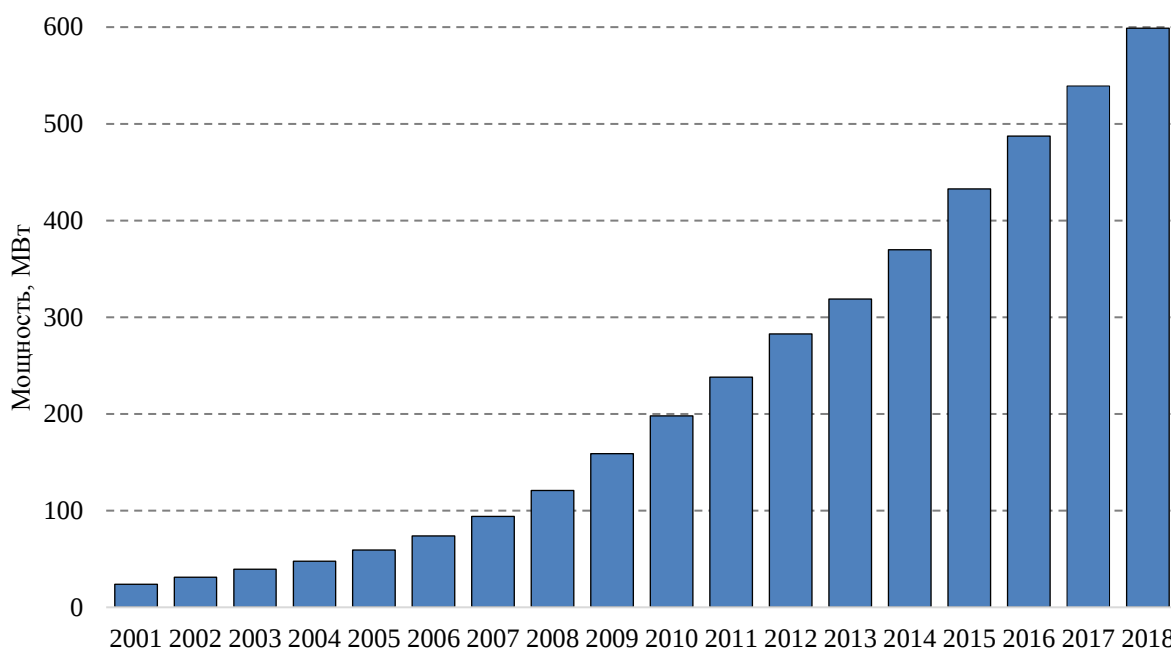


Рисунок 1.2.1 – Общая установленная мощность ветроэнергетических установок во всем мире с 2001 по 2018 года.

За последние годы мировым лидером как в области производства ветроэнергетического оборудования, так и в области установленной ветровой мощности является Китай (таблица 1.1) [9,29]. Следом за Китаем идут США и страны Европы [6,57,22]. Общемировая тенденция показывает стремительное увеличение ветровых мощностей в общем энергобалансе [38,121,122]. Отсюда следует перспективность и востребованность развития данной отрасли.

Таблица 1.1 – Установленная ветровая мощность в странах-лидерах в области ветроэнергетики с 2013 по 2016 года.

Страна	Общая установ. мощность на конец 2016	Добав. мощность за первое полугодие 2016	Общая установ. мощность на конец 2015	Добав. мощность за первое полугодие 2015	Общая установ. мощность на конец 2014	Добав. мощность за первое полугодие 2014	Общая установ. мощность на конец 2013	Добав. мощность за первое полугодие 2013
	МВт							
Китай	158 000	10 000	148 000	10 101	114 763	7 175	91 324	80 827
США	74 696	830	73 867	1 994	65 754	835	61 108	59 884
Германия	47 420	2 389	45 192	1 991	40 468	1 830	43 660	32 458
Индия	27 151	2 392	24 759	1 297	22 465	1 112	20 150	19 564
Испания	22 987	-	22 987	-	22 987	-	22 959	22 918
ВБ	13 940	320	13 614	872	12 440	649	10 711	9 776
Канада	11 298	109	11 205	510	9 694	723	7 698	6 578
Франция	10 861	568	10 293	523	9 296	338	8 254	7 697
Бразилия	9 810	1 095	8 715	838	5 962	1 301	3 466	2 788
Италия	9 101	143	8 958	124	8 663	30	8 551	8 417
Швеция	6 338	309	6 029	157	5 425	354	4 470	4 271
Польша	5 300	200	5 100	283	3 834	337	3 390	2 798
Турция	5 146	428	4 718	431	3 763	466	2 959	2 619
Дания	5 089	25	5 064	76	4 883	83	4 772	4 578
Португалия	5 040	6	5 034	-	4 953	105	4 724	4 547
Остальной мир	44 309	2 900	41 409	2 600	35 968	2 275	29 718	26 861
Итого	456 486	21 714	434 944	21 678	371 317	17 613	318 914	296 581

Что касается перспективности использования ветроэнергетических установок в Российской Федерации, то здесь в первую очередь следует рассматривать те объекты и территории, где было бы рентабельным применение ветроэнергетического оборудования по сравнению с традиционными источниками энергии.

Две трети территории России на данный момент все еще являются не электрифицированными централизованной сетью [21,26]. Этот факт вполне объясним с экономической точки зрения – стоимость проведения линий электропередач и затраты на их эксплуатацию и обслуживание будут очень велики и могут крайне долго по времени окупаться [17,58]. Однако следует учитывать, что территории, которые не подключены к общей энергосети, уже сейчас в определенной степени охвачены децентрализованным и автономным

энергоснабжением [2]. Но стоимость 1 кВт·ч на отдаленных объектах может достигать 100 рублей и выше [3,41]. Такая высокая цена обусловлена низким уровнем развития используемых там энергетических технологий. По разным оценкам на энергетически децентрализованной территории страны проживает от 10 до 25 млн. человек [51,46,52]. Более 50 регионов считаются энергодефицитными, что ставит их собственную энергобезопасность под угрозу.

На рисунке 1.2.2 приведен ночной съемок евразийского континента со спутника [45]. По фотографии видно, что в большей степени подсвечены (электрифицированы) европейская (западная) и южная части России. А самыми «темными» являются северные и дальневосточные территории.



Рисунок 1.2.2 – Ночной съемок евразийского континента со спутника.

На рисунке 1.2.3 представлено распределение среднегодовых скоростей ветра на территории РФ и на прилегающих к ней территориях [63]. При сравнении рисунков 1.2.2 и 1.2.3, наибольшие среднегодовые скорости ветра наблюдаются как раз на «не подсвеченных» северных и дальневосточных территориях. Северные прибрежные регионы страны находятся в зеленой области ветровой нагрузки, это соответствует диапазону скорости ветра в

5...10 м/с. А некоторые дальневосточные, в особенности Камчатский полуостров, находятся в зоне устойчиво высоких скоростей ветра 10...15 м/с (на рисунке 1.2.3 помечено желтым цветом).

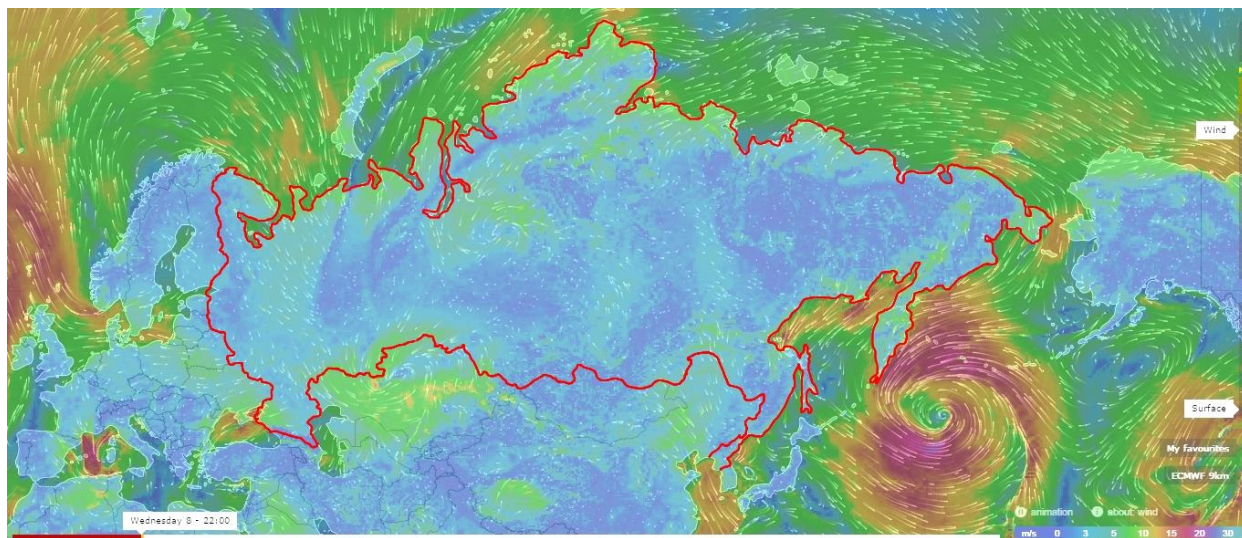


Рисунок 1.2.3 – Развертка сферической карты распределения среднегодовых скоростей ветра на территории РФ и на прилегающих к ней территориям (граница РФ выделена красным цветом).

В 2015 году Правительство РФ утвердило стратегию развития Арктической зоны и обеспечение национальной безопасности на период до 2020 года [111]. Такие действия обусловлены тем, что северные территории богаты полезными ископаемыми. По оценкам ООН стоимость запасов полезных ископаемых на арктических территориях РФ составляет более 21 триллиона долларов [108].

Только на Ямале добывается порядка 90% российского газа [113]. Кроме того, уникальность этого полуострова заключается еще и в том, что он равноудален от Пекина и Парижа. Т.е. в нынешних геополитических условиях регион может стать центром поставок энергоносителей на весь континент [127].

Кроме ресурсодобывающих компаний, освоением северных территорий занимаются и государственные ведомства: Министерство обороны, Роскосмос, Спецстрой [110,115,97]. В частности, на северных побережьях устанавливаются объекты с радиолокационным оборудованием, системы

противовоздушной обороны, спутниковые системы ГЛОНАСС и т.п. [88,90,91,99].

Для энергоснабжения таких объектов как раз могут быть использованы ветроэнергетические установки [73,89]. При чем, выгоднее использовать агрегаты, относящие к классу малых ветроэнергетических установок. Во-первых, это экономически выгодно. К примеру, две ветроэнергетические установки мощностью по 25 кВт каждая, в совокупности будут стоить дешевле, чем одна ветроэнергетическая установка мощностью 50 кВт [69]. Во-вторых, на удаленные объекты проще доставлять и монтировать там малогабаритные конструкции, в то время как транспортировка и инсталляция средних и крупных ВЭУ требует специальной транспортной логистики и монтажной техники. В-третьих, несколько малых ветроэнергетических установок обеспечивают большую энергобезопасность объекта, чем одна средняя или крупная установка [107]. В случае выхода из строя одной малой установки, минимальный уровень электроснабжения обеспечат остальные работоспособные малые ВЭУ [131]. И в-четвертых, зачастую удаленные северные объекты не требуют больших энергомощностей [124,77].

Несмотря на привлекательность использования ветроэнергетического оборудования в северных регионах, необходимо учитывать особые погодные и географические условия тех мест:

1. Температурные диапазоны. Климат Арктики считается одним из наиболее суровых и холодных на планете [78]. Минимальные температуры в этих районах иногда снижаются до $-57,7^{\circ}\text{C}$ на острове Врангеля, -62°C на Таймыре (Гремяка, Имангда), до -67°C на Ямале (Аксарка), до $-46,3^{\circ}\text{C}$ на Шпицбергене. Средняя температура февраля на мысе Челюскин $-28,2^{\circ}\text{C}$, июля $+1,4^{\circ}\text{C}$, среднегодовая $-14,5^{\circ}\text{C}$, минимальная $-48,8^{\circ}\text{C}$ [103,98,104]. В летние периоды в отдельных регионах температура воздуха может достигать 30°C [66].

2. Соляной морской туман. В определенные периоды года влажность воздуха в прибрежных арктических местах может достигать 90% [116]. При этом, в воздухе присутствует высокая концентрация морской соли [128,80]. Этот фактор крайне негативно сказывается на всех металлических конструкциях, которые располагаются в прибрежных зонах. А морские соляные туманы лишь усиливают процессы коррозии металлов. Поэтому все металлические элементы ВЭУ должны быть изготовлены из соответствующих коррозионностойких марок стали и иметь антикоррозионные покрытия.

3. Транспортная недоступность. На данный момент существует только два способа доставлять людей и технику в арктические территории: по воздуху и по воде [100]. Последний вариант является относительно долгим и ненадежным из-за переменчивости погодных условий в море [129]. Авиационное сообщение с Арктикой поддерживается, однако количество пригодных аэродромов невелико [96]. Железнодорожное и автотранспортное сообщения с севером страны на данный момент отсутствуют [95,133]. Тем не менее, разработанная Правительством РФ программа по освоению Арктики подразумевает создание транспортной инфраструктуры [112].

4. Отсутствие возможности контроля со стороны человека. Ключевыми объектами энергоснабжения на северных территориях страны являются автономные системы (к примеру, комплексы ПВО или радиовышки ГЛОНАСС) [88,90]. Такие объекты, как правило, не подразумевают регулярного контроля со стороны человека и должны быть максимально автоматизированы. Система энергоснабжения этих объектов должна быть организована так, чтобы вероятность аварии сводилась к минимуму.

1.3. Особенности эксплуатации ветроэнергетических установок

Ветроэнергетические установки оптимизируют таким образом, чтобы они вырабатывали наибольшее количество энергии при наиболее вероятных скоростях ветра (как правило, 11 м/с) [118,55]. А конструировать ВЭУ для

более высоких скоростей ветра было бы экономически неэффективно, поскольку большие скорости ветра случаются довольно редко [82]. Но, тем не менее, существует необходимость в регулировании всех ВЭУ при быстрых ветрах. В противном случае, может произойти разрушения ротора установки или перегрузка силовых передач [119]. Все это приведет к практически полному разрушению ветроэнергетической установки, а также возникновению опасности для близлежащих объектов и возможным человеческим травмам. Такие аварийные факторы можно было бы избежать путем повышения прочности конструкции подвижных элементов ветроэнергетической установки, но тогда увеличатся и массогабаритные характеристики, что в свою очередь приведет к снижению КПД (за счет громоздкости конструкции) и увеличению стоимости изделия [28].

Кроме того, во время работы ВЭУ в генераторе возникают потери энергии, в результате чего происходит выделение тепла [94]. Хотя КПД современных генераторов очень высок, абсолютные потери достаточно велики, что приводит к значительному повышению температуры активной стали, меди и изоляции [92]. Повышение температуры конструктивных элементов, в свою очередь, ведёт к их постепенному разрушению и уменьшению срока службы генератора, в крайнем случае – это может привести к возгоранию некоторых элементов генератора [93]. К тому же, магнитные составляющие генератора начинают терять свои магнитные свойства при высокой температуре (свыше 150 °C). Обычно в промышленности и машиностроении для предотвращения возникновения данного негативного фактора применяют различные системы охлаждения [101,114]. Но поскольку установка охлаждающей системы на ВЭУ экономически и практически нецелесообразна, то будет более приемлемо, если системы регулирования частоты вращения ветроколеса будут адаптироваться под температуру генератора и предотвращать его перегрев.

Практика эксплуатации ветроэнергетических установок показала, что при определенной частоте вращения могут возникать резонирующие колебания мачты и ротора [126]. При этом резонансная частота вращения может быть значительно меньше предельной частоты вращения. К примеру, для вертикально-осевой установки мощностью 3 кВт «ВЭУ-3» резонансная частота наступает при вращении на 67 об/мин и 120 об/мин [120]. Хотя предельная скорость вращения составляет 180...200 об/мин. Ветровой поток по своей природе обладает волнообразной характеристикой, следовательно, ветроэнергетическая установка будет то разгоняться, то замедляться (амплитудные скачки разгона и торможения будут более сглаженными, чем у ветрового потока, за счет инертности конструкции) [87]. В результате постоянного разгона и торможения ветроэнергетическая установка время от времени проходить через резонансную частоту вращения. Если процесс разгона или торможения ротора происходит относительно быстро, то длительность пребывания в резонансном состоянии будет непродолжительной. Однако если по каким-либо причинам изменение частоты вращения ротора происходит с малой скоростью, то время пребывания установки в состоянии резонанса увеличивается. Продолжительные нагрузки резонансных вибраций приведут к разрушению конструкции. Как известно, вибрационный эффект приводит к повышенному снижению долговечности агрегата, происходит разрушение подшипников, растрескивание фундамента, возникает радиальное биение – эти негативные воздействия приводят к разрушению ВЭУ и создают опасность при ее эксплуатации [68].

Таким образом, для безопасной и стабильной эксплуатации ветроэнергетических установок необходимо оснащать их системами управления и аварийного торможения для предотвращения возникновения негативных факторов, перечисленных выше.

1.4. Анализ существующих устройств, систем и способов аварийного торможения ветроэнергетических установок

Ветроэнергетическая промышленность имеет весьма широкий набор различных систем, отвечающих за стабильность работы ВЭУ и предотвращение аварийных ситуаций. Однако следует различать системы управления мощностью ветроэнергетическими установками, системы регулирования и системы торможения, т.к. у каждого вида систем имеется своя конкретная и узконаправленная задача или задачи.

К системам управления мощностью относятся, как правило, системы, которые позволяют осуществлять мониторинг, анализ текущего состояния ветроагрегата, и в зависимости от заданной программы влиять на работу ВЭУ, в том числе и затормаживать ее [9]. Но важным нюансом здесь является то, что системы управления мощностью ВЭУ не рассчитаны на аварийные ситуации, когда случается отказ каких-либо элементов самой системы управления и ветроагрегата в целом [33]. Таким образом, такие системы не устанавливаются на ВЭУ как единственные, а дополняются устройствами или другими системами, отчасти дублирующими функционал основной системы [4].

Системы регулирования ВЭУ преимущественно включают в себя системы, удерживающие или ограничивающие основные характеристики работы ВЭУ в допустимых диапазонах [64]. Как правило, в таких системах регулируемым параметром является скорость вращения ротора ВЭУ [5].

Системы аварийного торможения в большинстве своем устанавливаются на ветроэнергетические установки в дополнение основной системе управления или регулирования ВЭУ. Основной задачей системы торможения в данном случае будет предотвращение бесконтрольной работы ВЭУ и предотвращение возможных аварийных последствий в случае отказа основной системы управления или каких-либо других компонентов ветроагрегата [49]. В данной работе внимание будет уделено именно таким системам аварийного торможения ВЭУ.

Ниже представлены результаты проведенного поиска и анализа существующих систем и способов аварийного торможения ВЭУ среди отечественных и зарубежных разработок:

1. Колодочные тормоза.

Данный тип аварийных систем торможения является самым распространённым среди остальных [23]. По своему устройству указанный тип тормозов очень схож с автомобильными дисковыми тормозами. На валу ветроколеса устанавливается тормозной диск, и по бокам диска располагаются тормозные колодки [30]. При необходимости торможения колодки сжимают тормозной диск и начинается процесс торможения. Колодочные тормозные системы могут иметь два типа приводов: электрический и гидравлический [42,50].

Системы с электрическим приводом могут иметь редуктор, либо иные механические передачи, преобразующие вращательно движение в поступательное [60].

Преимущества:

- данный тип тормозных устройств обладает высокой надежностью, поскольку конструкция во многом заимствована из автомобильной промышленности, где прошла многолетнюю отработку [61,31];

- также, колодочные тормозные системы ВЭУ позволяют обеспечивать высокие тормозные моменты за счет того, что тормозные диски могут масштабироваться до необходимых размеров, тем самым создавая большее плечо для приложения тормозного моменты [56];

- кроме того, колодочные тормоза способны работать даже при высоких температурах [65] – это позволяет им поглощать большое количество избыточной мощности на ветроколесе без ущерба для конструкции.

Недостатки:

- весьма важным недостаток данного типа тормозов являются их значительные габаритные размеры и невозможность компактного

расположения внутри конструкции ВЭУ, что делает применимыми их только на крупных ВЭУ, которые имеют вместительные гондолы [10];

- также, к недостаткам относится высокое энергопотребление тормозной системы, т.к. в течение всего времени торможения система тратит электроэнергию на удержание колодок в сжатом состоянии [16];

- в случае, если у данного типа тормозов привод является гидравлическим, то конструкция значительно усложняется из-за добавления в ее состав гидростанции [35].

2. Замыкание обмоток электрического генератора ВЭУ.

Аварийное торможение ветроколеса возможно в некоторых случаях путем замыкания обмоток электрического генератора ВЭУ [8]. При чем замкнуть обмотки генератора может как система управления, так и оператор ветроустановки [34]. Но не стоит путать данный метод аварийного торможения ветроколеса с методом регулирования частоты вращения ротора путем замыкания обмоток генератора с использованием широтно-импульсной модуляции [54]. В последнем случае осуществляется притормаживание ветроколеса, а процесс полного торможения может занять продолжительное время (зависит от ветровых условий, в которых работает ВЭУ) [15].

Преимущества:

- при замыкании обмоток генератора торможение ветроколеса происходит очень быстро после чего оно остается в заторможенном состоянии [36];

- кроме того, для замыкания обмоток генератора достаточно небольшого количества электроэнергии для переключения контактов реле в случае, если данную операцию выполняет автоматика. Для выполнения данной операции человеку достаточно только переключить тумблер, что тоже требует малого количества времени и сил.

Недостатки:

- резкое торможение ротора на большой скорости вращения может привести к деформации или разрушению его механической конструкции [53];
- в процессе торможения на обмотках генератора выделяется большое количества тепла за малый промежуток времени, что может привести к оплавлению или возгоранию обмоток [44];
- затормозить ветроколесо данным способом невозможно, если электрический генератор перегрет, либо возникло нарушение целостности кабеля электрического генератора, идущего к системе управления [24].

3. Комбинированное отключение ВЭУ

Комбинированный способ остановки ветроколеса может включать в себя несколько процедур: аэродинамическое торможение, механическое торможение, торможение генератором [40,11,13]. Данный способ, как правило, применяется на крупных ВЭУ, когда необходимо остановить ветроколесо настолько быстро, насколько это возможно, не причиняя при этом ущерба конструкции [37].

Преимущества:

- процесс торможения ветроколеса может занимать незначительное по продолжительности время по сравнению с остальными способами за счет использования двух или более механизмов торможения.

Недостатки:

- низкая надежность данного способа, т.к. при торможении используются штатные элементы и узлы ВЭУ, которые при аварийной ситуации могут работать некорректно, либо быть выведены из строя.

1.5. Анализ статистических данных по авариям на ветроэнергетических установках

Для оценки необходимости использования систем аварийного торможения следует рассмотреть количество, типы и последствия аварийных ситуаций при эксплуатации ветроэнергетического оборудования.

При поиске статических данных по авариям ветроэнергетических установок использовались: отчетные данные энергетических ведомств различных государств и политических союзов; результаты испытаний и эксплуатации ветроэнергетических установок промышленных предприятий; обзоры профильных ведомств, осуществляющих сбор и аналитику данных по ветроэнергетике; а также использовалась информация, предоставленная различными государственными и международными ассоциациями в области возобновляемой энергетики и ветроэнергетики в частности.

Стоит отметить, что регулярные статистические и отчетные данные по эксплуатации ветроэнергетического оборудования можно найти, начиная с конца 80-х годов прошлого столетия. Кроме того, при анализе данной информации следует учитывать, что в статистические данные попадают аварийные случаи, преимущественно произошедшие на коммерческих или государственных объектах. Учет проблем эксплуатации ветроэнергетических установок частными потребителями весьма сложен, т.к. не существует механизма сбора таких данных. Из этого можно сделать предположение, что приведенные ниже цифровые показатели аварийных случаев на ветроэнергетических объектах являются несколько заниженными и не учитывают в достаточной мере опыта эксплуатации малых ветроэнергетических установок частными потребителями.

По проанализированным данным всего с 1989 по 2018 годы произошло 797822 аварийных случая при эксплуатации ВЭУ [14,62]. На рис. 1.5.1 приведен график с распределением количества аварий по годам. По графику видно, что количество аварий на ветроэнергетических установках с каждым

годом только увеличивается. В 2018 году было зафиксировано наибольшее число – 68834 аварийных случая. Однако следует отметить, что с 2011 года количество аварийных ситуаций имеет незначительную тенденцию роста.

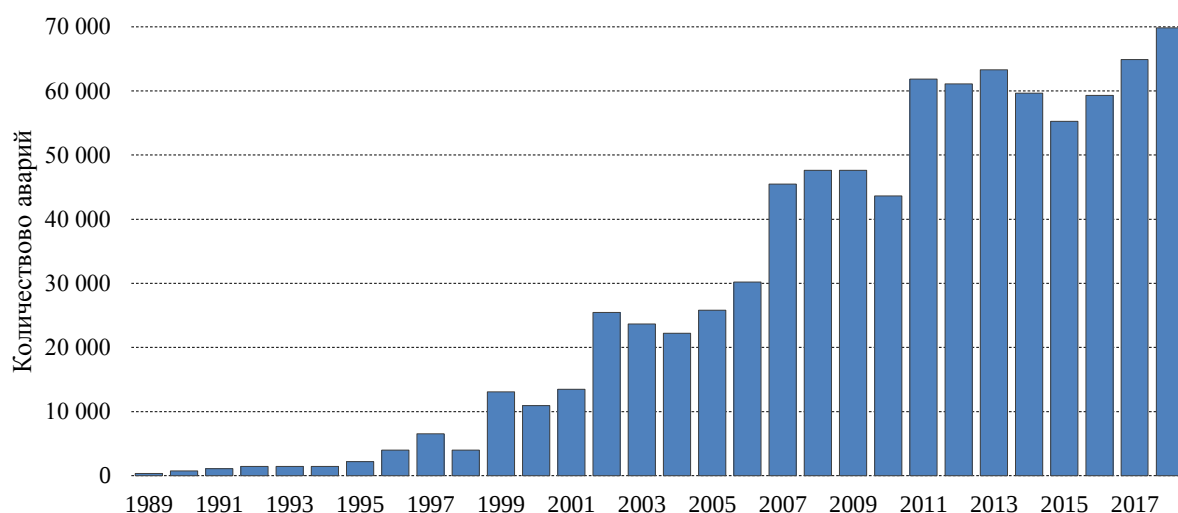


Рисунок 1.5.1 – Количество аварий ветроэнергетических установок (мировые данные).

Для более полного представления картины по аварийности ветроэнергетических установок следует анализировать не только абсолютные значения, но и относительные. Для этого была определена тенденция изменения доли аварийных случаев от общего количества эксплуатируемых ветроэнергетических установок. Поскольку в открытых источниках не представлена информация по общему количеству эксплуатируемых установок во всем мире, это значение было определено путем деления общей установленной ветровой мощности (данные приведены на рисунке 1.2.1) на среднюю мощность ветроэнергетических установок. График изменения средней мощности ветроэнергетических установок представлен на рисунке 1.5.2 [74]. При сопоставлении этих данных было получено количество ветроэнергетических установок, находившихся в эксплуатации в период с 2000 по 2018 годы (рисунок 1.5.3).

Разделив общее количество эксплуатируемых ветроэнергетических установок на общее количество аварийных случаев во всем мире, было получено процентное изменение количества аварий (рисунок 1.5.4).

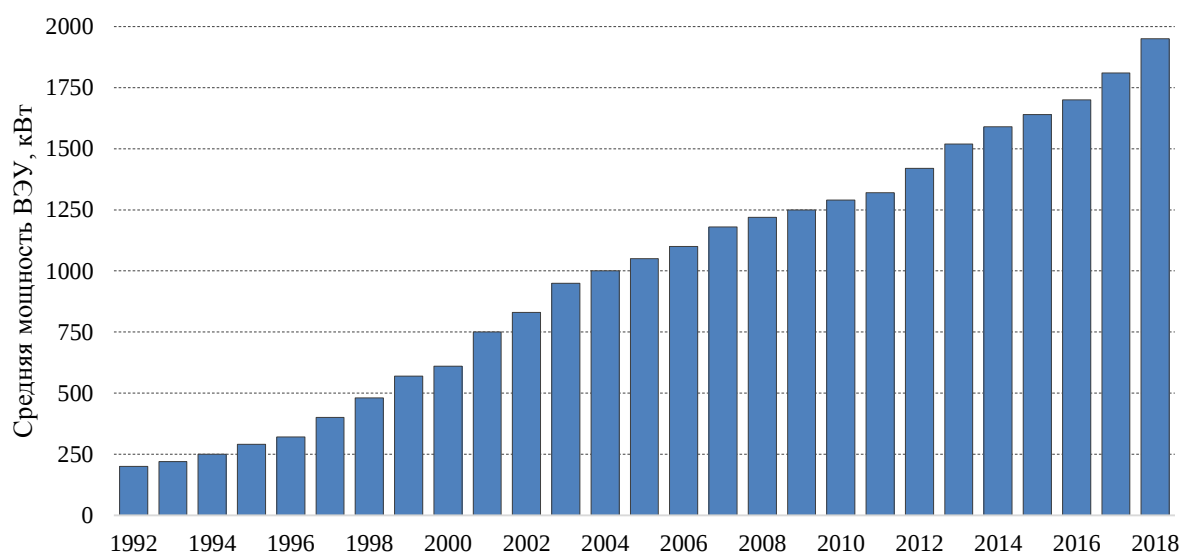


Рисунок 1.5.2 – Средняя мощность ветроэнергетических установок по годам (с 1992 по 2018 года).

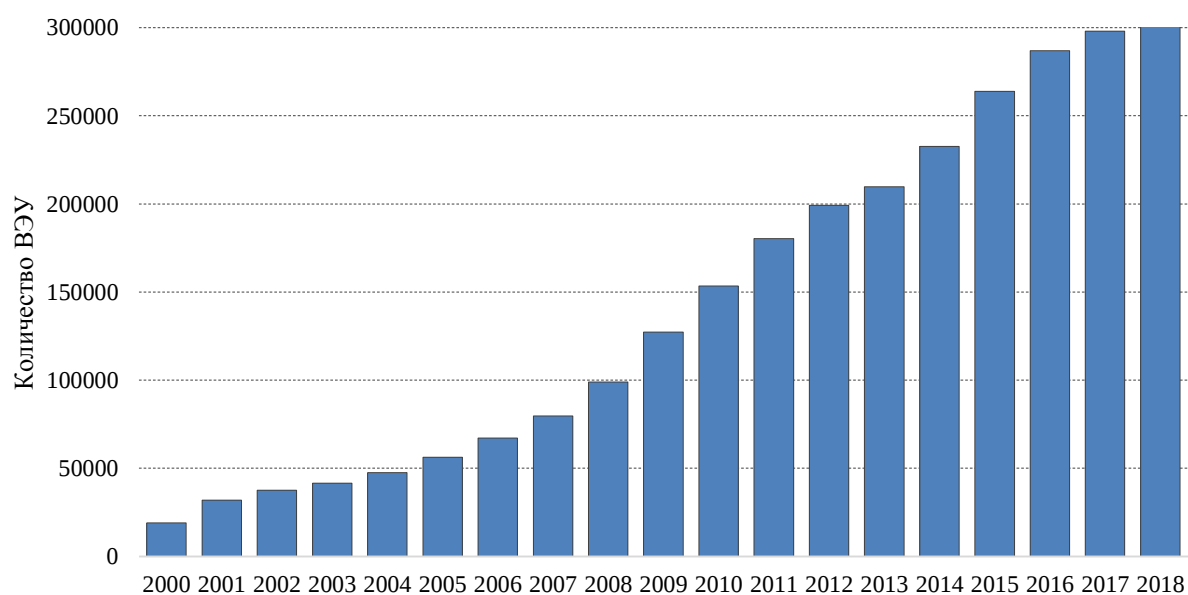


Рисунок 1.5.3 – Количество действующих ветроэнергетических установок в период с 2000 по 2018 года.

По графику видно, что с 2015 года наблюдается стабилизация количества аварий на ветроэнергетических установках вблизи уровня 20%. Снижение количества аварий обуславливается применением на ветроэнергетических установках современных систем управления.

Однако 20-процентный уровень аварийности все еще является достаточно высоким. Аварии на ветроэнергетическом оборудовании влекут за собой экономический ущерб, ущерб здоровью и жизни людей, работающих на ВЭУ или находящихся вблизи, снижение энергобезопасности снабжаемых объектов и т.п.

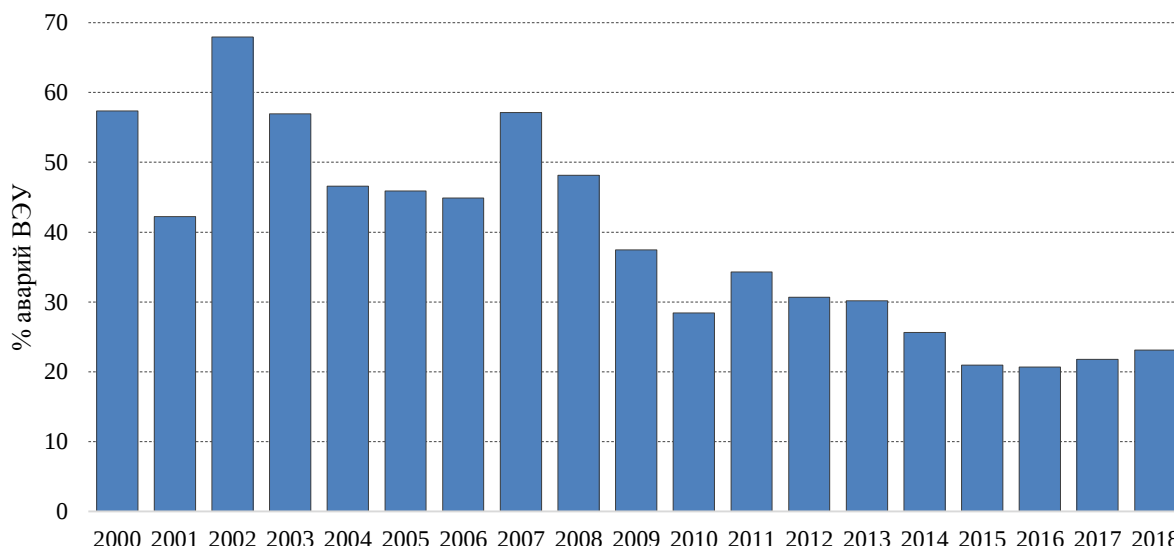


Рисунок 1.5.4 – Доля ветроэнергетических установок, при эксплуатации которых наступал аварийный случай.

На рисунке 1.5.5 приведены последствия аварий, случившихся на ветроэнергетических установках [14]. Наибольший урон при авариях наносится окружающей среде (18% случаев). В 15% случаев аварий происходит повреждение расположенных вблизи транспортных средств осколками разорвавшихся лопастей или других элементов конструкции. 14% случаев аварий ВЭУ сопровождаются человеческими травмами и 9% случаев – человеческими жертвами. В 11% случаев происходит повреждение близстоящих зданий и сооружений. И в одной трети случаев аварии ВЭУ сопровождаются комбинированными последствиями (типами ущерба).

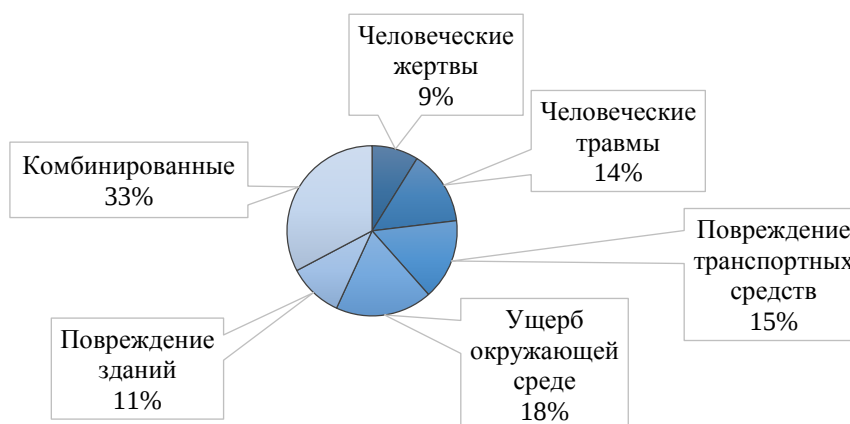


Рисунок 1.5.5 – Типы последствий аварийных случаев на ветроэнергетических установках.

На рисунке 1.5.6 приведено процентное соотношение типов аварий ВЭУ. Наиболее распространенным типом аварии ВЭУ является разрушение лопастей ветроколеса (45%). Также, в 37% случаев аварий происходит возгорание электрического генератора установки. 14% случаев сопровождаются полным разрушением конструкции ветроэнергетической установки. И лишь в 4% случаев происходит поломка отдельных механических элементов ветроагрегата.

На рисунке 1.5.7 приведены причины аварий на ветроэнергетических установках [47]. Наиболее частой причиной аварий ветроэнергетических установок является превышения предельно допустимой скорости вращения ротора, либо техническая невозможность торможения ротора. Кроме того, разрушение лопастей ротора ВЭУ приводит к наиболее частым человеческим травмам, а также повреждению ближайших к ВЭУ инфраструктурных и транспортных объектов. Отсюда следует, что наиболее востребованной технической системой, предназначенной для предотвращения аварий, будет та система, которая ограничивает скорость вращения ротора ветроэнергетической установки вплоть до его полного торможения.

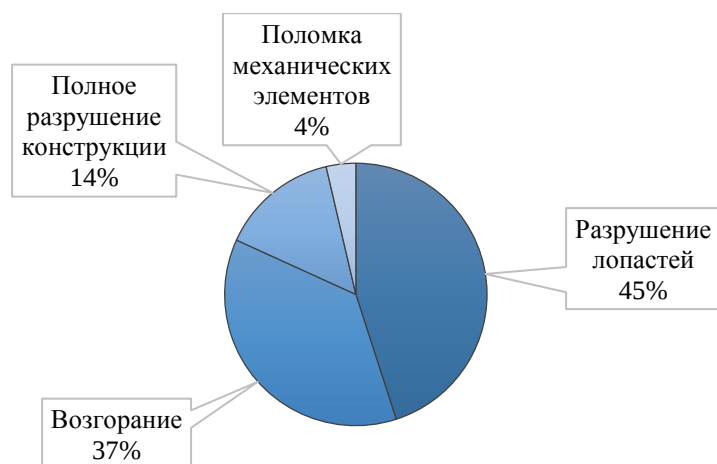


Рисунок 1.5.6 – Типы аварий на ветроэнергетических установках.

Для оценки экономического ущерба от аварий на ветроэнергетических установках необходимо произвести расчет средней стоимости ветроэнергетической установки по каждому классу. В таблице 1.2 приведены такие значения, согласно данным Правительства Великобритании [39]. Далее для расчета были взяты данные по аварийности классов ветроэнергетических установок (рисунок 1.5.8) [47].



Рисунок 1.5.7 – Причины аварий ветроэнергетических установок.

Таблица 1.2 – Стоимость ветроэнергетических установок.

Класс ветроэнергетических установок	Диапазон стоимости, млн. руб.		Среднее значение, млн. руб.
	Минимальное значение	Максимальное значение	
Малые (до 500 кВт)	0,5	100	50,25
Средние (500...1000 кВт)	100	160	130
Крупные (1000 кВт и более)	160	500	330

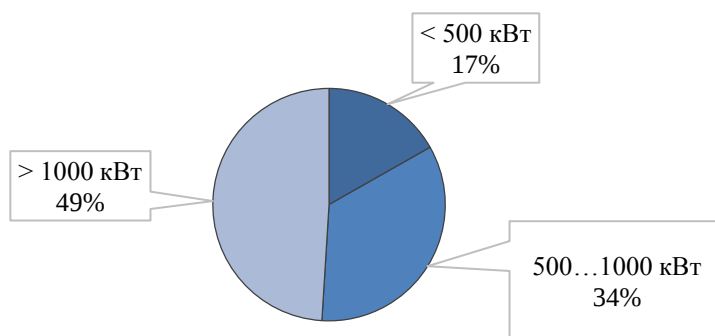


Рисунок 1.5.8 – Аварийность классов ветроэнергетических установок.

Сопоставив данные таблицы 1.2 и рисунка 1.5.8 были получены усредненные значения по экономическим потерям, понесенным в связи с выходом из эксплуатации ветроэнергетических установок. Полученные значения представлены на рисунке 1.5.9. При этом, в расчете не учтен косвенный ущерб, который возникал из-за нарушения электроснабжения объектов. Таким образом, суммарные экономические потери, понесенные в связи с аварийным выходом из эксплуатации ветроэнергетических установок с 1989 по 2018 годы, составили более 171 трлн. руб.

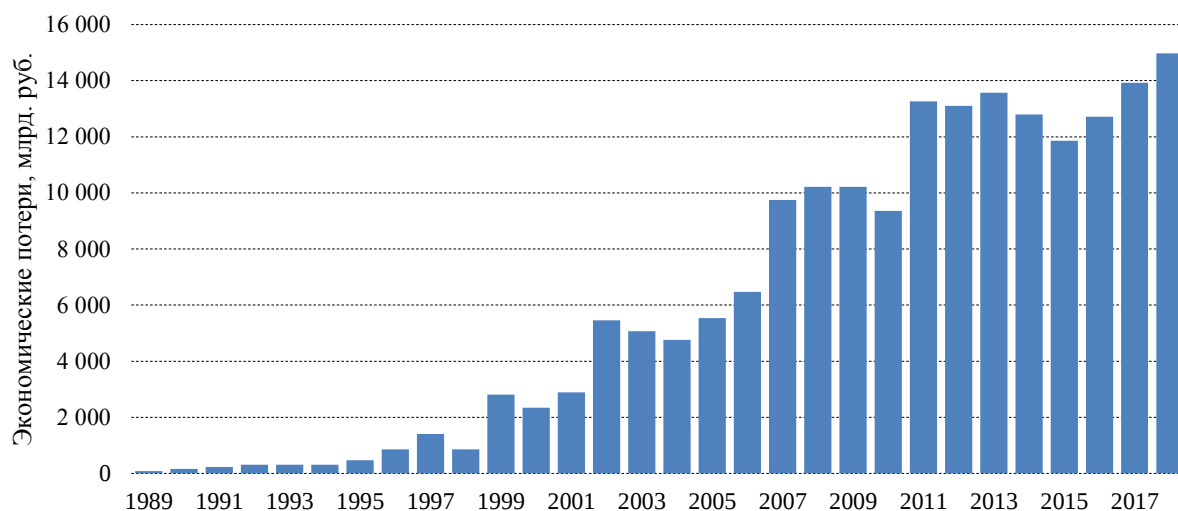


Рисунок 1.5.9 – Экономические потери, понесенные в связи с аварийным выходом из эксплуатации ветроэнергетических установок.

1.6. Выводы по главе.

Проанализировав сведения, приведенные в 1 главе можно утверждать, что современная ветроэнергетическая промышленность все еще нуждается в надежных системах торможения, способных предотвращать аварии на ветроэнергетических установках. Из анализа статистических данных по авариям на установках следует, что наиболее важными характеристиками, по которым следует отслеживать техническое состояние объекта – это частота вращения ротора и температура генератора. Также, следует обеспечивать мониторинг вибрационных колебаний конструкции.

Кроме того, важным требованием для системы торможения ВЭУ является полная автономность от основной системы управления. А также, система торможения должна содержать механические элементы, способные выдерживать повышенные нагрузки.

В целом, система должна обеспечивать безопасные эксплуатационные условия ВЭУ даже при скоростях отдельных порывов ветра, соответствующих 10 баллам по шкале Бофорта. Таким образом, необходимо разработать систему торможения, которая будет соответствовать вышеперечисленным требованиям.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

2.1. Состав системы аварийного торможения ветроэнергетической установки

Для разработки системы аварийного торможения ветроэнергетической установки, соответствующей требованиям, предъявленным в первой главе, было решено выбрать механическую систему торможения, т.к. механические конструкции способны выдерживать значительные динамические и температурные нагрузки. При этом для системы был выбран электрический привод как наиболее надежный приводной механизм и наиболее подходящий к условиям, в которых эксплуатируются ветроэнергетические установки.

На рисунке 2.1.1 представлена структурная схема такой системы торможения. На контроллер поступают данные с со следующих датчиков: температуры генератора, скорости вращения ротора и виброскорости на конструкции ВЭУ. В случае, если хотя бы одна из измеряемых величин достигнет предельного значения, от контроллера поступит сигнал активации на электропривод. Тормозной момент передается от электропривода через механический тормозной блок на ротор ВЭУ, тем самым затормаживая его.

Очевидно, что если хотя бы одна из измеряемых величин стремится превысить свои номинальные значения, то вероятны следующие факты: установившаяся ветровая нагрузка превышает нормальные значения (выше 11 м/с); имеется сбой или неисправность в основной системе управления мощностью ВЭУ; присутствуют иные технические неисправности в энергокомплексе.

Для того, чтобы создать достаточный момент для торможения ВЭУ, необходимо помимо электропривода использовать понижающую передачу – редуктор. Кроме того, это позволит применить электропривод малых габаритов. Даже малые ветроэнергетические установки имеют достаточно

сравнительно высокие значения крутящего момента роторе при скоростях ветра выше 11 м/с по отношению к крутящему моменту распространённых электроприводов.

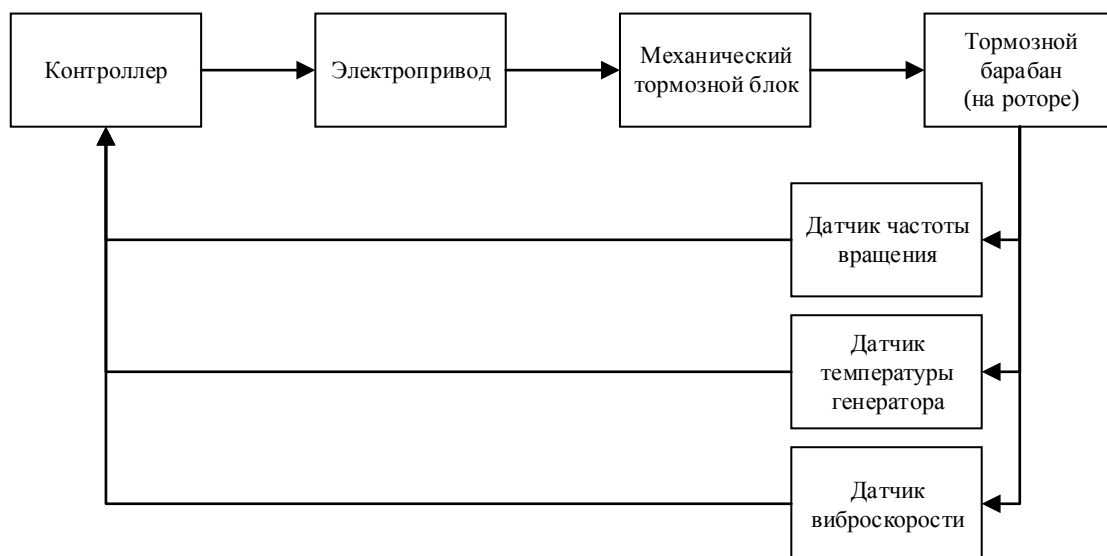


Рисунок 2.1.1 – Структурная схема системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Для удержания ветроколеса в заторможенном состоянии можно применить два способа: активация электропривода в режиме удержания вала, либо применение в механическом блоке самозаклинивающих элементов. Для энергобезопасности всего ветроэнергетического комплекса более предпочтительным является вариант с самозаклинивающими механическими элементами, т.к. в этом случае отсутствуют затраты на питание электропривода. При этом ротор ветроэнергетической установки может находиться в заторможенном состоянии длительное время без существенного разряда аккумуляторных батарей энергетического комплекса. Однако надо иметь в виду, что для деактивации системы (растормаживания ротора) необходимо также затратить электроэнергию на запуск электропривода в реверсивном направлении. Таким образом, система должна учитывать уровень заряда аккумуляторных батарей, чтобы всегда оставалось достаточного количества энергии как минимум для одной активации системы (одного торможения).

2.2. Математическое описание работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки

Для составления математической модели системы торможения, входящей в состав ветроэнергетической установки, необходимо описать динамические параметры ветроколеса. Уравнение в дифференциальном виде, которое описывает динамическое движение (вращение) ротора ветроэнергетической установки:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_a - M_{эм} - M_{торм.}, \quad (2.1)$$

где J – момент инерции системы, ω – угловая скорость ветроколеса; M_a – аэродинамический момент; $M_{эм}$ – электромагнитный момент генератора; $M_{торм.}$ – тормозной момент.

Электромагнитный момент генератора прямо пропорционален току в обмотках генератора:

$$M_{эм} = I \cdot k_{ген.}, \quad (2.2)$$

где I – ток в обмотках генератора, $k_{ген.}$ – коэффициент, соответствующий конструкции и типу генератора.

Аэродинамический момент ротора:

$$M_a = C_p(Z) \frac{\rho \cdot S_{ротора} \cdot V^3}{2 \cdot \omega}, \quad (2.3)$$

где $C_p(Z)$ – коэффициент использования энергии ветра (функция от быстроходности ветроколеса Z); ρ – плотность воздуха; V – скорость набегающего потока ветра; $S_{ротора}$ – ометаемая площадь ветроколеса; ω – угловая скорость ветроколеса.

Аэродинамическая мощность на роторе ВЭУ:

$$P_a = C_p(Z) \frac{\rho \cdot S_{ротора} \cdot V^3}{2}. \quad (2.4)$$

Расчет температуры обмоток генератора описывается законом Джоуля-Ленца в интегральной форме:

$$dQ = I^2 \cdot R_{\text{провод.}} \cdot dt, \quad (2.5)$$

где dQ – количество теплоты, выделяемое за промежуток времени dt , I – сила тока, $R_{\text{провод.}}$ – сопротивление проводника. Также, для учета остывания обмоток за счет контакта с окружающей средой можно воспользоваться законом Ньютона-Рихмана. Это эмпирическая закономерность, выражающая тепловой поток Q между различно нагретыми объектами через температурный напор:

$$\frac{d}{dt} \cdot \frac{\partial}{\partial S} \cdot Q = \alpha \cdot \Delta T, \quad (2.6)$$

где α – коэффициент теплоотдачи ($\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$), S – площадь поверхности нагретого тела.

Далее приведено описание электромеханических элементов системы торможения ВЭУ. Момент, передаваемый через редуктор от электропривода:

$$M_{\text{ред.}} = M_{\text{пр.}} \cdot \eta_{\text{ред.}}, \quad (2.7)$$

где $M_{\text{пр.}}$ – крутящий момент электропривода, $\eta_{\text{ред.}}$ – коэффициент полезного действия редуктора.

Формула, описывающая преобразование крутящего момента в линейно направленную силу на тормозных элементах:

$$F_{\kappa} = M_{\text{ред.}} \cdot k_{\text{мех.}}, \quad (2.8)$$

где $k_{\text{мех.}}$ – коэффициент преобразования механического блока. При этом момент торможения, создаваемый тормозными элементами равен:

$$M_{\text{торм.}} = F_{\kappa} \cdot R_{\text{бар.}} \cdot \mu, \quad (2.9)$$

где $R_{\text{бар.}}$ – радиус контактной поверхности тормозного барабана (или диска) на роторе ВЭУ, μ – коэффициент трения. При этом время торможения ротора можно определить с помощью следующего выражения:

$$t_a = \frac{J_{\text{ротора}} \cdot n}{M_{\text{торм.}}}, \quad (2.10)$$

где $J_{\text{ротора}}$ – момент инерции ротора, n – число оборотов ротора в минуту.

Также, в процессе работы системы торможения ВЭУ следует учитывать температуру нагрева тормозных элементов. Температура тормозных колодок напрямую влияет на коэффициент трения, а чрезмерный нагрев приведет к существенному снижению коэффициента трения. Выражение количества теплоты, переданного тормозным элементам в процессе торможения, через совершенную работу:

$$Q_{тр.} = A_{тр.} = F_{тр.} \cdot l, \quad (2.11)$$

где $F_{тр.}$ – сила трения, создаваемая тормозными элементами, l – расстояние, на котором осуществлялся процесс трения-скольжения кулачков по фрикционной поверхности тормозного барабана (диска).

Расстояние l выражается:

$$l = \omega \cdot R_{бар.} \cdot t_a. \quad (2.12)$$

Нагрев тормозных элементов с учетом отдачи тепла окружающей среде можно записать через выражение:

$$Q_{тр.} = C \cdot m \cdot (T_{колодок} - T_{окр.}), \quad (2.13)$$

где C – удельная теплоемкость тормозных элементов, m – масса тормозных элементов, $T_{окр.}$ – температура окружающей среды.

2.3. Разработка универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ветроэнергетической установки

Для создания универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ВЭУ был использован программный комплекс MATLAB Simulink. Математическая модель была интегрирована в компьютерную модель с использованием алгоритмов, представленных на рисунках 2.3.1 и 2.3.2.

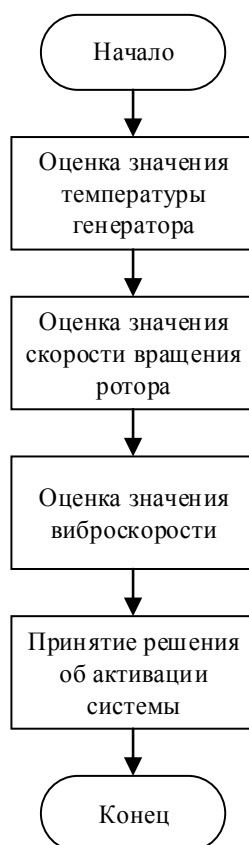


Рисунок 2.3.1 – Укрупненный алгоритм работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Общий вид компьютерной модели системы торможения ВЭУ в программной среде MATLAB Simulink представлен на рисунке 2.3.3. Модель состоит из трех основных блоков: контроллер (Controller), электропривод (Electric drive) и механический тормозной блок (Mechanical system). Основными входными параметрами в модели являются три измеряемых сигнала с ВЭУ: скорость вращения ротора (Rotor RPM), температура генератора (Gen. temp.) и виброскорость на конструкции ВЭУ (Vibration sensor). При этом выходным параметром системы торможения является тормозной момент (Brake torque).

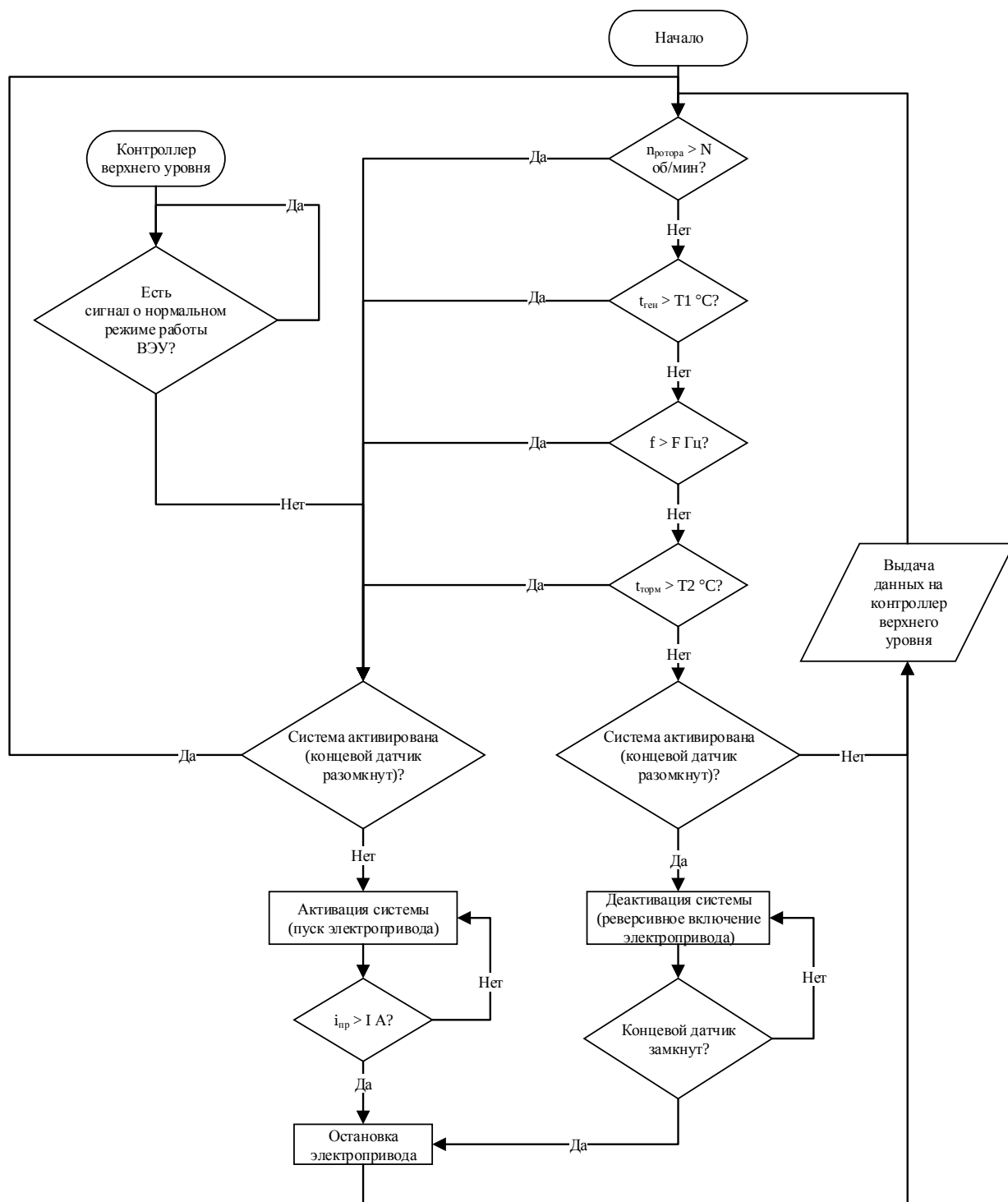


Рисунок 2.3.2 – Подробный алгоритм работы системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

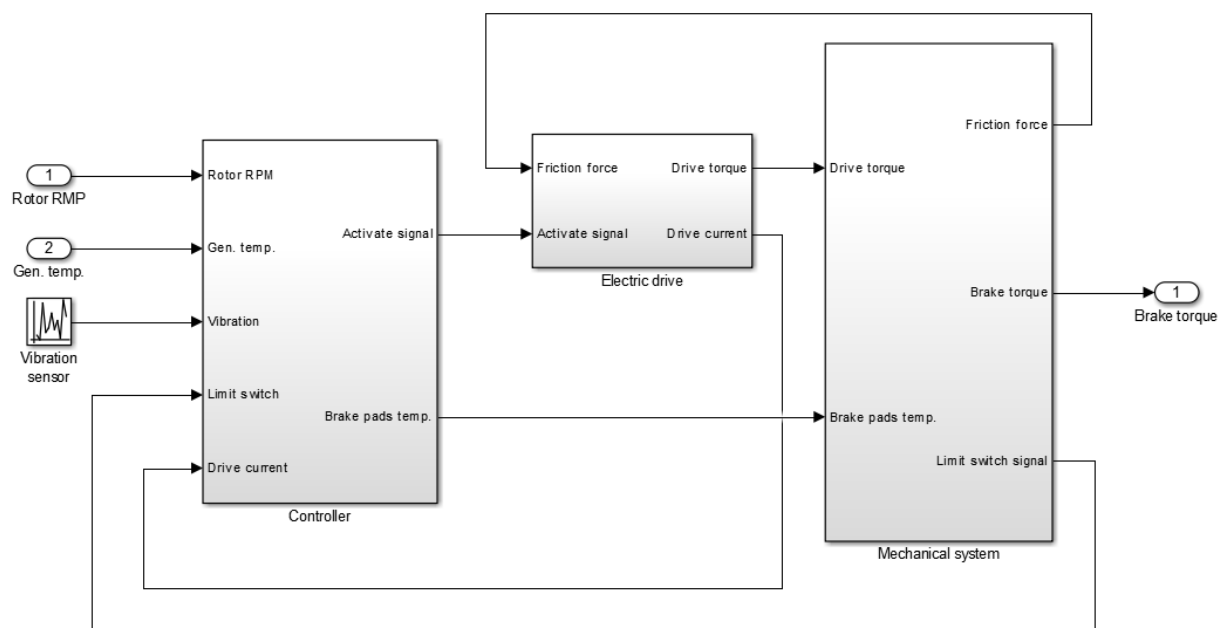


Рисунок 2.3.3 – Компьютерная модель системы торможения ветроэнергетической установка в программной среде MATLAB Simulink. Общий вид.

В модели контроллера системы торможения происходит сравнение величин измеряемых параметров с предельными значениями, которые, как правило, определены производителем ВЭУ. Компьютерная модель контроллера представлена на рисунке 2.3.4. Кроме того, модель контроллера производит теоретическую оценку температуры тормозных элементов (Brake temperature estimation). Для этого в модель добавлено значение температуры окружающей среды, имитирующее значение с датчика температуры (Environment temperature sensor). Данный расчет необходим для того, чтобы в случае необходимости интенсивного и частого торможения ротора ВЭУ не произошло перегрева тормозных элементов. В случае перегрева тормозных элементов происходит существенное уменьшение коэффициента трения материала, в результате чего система торможения может производить недостаточный тормозной момент для обеспечения своевременной остановки ротора ВЭУ. Если по результатам расчета значение температуры тормозных элементов после последнего совершенного торможения приближается к предельной величине, то система будет удерживать ВЭУ в заторможенном

состоянии до тех пор, пока не произойдет охлаждение тормозных элементов до допустимых значений.

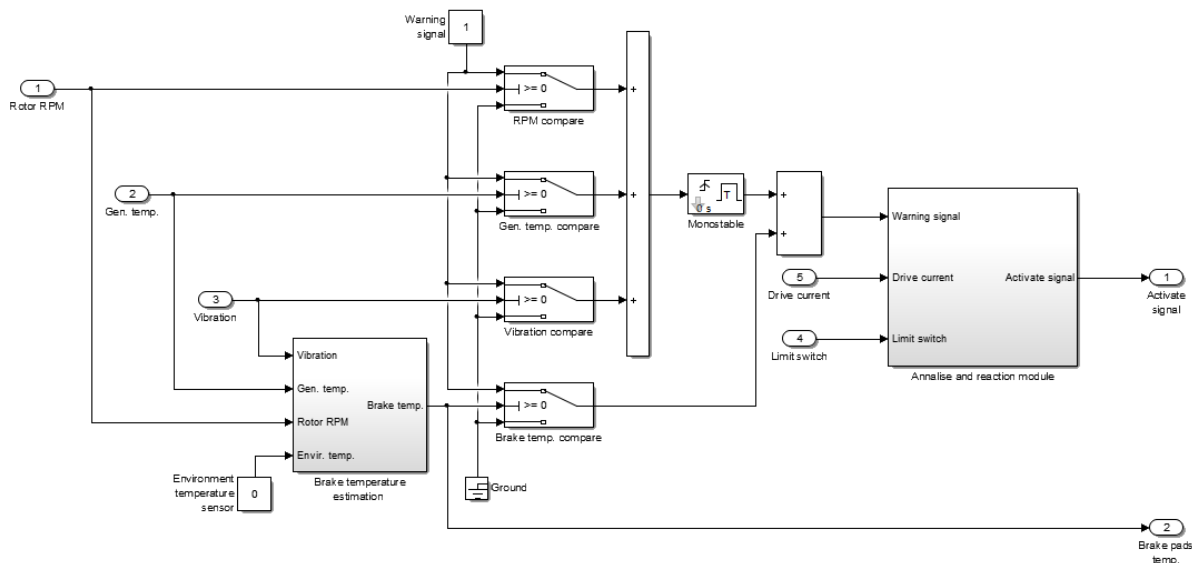


Рисунок 2.3.4 – Компьютерная модель контроллера системы аварийного торможения ветроэнергетической установки в программной среде MATLAB Simulink.

Расчет температуры тормозных элементов производится по модели, приведённой на рисунке 2.3.5. Т.к. сигналы управления тормозными элементами генерируются на контроллере, то для системы представляется возможным рассчитать силу трения, возникающую между контактными поверхностями тормозов и длительность торможения. Таким образом производится расчет произведенной тормозными элементами работы, что эквивалентно количеству выделившегося на них тепла. Значение температуры окружающей среды учитывается при расчете охлаждения (отбора тепловой энергии) тормозных элементов и далее происходит расчет температуры нагрева тела с учетом коэффициента теплопроводности материала и массовых характеристик тормозных элементов. Кроме того, при расчете охлаждения тормозных элементов за счет контакта с окружающей средой учитываются их геометрические параметры – площадь поверхности, контактирующая с воздухом.

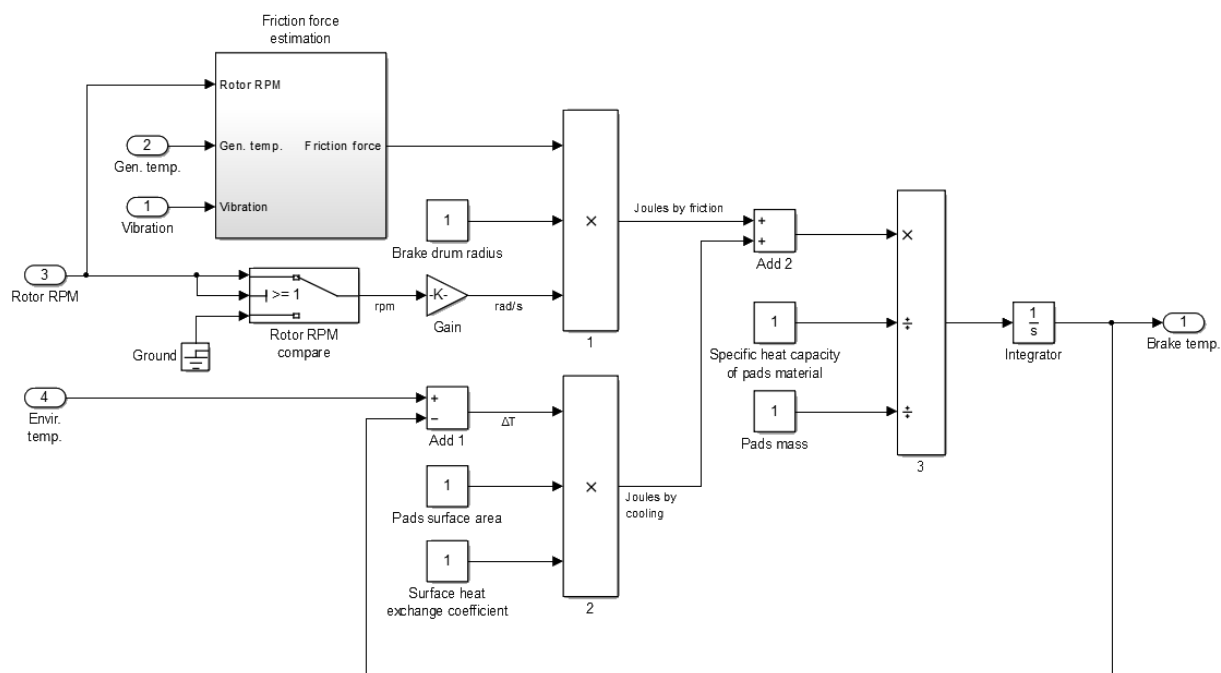


Рисунок 2.3.5 – Компьютерная модель модуля расчета температуры тормозных элементов.

Также, необходимо сказать об блоке «Annalise and reaction module» в модели контроллера (рисунок 2.3.6). Данный блок генерирует сигнал управления, который поступает непосредственно на электропривод. Во-первых, в рассматриваемом блоке не учитываются по отдельности основные измеряемые параметры ВЭУ (скорость вращения ветроколеса, температура генератора и вибрационные колебания), а происходит только оценка о наличии или отсутствии необходимости торможения ВЭУ. Во-вторых, в блоке имеются еще два входных сигнала: ток в электроприводе (Drive current) и сигнал с концевого датчика (Limit switch). Два данных сигнала необходимы для своевременной остановки электропривода.

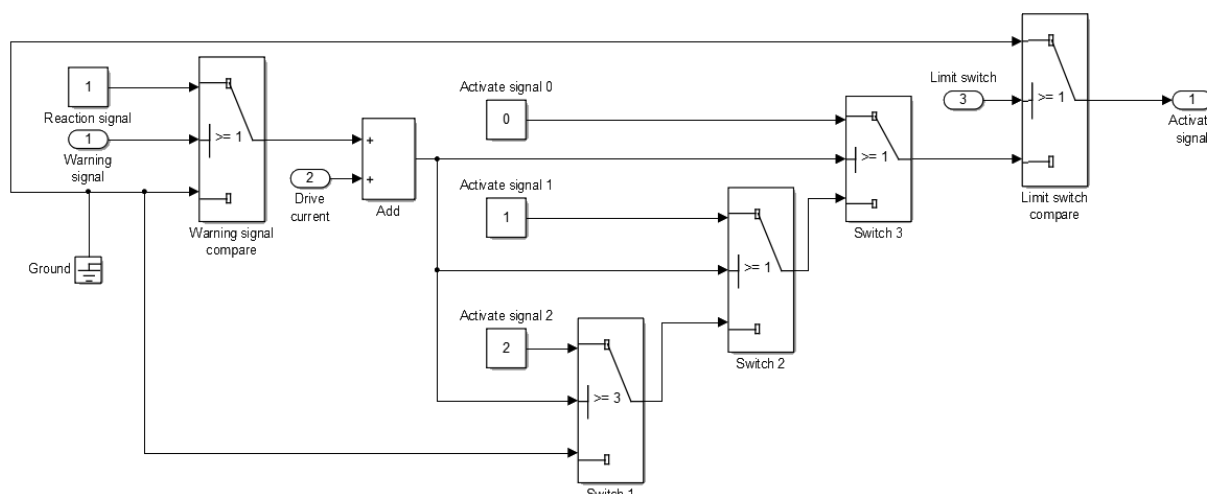


Рисунок 2.3.6 – Компьютерная модель модуля генерации управляющего сигнала в контроллере системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

На рисунке 2.3.7 показана модель приводного блока. Управляющий сигнал с контроллера (Activate signal) активирует пуск и остановку привода либо в нормальном, либо в реверсивном режимах. Крутящий момент с электропривода передается на механический блок, после чего происходит перемещение тормозных элементов и прижатие их тормозному барабану ротора ВЭУ. По мере сжатия контактных поверхностей крутящий момент на электроприводе начнет возрастать, соответственно и сила тока тоже. Датчик тока в электроприводе необходим для того, чтобы определить момент прижатия тормозных элементов с достаточным усилием и оставить вращение электропривода. Именно для этого в блоке датчика тока (Current sensor) имеется входной сигнал «Friction force» (сила трения прямо пропорциональна силе, действующей по нормали).

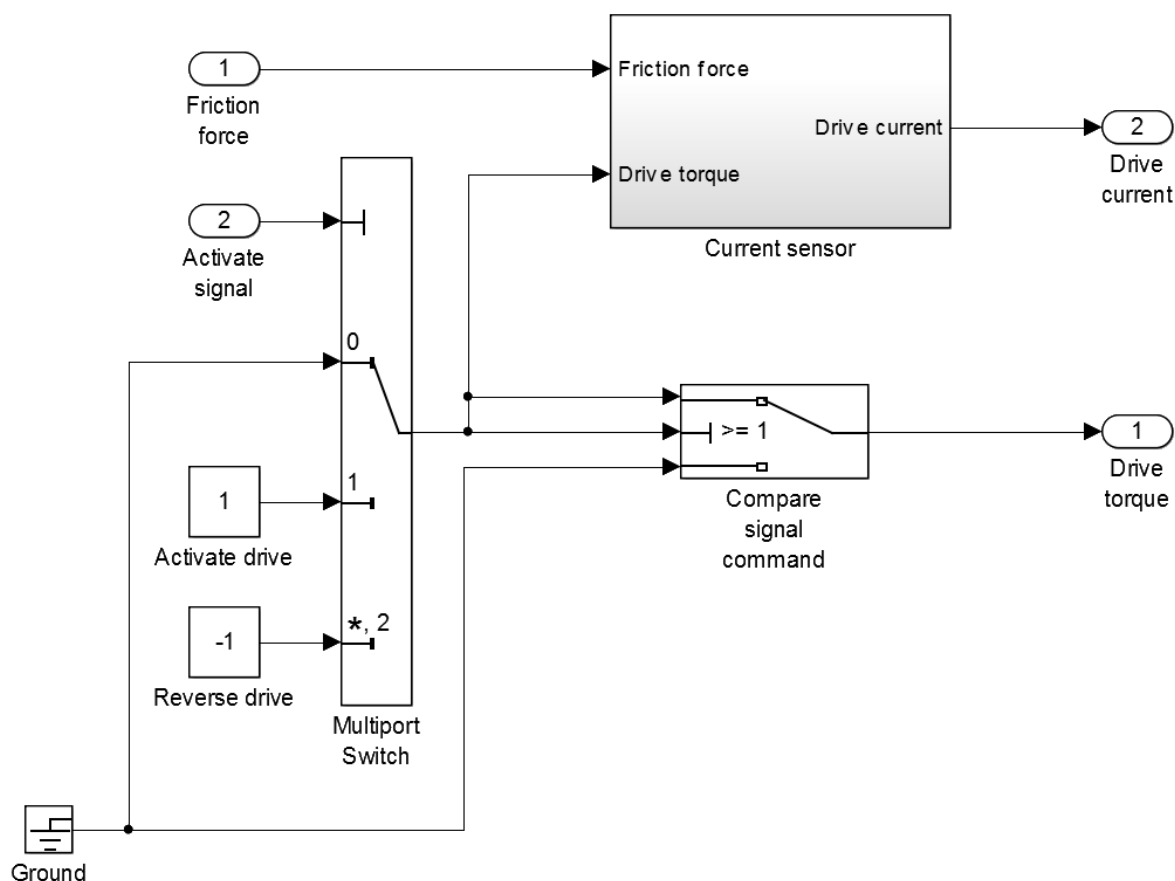


Рисунок 2.3.7 – Компьютерная модель приводного блока системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Модель третьего основного элемента системы торможения – механического тормозного блока представлена на рисунке 2.3.8. Крутящий момент поступает на редуктор (Reducer unit) с учетом его коэффициента полезного действия. Далее крутящий момент поступает на механическое устройство, преобразующее вращательное движение в поступательное также с учетом коэффициентов данного механизма. После чего усилие передается на тормозные элементы и далее на тормозной барабан. Модель позволяет выбрать коэффициент трения либо как константную величину, либо как переменную величину в зависимости от температуры нагрева. Также, модель содержит элемент, который имитирует самозаклинивание механических звеньев (Self-jamming effect). Т.е. происходит имитация процесса, протекающего в реальной системе – мощность с электропривода на

механический узел поступает только в момент прохождения тормозными элементами свободного зазора и прижатия их к тормозному барабану. Далее удержание тормозных элементов в прижатом состоянии осуществляется за счет внутренних сил трения механического узла. Кроме того, модель содержит элемент, имитирующий концевой датчик, который находится в замкнутом состоянии в период неактивности системы торможения (ВЭУ не заторможена). Это позволяет определить состояние ВЭУ после первого включения или перезагрузки контроллера системы торможения. А также, замыкание концевой датчика служит сигналом для остановки электропривода, когда он работает в реверсивном режиме, т.е. растормаживает ротор ВЭУ.

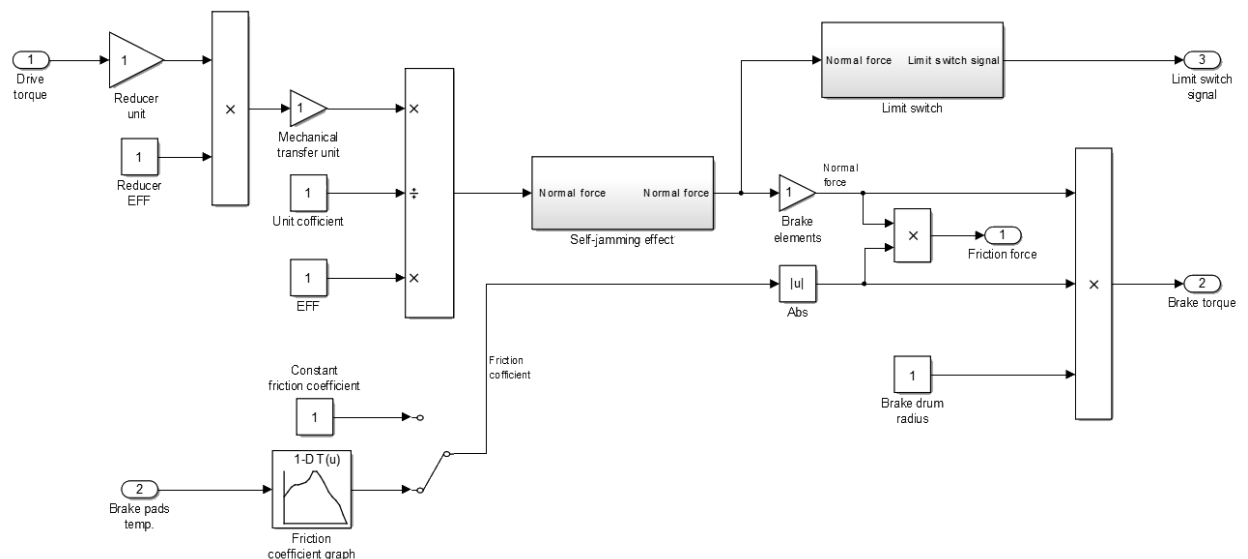


Рисунок 2.3.8 – Компьютерная модель механического узла системы аварийного торможения ветроэнергетической установки.

Общая модель ветроэнергетического комплекса представлена на рисунке 2.3.9. Модель ВЭУ, состоящая из узлов: ветроколесо, электрический генератор и зарядный контроллер, заимствована из диссертационной работы А.С. Мартянова [102].

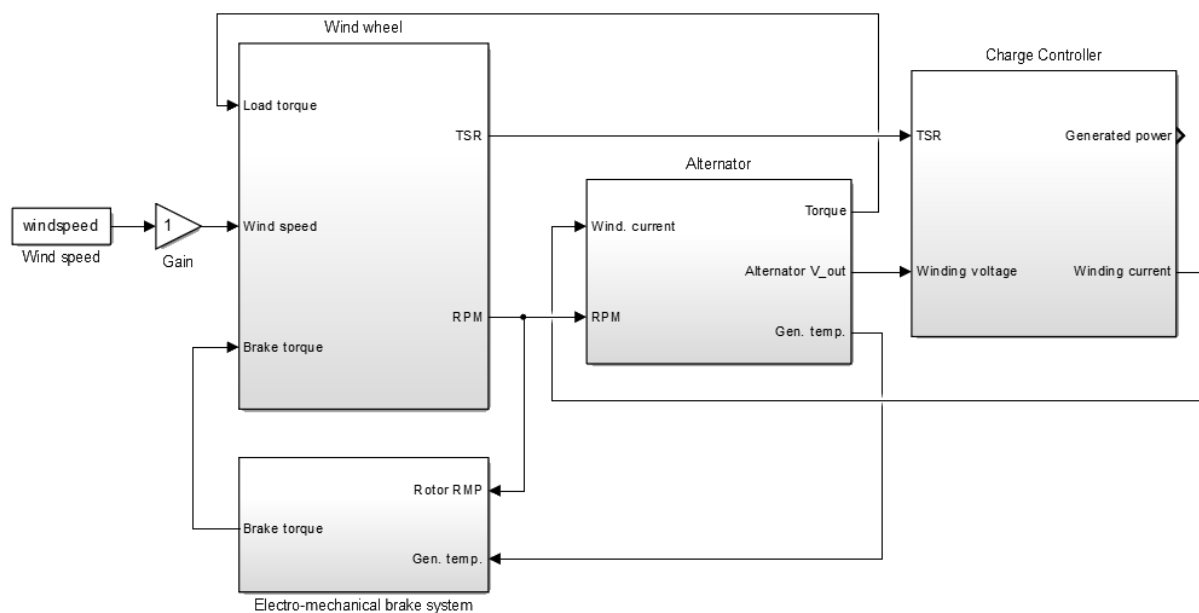


Рисунок 2.3.9 – Компьютерная модель ветроэнергетического комплекса с интегрированной моделью системы аварийного торможения.

На рисунке 2.3.10 изображена модель генератора ВЭУ. Для расчета температуры обмоток генератора в данную модель добавлен элемент, имитирующий датчик температуры (Generator temperature estimation). Подробная модель элемента показана на рисунке 2.3.11. Расчет температуры нагрева производится за счет поступления в модель информации о силе тока в обмотках и о температуре окружающей среды. Также, при расчете учитываются сечение проводов обмоток, их сопротивление, площадь поверхности обмоток, контактирующей с окружающей средой, коэффициент теплоемкости материала проводов и общая масса проводов.

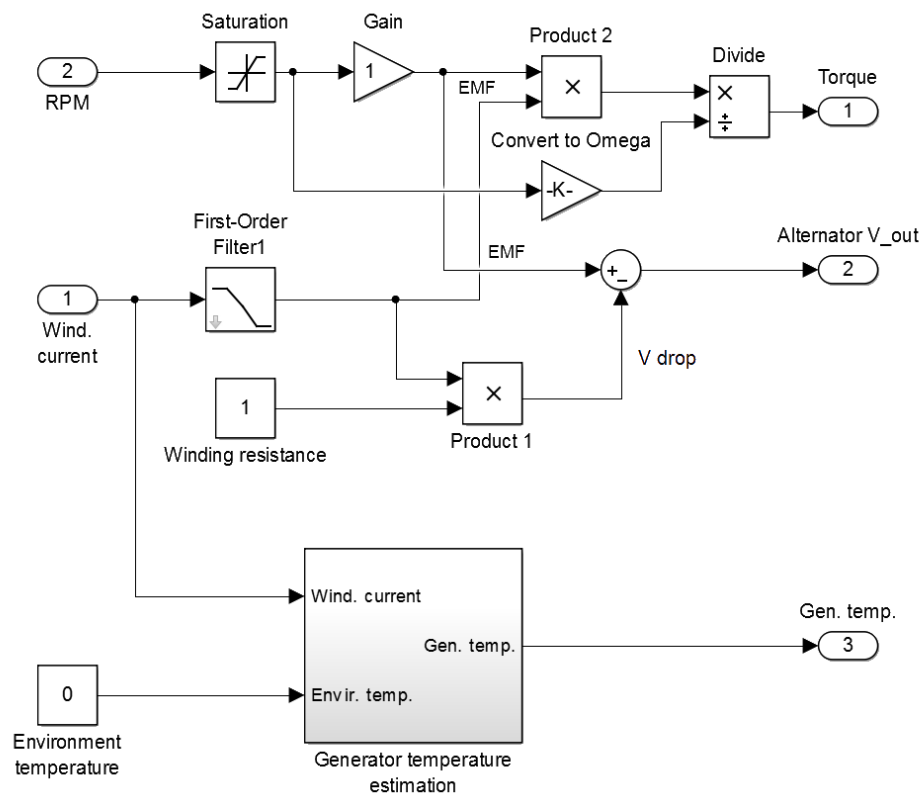


Рисунок 2.3.10 – Компьютерная модель генератора ветроэнергетической установки с интегрированным модулем расчета температуры в обмотках.

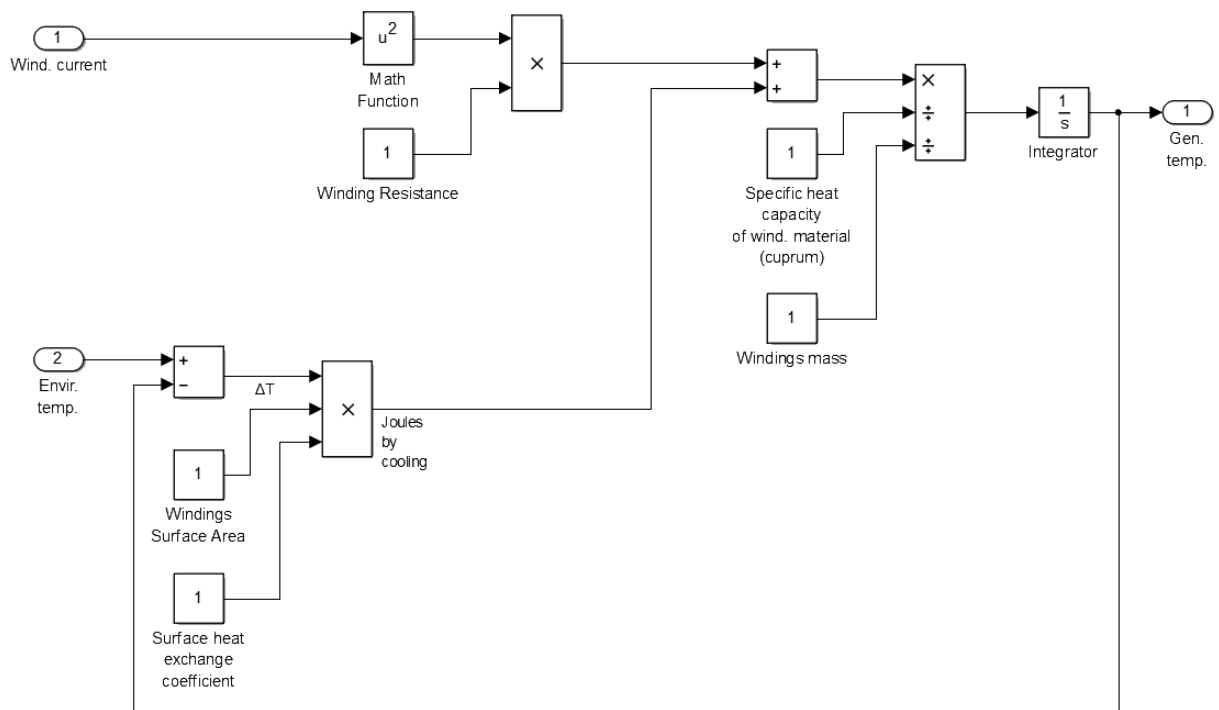


Рисунок 2.3.11 – Компьютерная модель модуля расчета температуры обмоток генератора ветроэнергетической установки.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ УНИВЕРСАЛЬНОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

3.1. Выбор и описание ветроэнергетической установки для разработки конструкции системы аварийного торможения

Для исследования работы универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения было решено рассмотреть данный вопрос на частном примере. В качестве объекта исследования была выбрана вертикально-осевая установка мощностью 3 кВт (далее ВЭУ-3), находящейся в составе Центра Коллективного Пользования «Ветроэнергетический комплекс» кафедры «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ, официально зарегистрированного в Минобрнауки РФ [106]. Была поставлена задача спроектировать для данной модели ветроэнергетической установки конструкцию системы аварийного торможения. Изображение ВЭУ-3 представлено на рисунке 3.1.1, а в таблицах 3.1 и 3.2 приведены паспортные и рабочие характеристики ВЭУ-3.

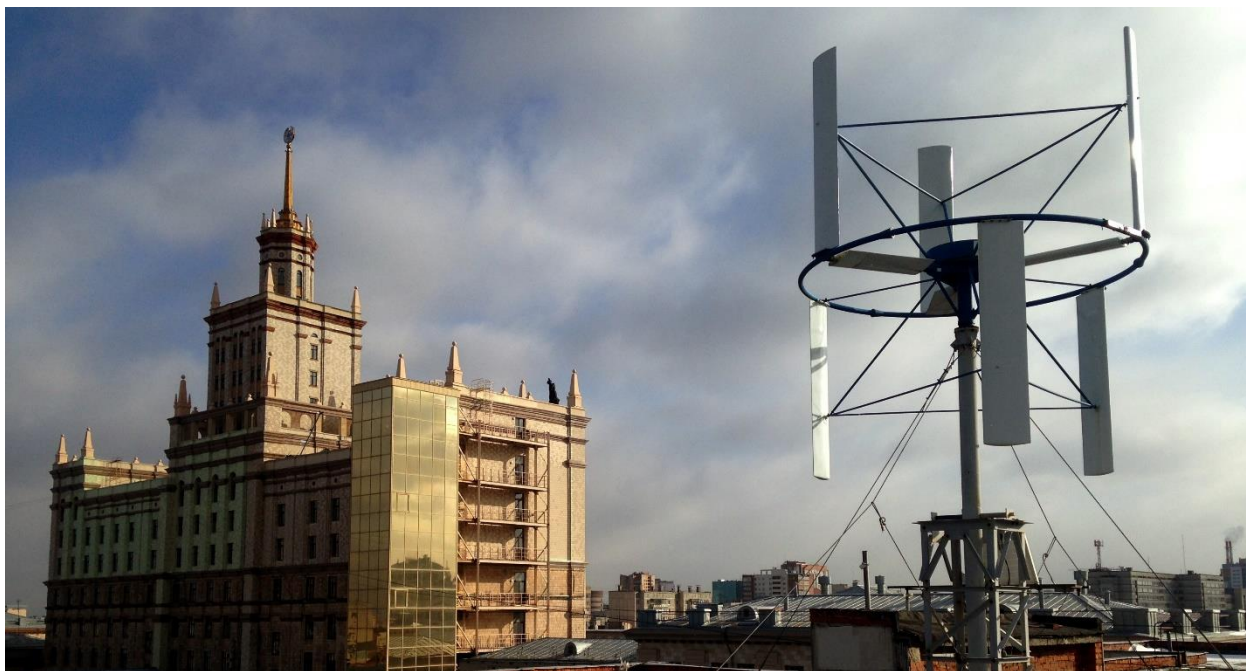


Рисунок 3.1.1 – Вертикально-осевая ветроэнергетическая установка мощностью 3 кВт (расположена на кровле производственно-лабораторного корпуса Южно-Уральского государственного университета).

Таблица 3.1 – Паспортные характеристики ВЭУ-3 [109].

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность ветроэнергетической установки, кВт	3
Сопrotивление обмоток генератора, Ом	3,5
Момент инерции ротора, Н·м	400
Диаметр ротора, м	3,4
Высота ротора, м	4
Номинальная скорость вращения ротора, об/мин	180
Предельно допустимая скорость вращения ротора, об/мин	200
Предельно допустимая температура обмоток генератора, °C	90
Предельно допустимая виброскорость на мачте, м/с	$3,2 \cdot 10^{-3}$

Таблица 3.2 – Рабочие характеристики ВЭУ-3 [125].

Скорость ветра V, м/с	Скорость вращения ротора n, об/мин	Крутящий момент ротора M, Н·м	Аэродинамическая мощность на роторе P _а , Вт	Электрическая мощность ВЭУ-3 P _э , Вт
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	54	43	241	144
5	67	67	471	281
6	81	96	815	487
7	94	131	1294	773
8	108	171	1931	1153
9	121	216	2750	1643
10	135	267	3772	2254
11	148	323	5020	3000
12	162	385	6518	3895
13	175	452	8287	-
14	189	524	10350	-
15	202	601	12730	-
16	216	684	15450	-
17	229	772	18532	-
18	243	866	21998	-
19	256	965	25872	-
20	270	1069	30176	-

Следует отметить, что ВЭУ-3 не имеет штатной механической системы торможения. Установка имеет только аэродинамический регулятор – три горизонтальных обтекателя (лопасти) на траверсах (рисунок 3.1.2). Внутри каждой лопасти установлена пружинно-винтовая пара. Когда скорость

вращения ветроколеса превышает номинальные значения, центробежные силы, действующие на горизонтальные обтекатели, приводят их в движение по винтовой резьбе, за счет чего они начинают проворачиваться вокруг своей оси. Такое измененное расположение обтекателей создает аэродинамическое сопротивление во время вращения ветроколеса и ограничивает скорость его вращения. Когда скорость вращения ветроколеса нормализуется, центробежные силы уменьшаются и за счет наличия пружин, горизонтальные обтекатели возвращаются в свое исходное положение. Однако, как показал опыт эксплуатации, аэродинамический ограничитель неэффективен и имеет существенные недостатки. Во-первых, из-за погрешностей и допусков изготовленных деталей лопасти вращаются не одновременно. В результате происходит разбалансировка ротора, что особенно недопустимо при высоких скоростях вращения. Во-вторых, аэродинамическое сопротивление регуляторов оказалось слишком малым, чтобы удерживать скорость вращения ротора ВЭУ в ограниченном диапазоне при высоких скоростях ветра. И в-третьих, данный регулятор не позволяет при необходимости удерживать ВЭУ в заторможенном состоянии, а также не контролирует другие параметры ВЭУ.

На основе паспортных и рабочих характеристик ВЭУ-3, к системе аварийного торможения были предъявлены следующие требования:

- минимальный тормозной момент, прикладываемый к ротору, должен составлять не менее 1000 Н·м. По паспортным данным штатная система управления способна обеспечить безопасную работу ВЭУ-3 при скорости ветра 13...14 м/с. При этом крутящий момент на роторе ВЭУ-3 при скорости 15 м/с составляет 600 Н·м, момент инерции ротора ВЭУ-3 равен 400 Н·м;

- конструкция тормозной системы должна быть расположена внутри мачты и ступицы для исключения аэродинамического затенения ометаемой площади ветроколеса.

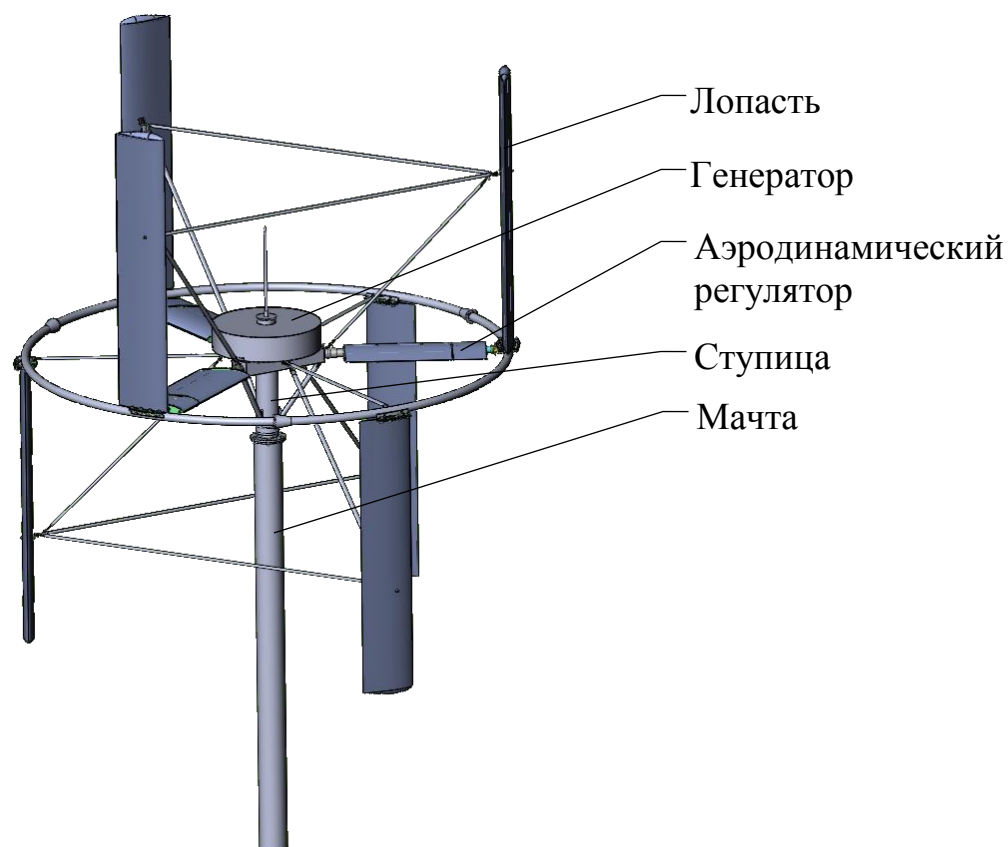


Рисунок 3.1.2 – Компьютерная модель ВЭУ-3 в программном комплексе SolidWorks.

3.2. Разработка системы аварийного торможения для ВЭУ-3

Важными условиями при разработке системы торможения для ВЭУ-3 являются: обеспечение компактности конструкции системы торможения и минимальная степень изменения деталей конструкции ВЭУ-3 для интеграции в нее системы торможения. Учитывая эти два фактора, было решено разместить систему торможения в месте стыка мачты и ступицы ветроколеса (рисунок 3.2.1), т.к. в этом месте наиболее удобно крепить дополнительное оборудование, и кроме того, вращающаяся часть ступицы ветроколеса находится в непосредственной близости к неподвижному фланцевому стыку. На подвижную (вращающуюся) часть ступицы ВЭУ был установлен с жесткой фиксацией тормозной барабан для передачи тормозного момента на ротор. Исполнительный тормозной механизм размещен между соединительными фланцами мачты и ступицы, а приводной блок – внутри мачты.

Важным требованием к выбранной конструкции системы торможения является наличие в ней центрального сквозного отверстия для того, чтобы кабель генератора мог свободно проходить через него (вниз к основанию мачты).

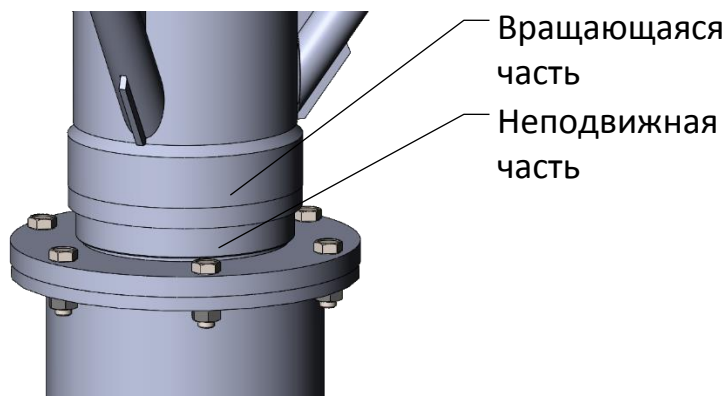


Рисунок 3.2.1 – Место стыка мачты и ступицы ВЭУ-3.

В качестве исполнительного тормозного устройства был выбран трехкулачковый блок. Несмотря на не типичность применения таких механизмов в тормозных устройствах, трехкулачковый блок является надежным и хорошо отработанным устройством в области машиностроения, в частности при токарной обработке деталей. На рисунке 3.2.2 представлена компьютерная модель сборки трехкулачкового блока, разработанного для системы торможения ВЭУ-3.

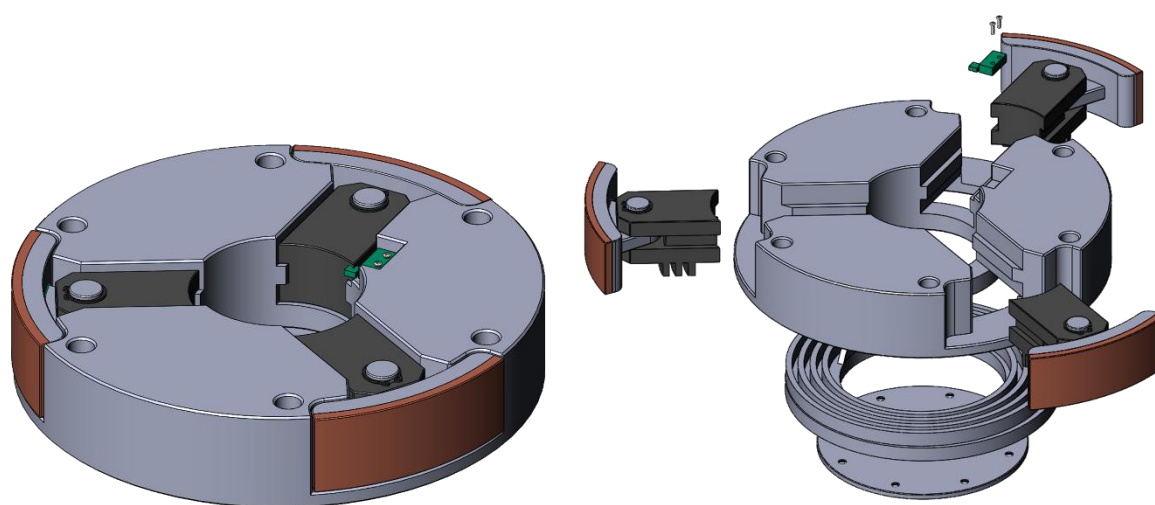


Рисунок 3.2.2 – Компьютерная модель сборки трехкулачкового блока системы аварийного торможения ВЭУ-3 (слева – в собранном виде, справа – в разнесенном).

Принцип работы заключается в следующем. На нижней поверхности кулачков находятся гребни, которые контактируют (входят в зацепление) со спиральным диском. При вращении спирального диска гребни кулачков движутся по траектории архимедовой спирали, но т.к. кулачки установлены в пазы корпуса, то их движение ограничивается только радиальным перемещением. Каждый кулачок имеет шарнирное соединение с тормозными колодками. Данный шарнир обеспечивает более равномерное прижатие всей поверхности тормозных колодок к стенке тормозного барабана, а также, позволяет осуществлять быструю замену тормозных колодок без необходимости демонтажа и разборки конструкции ВЭУ. В трехкулачковом блоке имеется концевой выключатель, с помощью которого возможно определять положение кулачков и своевременно останавливать их движение. Важно отметить, что внешний диаметр трехкулачкового блока и крепежные отверстия совпадают с внешним диаметром и крепежными отверстиями фланца мачты ВЭУ (рисунок 3.2.3), и, кроме того, блок имеет сквозное центральное отверстие для кабеля генератора.

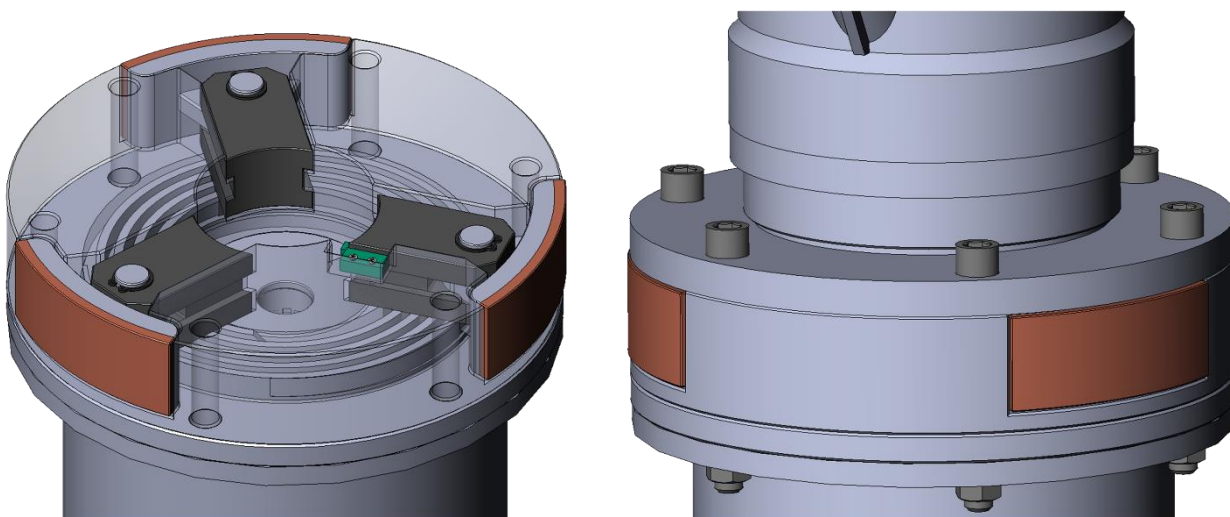


Рисунок 3.2.3 – Расположение трехкулачкового блока в составе ВЭУ-3 (слева – корпус трехкулачкового блока представлен в прозрачном варианте и расположен на фланце мачты, справа – трехкулачковый блок расположен между фланцами мачты и ступицы).

Для торможения ветроколеса необходимо передать тормозной момент на вращающуюся часть ступицы, т.е. прижать тормозные колодки к

внутренней стенке тормозного барабана (как показано на рисунке 3.2.4). Особенность конструкции трехкулачкового блока позволяет передавать значительные по величине радиальные усилия. При этом конструкция имеет эффект самозаклинивания, т.е. после того, как на спиральный диск будет передан крутящий момент и кулачки будут прижаты к тормозному барабану они останутся в таком же состоянии и после прекращения передачи крутящего момента на спиральный диск. Эффект самозаклинивания в данном случае обеспечивается высоким передаточным значением трехкулачкового блока, а также наличием в нем внутренних сил сопротивления. Данное преимущество позволит при необходимости удерживать ВЭУ в заторможенном состоянии в течение длительного времени без каких-либо затрат энергии. Для того, чтобы растормозить ротор ВЭУ, необходимо передать на спиральный диск крутящий момент в реверсивном направлении – кулачки переместятся от периферии к центру и перестанут контактировать с тормозным барабаном.

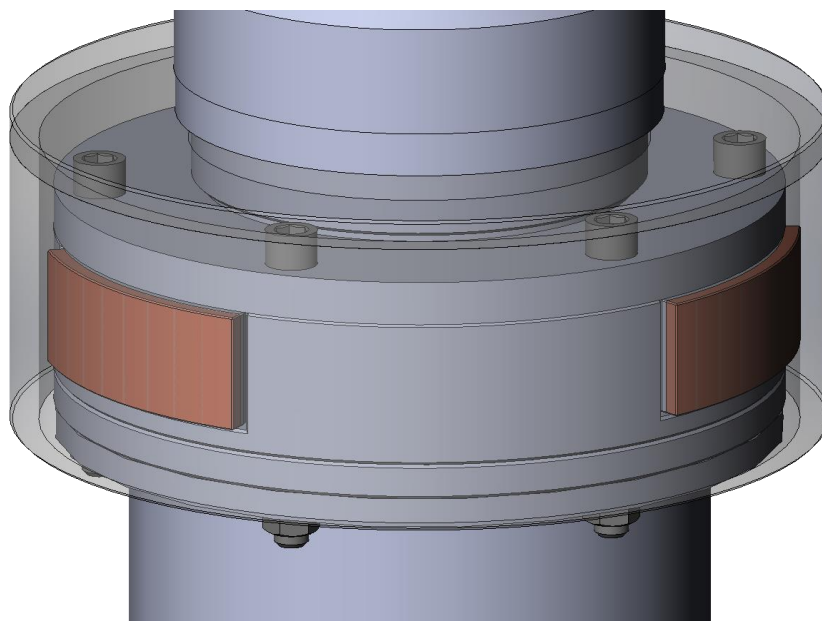


Рисунок 3.2.4 – Тормозной блок. Кулачки находятся в контакте с тормозным барабаном (тормозной барабан представлен в прозрачном отображении).

Исходя из требований к системе, тормозные колодки должны передавать на ротор ВЭУ тормозной момент не менее 1000 Н·м. Соответственно, для того, чтобы определить силу, с которой тормозные колодки должны прижиматься к тормозному барабану, был задан диаметр внутренней (контактной) стенки

тормозного барабана и коэффициент трения между фрикционными материалами. Диаметр внутренней стенки тормозного барабана равен 260 мм, что обеспечивает 5 мм свободного хода для тормозных кулачков. Однако коэффициент трения является переменной величиной, т.к. его значение меняется в зависимости от температуры нагрева материала. Кроме того, следует учитывать, в каких атмосферных условиях будет работать ветроэнергетическая установка, и, соответственно ее тормозная система. К примеру, в арктических регионах, где зачастую наблюдаются явления морского соляного тумана, повышенной влажности и пр., необходимо включить в состав фрикционного материала компоненты, имеющие высокие антикоррозионные показатели. В таблице 3.3 приведен состав фрикционного материала, пригодного для использования в агрессивных внешних условиях. Армирующим материалом колодок выбрана латунная стружка. Обусловлено это тем, что латунная стружка оказывает наименьший износ тормозного диска. В качестве абразивного материала, который очищает трущиеся поверхности, помогая формировать фрикционную пленку на их границах, используется окись алюминия. Модификатором трения во фрикционных накладках является медь (в порошкообразном виде). Зависимость коэффициента трения от температуры нагрева для выбранного фрикционного материала представлена на рисунке 3.2.5.

Таблица 3.3 – Состав фрикционного материала тормозных колодок.

Материал	Доля материала (%)	Назначение
Латунь (связующий материал)	8	Матричная основа
Сталь, арамид, стекло	30	Стягивающие волокна
Керамика и оксида железа	8	Наполнители
Медь	15	Модификаторы трения
Графит	15	
Сульфиды металлов	8	
Алюминий	5	Абразив
Другие примеси	11	Матричная основа

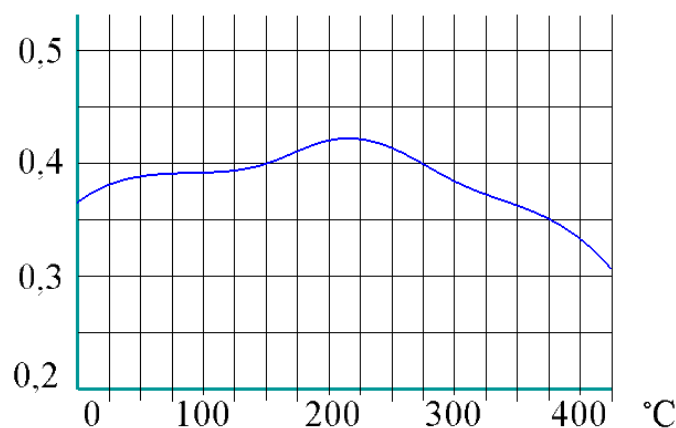


Рисунок 3.2.5 – Зависимость коэффициента трения фрикционного материала тормозных колодок по стали тормозного барабана от температуры нагрева.

Для расчета силы прижатия тормозных колодок было принято минимальное значение коэффициента трения – 0,3. Таким образом, согласно выражению (2.9), сила прижатия тормозных колодок должна равняться не менее 25641 Н. Коэффициент преобразования крутящего момента, подаваемого на трехкулачковый блок, в силу, действующей по нормали, для такого типоразмера равняется 0,075. При этом коэффициент полезного действия для трехкулачкового блока составляет около 0,95. Таким образом, согласно выражению (2.8), крутящий момент, передаваемый на трехкулачковый блок должен составлять не менее 2024 Н·м.

Очевидно, что передача крутящего момента такой величины возможна только через редуктор. Для того, чтобы спроектировать редуктор, необходимо знать характеристики мотора, который будет приводить в движение механические элементы системы.

Электродвигатель по своим габаритным размерам должен свободно помещаться внутрь мачты ВЭУ, т.е. максимальный наружный диаметр не должен превышать 180 мм. А также, как и вся конструкция системы торможения, электродвигатель должен иметь центральное сквозное отверстие. В качестве такого электромотора была выбрана модель HMAV15A200-10S17bA-C (производитель) HarmonicDrive. Характеристика и изображение

данного мотора приведены на рисунке 3.2.6, а также в таблице 3.4 представлены параметры электромотора [25].

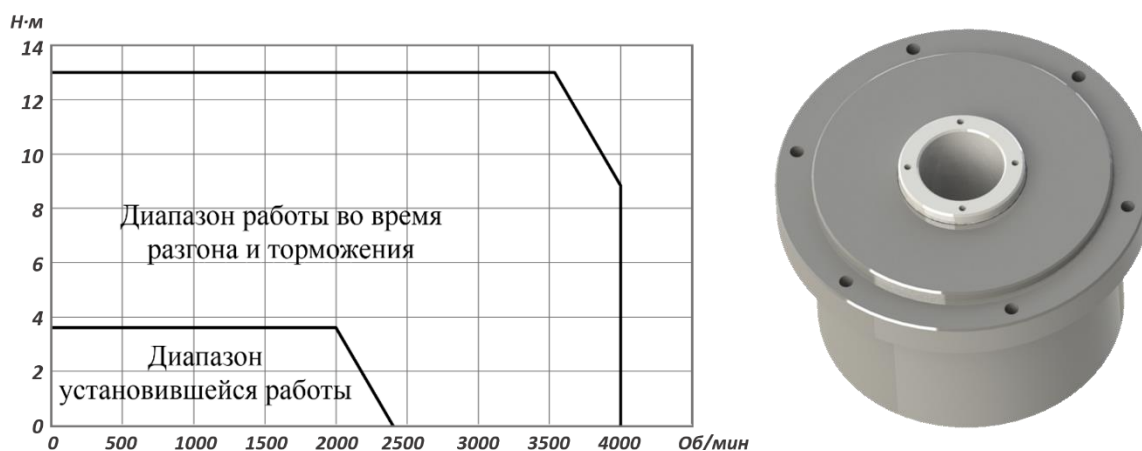


Рисунок 3.2.6 – Характеристика и изображение мотора HMAV15A200-10S17bA-C.

Таблица 3.4 – Параметры мотора HMAV15A200-10S17bA-C.

Параметр	Значение
Напряжение, В	200
Номинальная мощность, Вт	754
Номинальный крутящий момент, Н·м	3,6
Номинальная скорость вращения, об/мин	2000

Имея характеристики мотора, были сформулированы требования к редуктору. Редуктор должен иметь передаточный коэффициент не менее 562, а также, конструктивно помещаться внутрь мачты ВЭУ и иметь центральное сквозное отверстие. Для обеспечения большого передаточного числа рекомендовано применять редукторы планетарного типа [132]. Кроме того, такие редукторы имеют сравнительно малые габариты и массу [130]. Для системы торможения ВЭУ был выбран планетарный редуктор типа Солнце-Водило-Эпицикл, состоящий из нескольких ступеней. Такой вид планетарных редукторов имеет наилучший КПД и прост в изготовлении и сборке по сравнению другими видами [75]. В Приложении А приведен расчет и оптимизация такого редуктора (расчет производился по наиболее нагруженной ступени).

В результате расчета было получено, что редуктор имеет общее передаточное число 625 и состоит из 4 ступеней (передаточное число каждой ступени 5). При этом максимальный внешний диаметр редуктора (внешний диаметр эпицикла) равен 165 мм, а диаметр внутреннего сквозного отверстия в редукторе (для кабеля генератора) составляет 25 мм. Коэффициент полезного действия каждой ступени такого типа составляет 0,98 [86], таким образом общий КПД будет равен 0,92. Учитывая передаточное число редуктора и его КПД, крутящий момент, передаваемый на трехкулачковый блок, составит 2070 Н·м, что удовлетворяет требованиям, предъявляемым к приводной части системы торможения. На рисунке 3.2.7 представлена компьютерная модель сборки планетарного редуктора, помещенного в установочный корпус. Для удобства монтажа редуктора предусмотрен корпус с фланцевым креплением к мачте ВЭУ-3 и фланцевым соединением с электромотором. Таким образом, электродвигатель и редуктор возможно смонтировать в мачту ВЭУ как единый узел (рисунок 3.2.8).

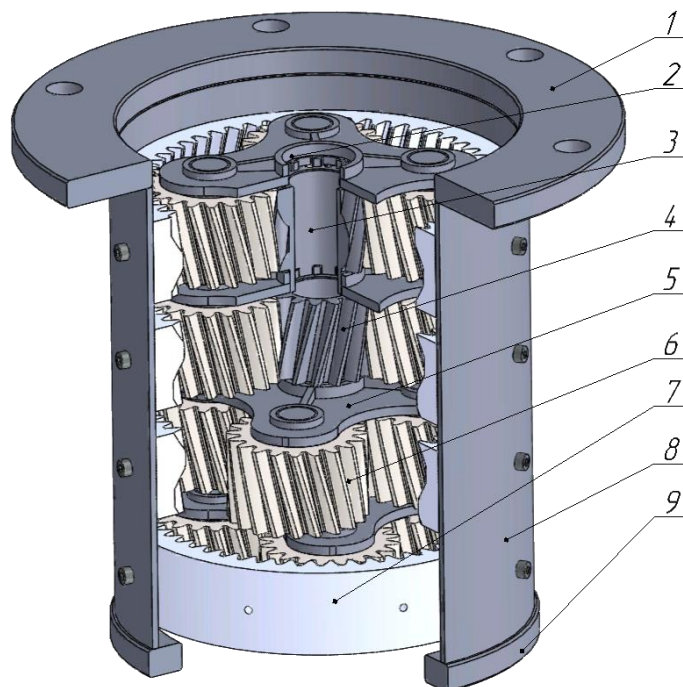


Рисунок 3.2.7 – Компьютерная модель сборки планетарного редуктора (поступенчатый разрез): 1 – фланец для крепления к мачте, 2 – пазы зацепления с фланцем спирального диска трехкулачкового блока, 3 – сквозное отверстие, 4 – малая шестерня (солнце), 5 – водило, 6 – большая шестерня-планета (сателлит), 7 – эпицикл, 8 – корпус редуктора, 9 – фланцевое крепление для мотора.

В результате, при активации системы торможения на ротор ВЭУ-3 будет передаваться тормозной момент равный 1022,58 Н·м (при условии, что коэффициент трения равен своему минимально возможному значению – 0,3).

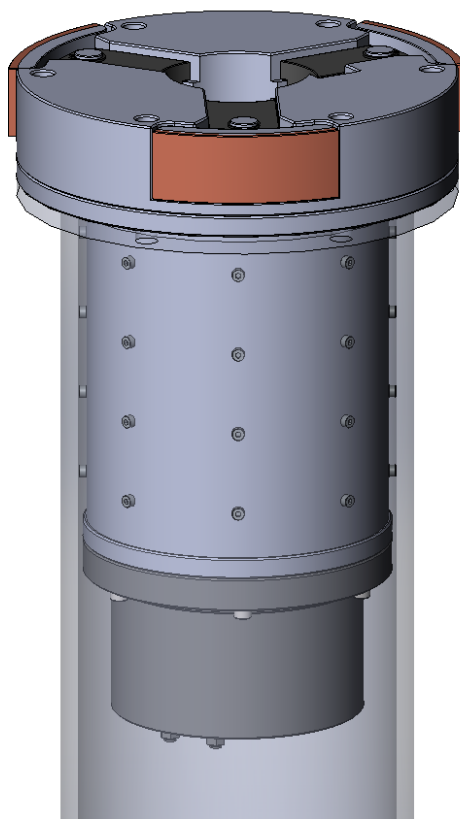


Рисунок 3.2.8 – Система аварийного торможения, смонтированная на мачту ВЭУ-3 (мачта представлена в прозрачном отображении).

Преимуществами разработанной конструкции являются:

- возможность ее размещения внутри мачты, что позволяет избежать затенения полезной ометаемой площади ветроколеса;
- полная автономность от рабочих органов ВЭУ-3;
- возможность торможения при наличии неисправности электрического генератора ветроэнергетической установки (является преимуществом в сравнении с электрическими способами торможения);
- возможность удержания ВЭУ в заторможенном состоянии без затрат электроэнергии;
- обеспечение плавного торможения без причинения ущерба конструкции ветроколеса.

3.3. Разработка компьютерной модели системы аварийного торможения ВЭУ-3

Для проведения компьютерного моделирования работы системы торможения ВЭУ-3 была использована модель, разработанная во второй главе. В начале было необходимо задать исходные параметры для модели ветроколеса ВЭУ-3. На рисунке 3.3.1 представлено указание исходных параметров ротора ВЭУ-3 в компьютерной модели.

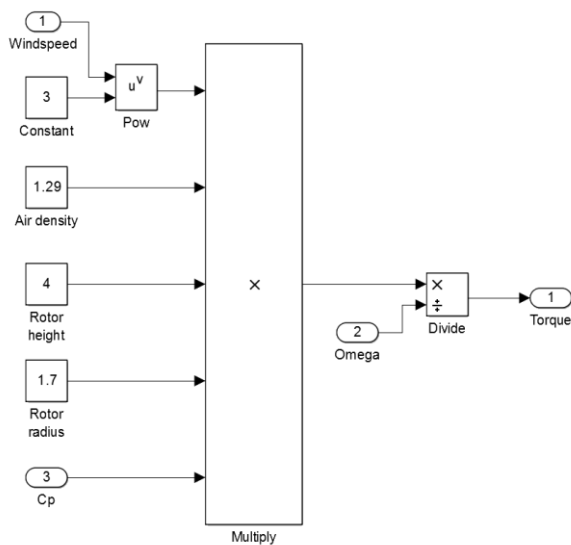


Рисунок 3.3.1 – Задание исходных параметров ротора ВЭУ-3 в компьютерной модели.

Поскольку ВЭУ-3 имеет аэродинамический регулятор, то его модель добавлена в структуру общей модели ветроколеса ВЭУ-3 (рисунок 3.3.2). Кроме того, одним из входных сигналов модели является сигнал «Brake torque» - он имитирует тормозной момент от системы торможения, прикладываемый к ветроколесу (через тормозной барабан). В результате значения аэродинамического регулятора и системы торможения суммируются и учитываются при расчете итогового крутящего момента ротора ВЭУ. Также, в модели учитываются момент инерции ротора (для ВЭУ-3 момент инерции ротора равен 400 Н·м) и момент, создаваемый электрической нагрузкой Load torque.

На рисунке 3.3.3 представлена компьютерная модель контроллера системы торможения ВЭУ-3. Граничные значения измеряемых величин

выбраны на основе технических характеристик ВЭУ-3: максимальная частота вращения (RMP) – 180 об/мин, максимальная температура генератора (Gen.temp.) – 110 °С, максимальная виброскорость – $3.2 \cdot 10^{-3}$ м/с и предельное значение температуры тормозных колодок выбрано по наименьшему числу в рабочем диапазоне – 300 °С (согласно графику на рисунке 3.2.5). Температура окружающей среды – 0 °С.

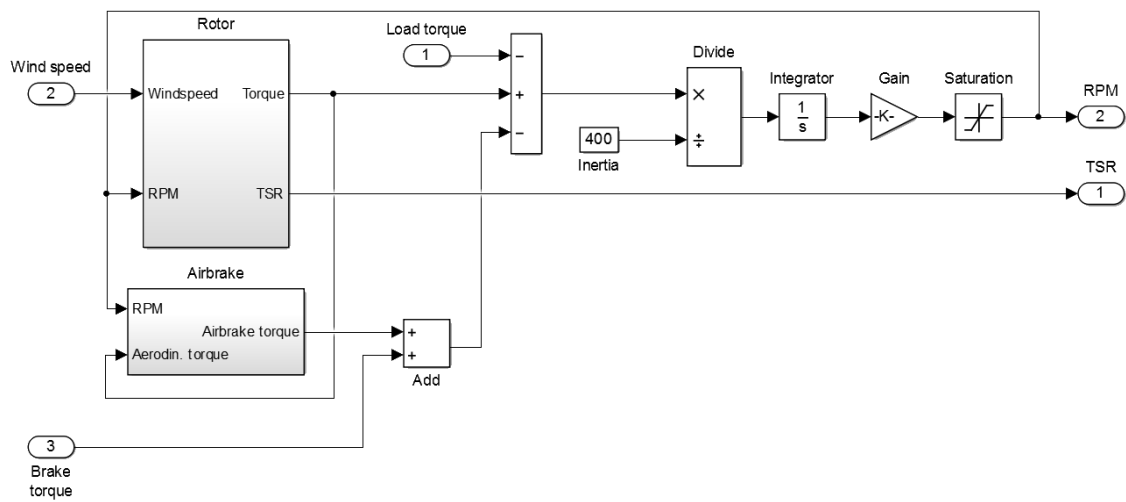


Рисунок 3.3.2 – Компьютерная модель ветроколеса ВЭУ-3 с аэродинамическим регулятором.

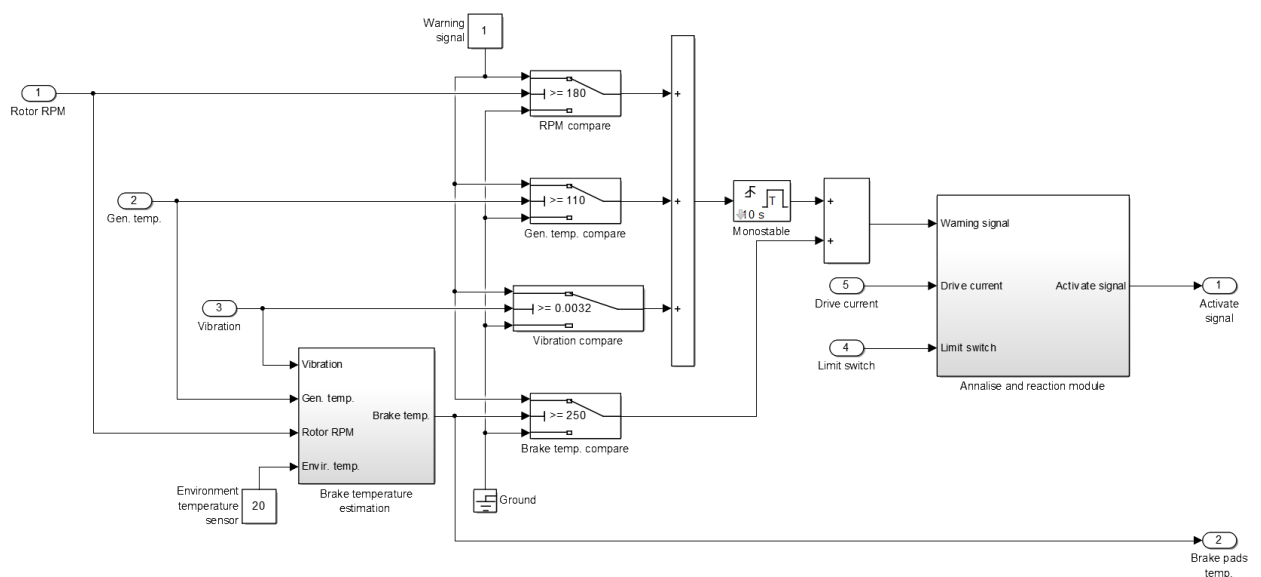


Рисунок 3.3.3 – Компьютерная модель контроллера системы аварийного торможения ВЭУ-3.

Параметры электропривода заданы согласно значениям, приведенным в таблице 3.4: номинальный крутящий момент 3,6 Н·м, предельное значение силы тока, по которому система отключает электропривод – 29 А [25].

Заданные параметры в компьютерной модели механических элементов представлены на рисунке 3.3.4. Передаточное число редуктора (Reducer unit) 625 и коэффициент полезного действия для каждой из четырех ступеней редуктора 0,98. Передаточный коэффициент трехкулачкового блока (Mechanical transfer unit) 0,075 с коэффициентом полезного действия 0,95. Величина коэффициента трения тормозных колодок задана как функция от температуры их нагрева согласно графику на рисунке 3.2.5. И радиус тормозного барабана (Brake drum radius) равен 0,13 м.

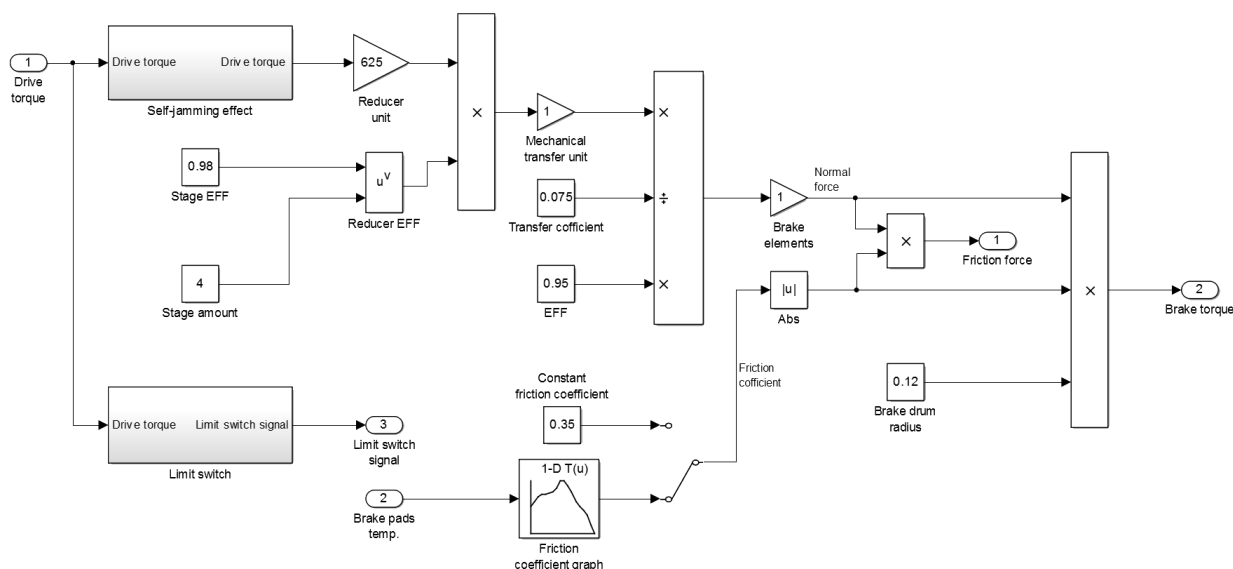


Рисунок 3.3.4 – Компьютерная модель механических элементов (редуктора и трехкулачкового блока) системы аварийного торможения ВЭУ-3.

На рисунке 3.3.5 представлена компьютерная модель расчета температуры нагрева тормозных колодок с указанием их параметров. Площадь поверхности (Pads surface area) и масса тормозных элементов (Pads mass) определены с помощью компьютерных моделей этих элементов в SolidWorks и равны 0,19 м² и 5,2 кг соответственно. Коэффициент теплоемкости тормозных элементов выбран как для стальных материалов и равен 500 Дж/(кг·К) [105]. Коэффициент теплообмена тормозных элементов с воздухом

определен также с помощью программного комплекса SolidWorks и равен $95 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Аналогичная модель расчета температуры нагрева представлена на рисунке 3.3.6 для вычисления температуры обмоток генератора ВЭУ-3 на основе уравнения (2.5). При этом данные для расчета взяты из паспортных характеристик ВЭУ-3 [125,109].

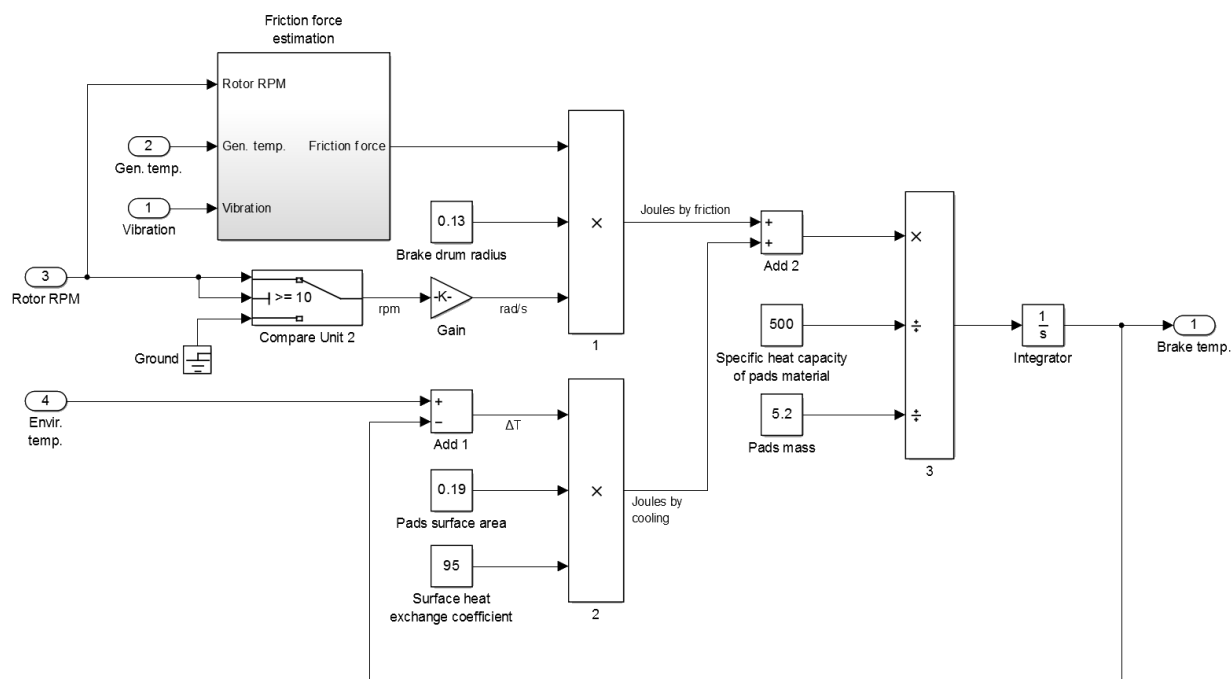


Рисунок 3.3.5 – Компьютерная модель модуля расчета температуры нагрева тормозных элементов системы аварийного торможения ВЭУ-3.

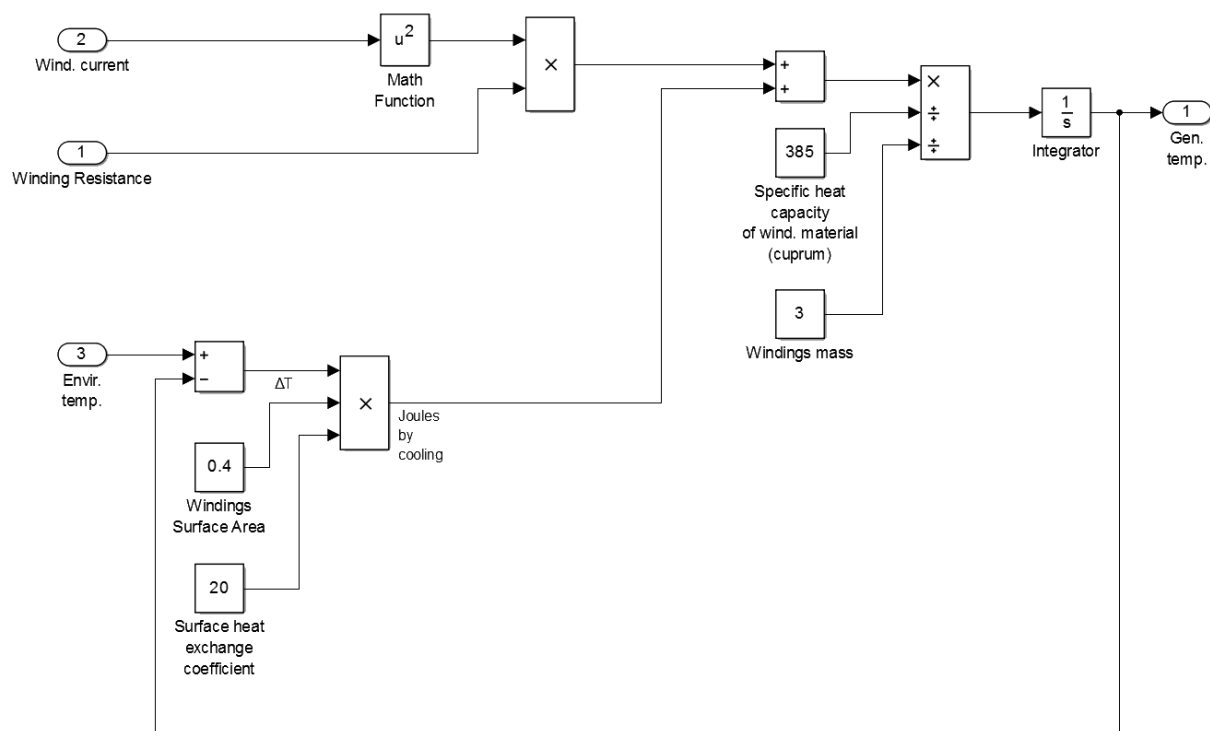


Рисунок 3.3.6 – Компьютерная модель модуля расчета температуры нагрева обмоток электрического генератора ВЭУ-3.

В качестве основного входного параметра компьютерной модели всего энергокомплекса (скорости ветра) были использованы несколько значений. Установившиеся значения и переменные во времени значения, соответствующие реальным ветровым явлениям. Реальные значения скорости ветра и динамика изменения были получены с использованием метеостанции PCE-FWS 20-1 (рисунок 3.3.7) и производились в период наиболее высоких среднемесячных скоростей ветра для координат $55^{\circ}9'40''.004$ с.ш.(N), $61^{\circ}22'6''.258$ в.д.(E).



Рисунок 3.3.7 – Метеостанция PCE-FWS 20-1.

3.4. Компьютерное моделирование работы системы аварийного торможения ВЭУ-3.

Компьютерное моделирование работы системы аварийного торможения ВЭУ-3 производилось для нескольких значений установившейся скорости ветра. Доминальный режим при скоростях ветра 0-11 м/с в целом не заслуживает интереса, поскольку система торможения в нем не активируется. Первое значение 11 м/с выбрано как значение скорости ветра, при котором ВЭУ работает в своем номинальном режиме, при этом все рабочие параметры ВЭУ должны находиться в пределах нормы без вмешательства системы торможения. Результаты компьютерного моделирования работы ВЭУ-3 с системой торможения представлены на рисунке 3.4.1. В результате моделирования значения скорости вращения ветроколеса и температуры

генератора не превысили предельных значений, соответственно система торможения не была активирована.

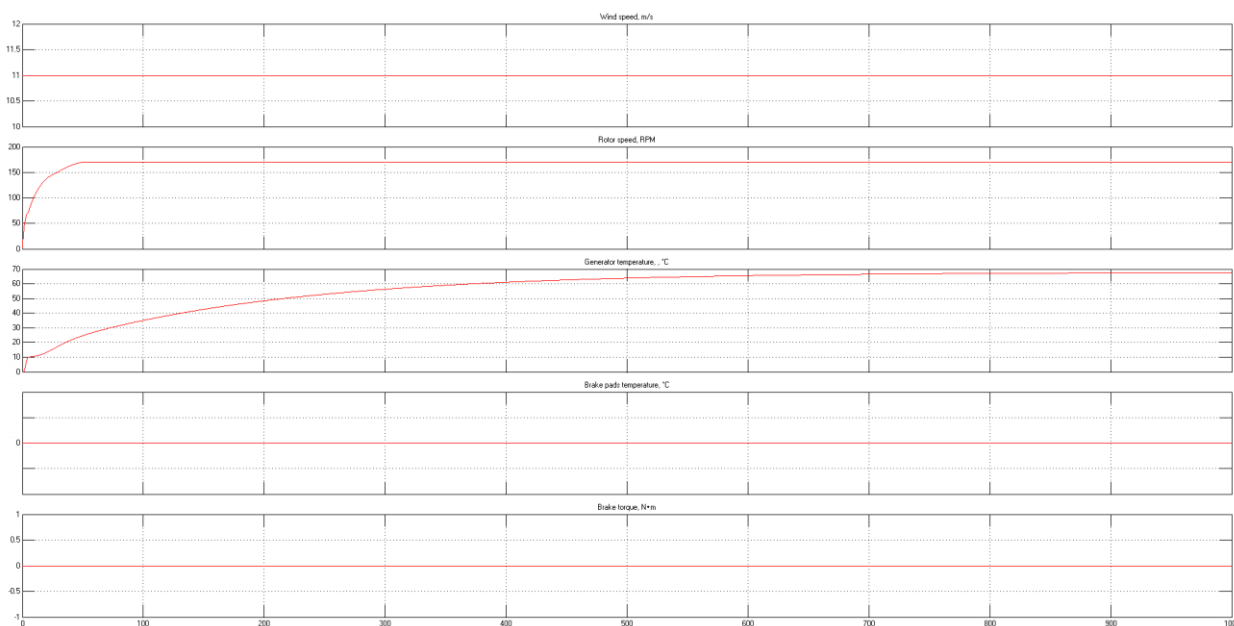


Рисунок 3.4.1 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения ВЭУ-3 при установившейся скорости ветра 11 м/с.

Следующий случай компьютерного моделирования осуществлялся при установившемся значении скорости ветра 15 м/с (рисунок 3.4.2). В данном случае активация системы торможения являлась необходимостью, т.к. основная система управления ВЭУ-3 и аэродинамические ограничители не способны обеспечить нормальный режим работы. При превышении скорости вращения ротора ВЭУ-3 выше 180 об/мин, происходила активация системы торможения. При этом, при такой скорости ветра и соответствующей интенсивности торможений температура тормозных колодок не превысила 187,5 °С. Также, на графике видно изменение со временем величины тормозного момента. Это обусловлено повышением температуры тормозных колодок и увеличением коэффициента трения материала. Необходимо отметить, что основная система управления ВЭУ-3 работает по определенному алгоритму, при котором электрическая нагрузка подключается к генератору только при достижении максимально возможной скорости вращения ротора при имеющейся ветровой нагрузке, т.е. электрическая

нагрузка будет подключаться только после разгона ветроколеса [109]. Но т.к. система торможения прерывает разгон ветроколеса, основная система управления не нагружает генератор. Соответственно, ток в обмотках генератора равен 0 и не происходит их нагрев. Кроме того, моделирование работы системы торможения ВЭУ необходимо проводить при условии, что торможение осуществляется без учета воздействия на ротор электромагнитного момента, т.к. в случае аварии электрический генератор может быть выведен из строя и не оказывать дополнительного воздействия на ротор.

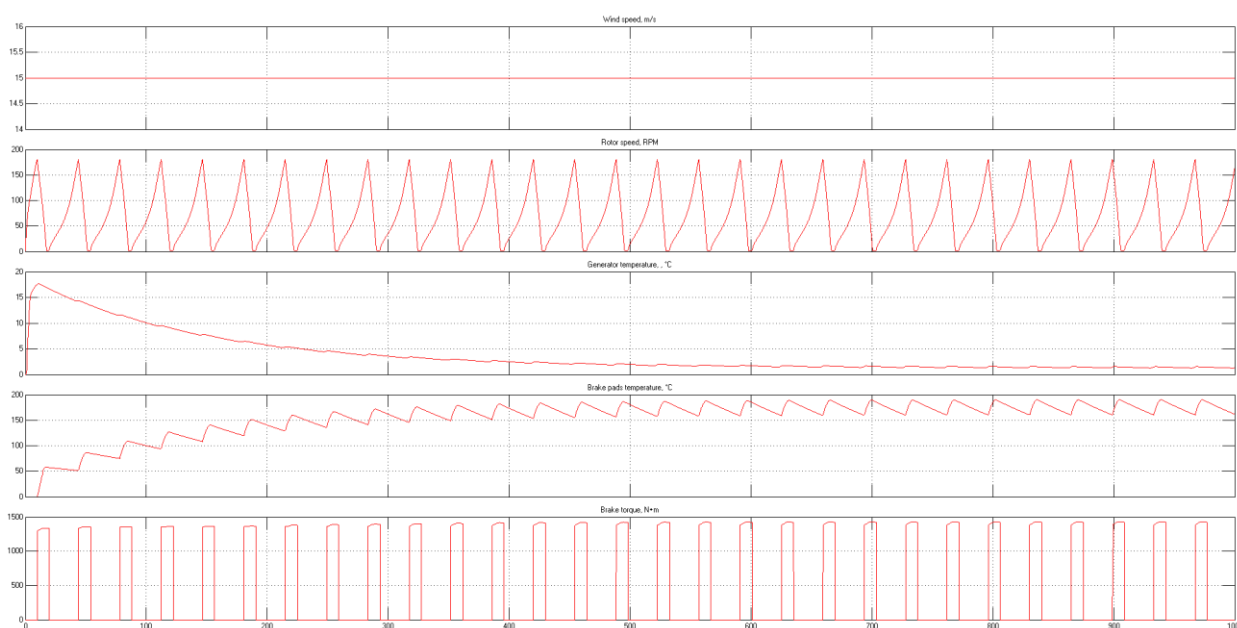


Рисунок 3.4.2 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения при скорости ветра 15 м/с.

Далее моделирование проводилось при скорости ветра 20 м/с (рисунок 3.4.3). Изначально активация системы торможения происходила из-за превышения номинальной скорости вращения ротора, однако на отрезке времени, начинающемся с 206 секунды, произошло превышение рабочей температуры тормозных колодок. В результате система торможения оставалась в активированном состоянии более длительное время для того, чтобы произошло охлаждение тормозных колодок до рабочей температуры. После этого происходила деактивация системы. На графике тормозного

момента видно, как уменьшается его величина при нагреве тормозных колодок выше рабочей температуры, и как увеличивается при их остывании.

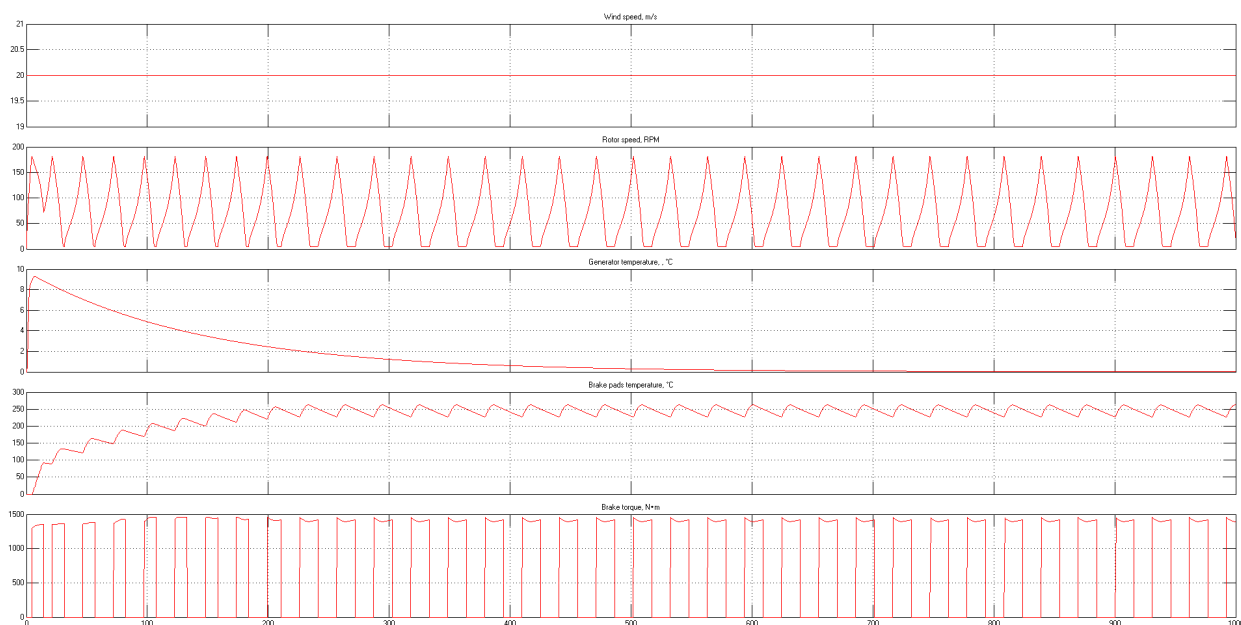


Рисунок 3.4.3 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения при скорости ветра 20 м/с.

Результаты компьютерного моделирования работы системы торможения ВЭУ-3 при установившейся скорости ветра 25 м/с представлены на рисунке 3.4.4. График скорости вращения ротора ВЭУ показывает, что при первоначальном разгоне было превышено значение максимально допустимой скорости вращения – 200 об/мин и система торможения ВЭУ не успела затормозить ветроколеса. Однако при следующем торможении не было превышено максимальное значение скорости вращения ротора ВЭУ, т.к. температура тормозных колодок увеличилась и увеличился коэффициент трения материала. В реальных же условиях значение скорости ветра будет увеличиваться постепенно, соответственно система торможения будет активирована на более низких скоростях, в результате чего прогрев тормозных колодок произойдет заблаговременно и увеличится коэффициент трения.

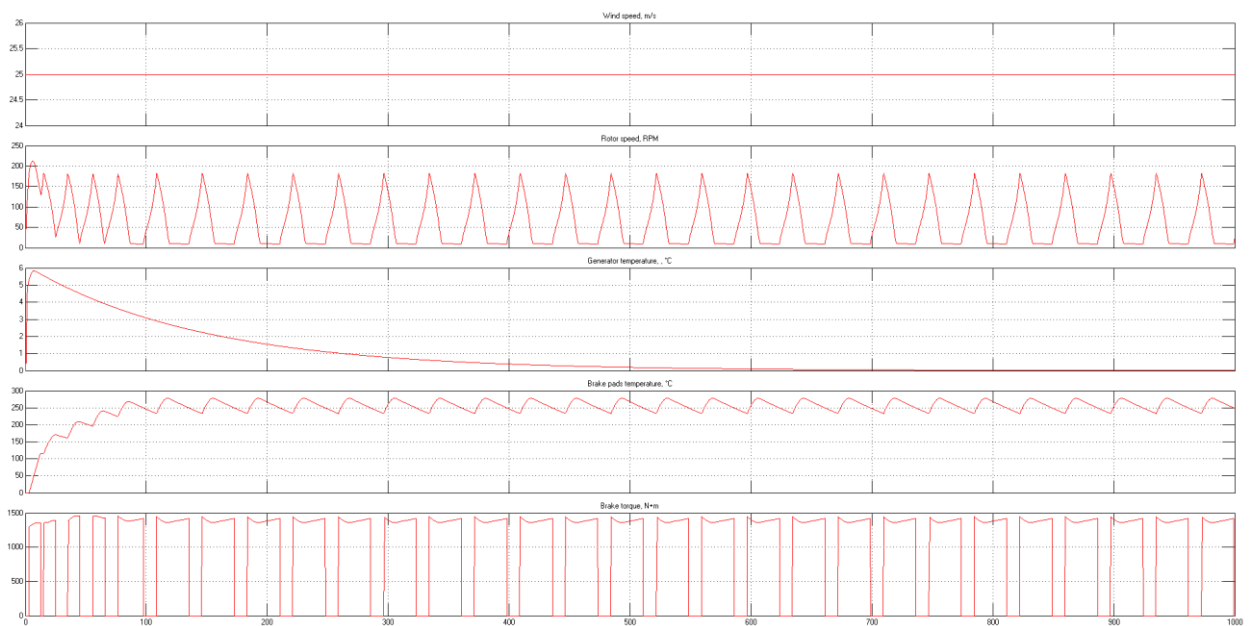


Рисунок 3.4.4 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения при скорости ветра 25 м/с.

При установившихся значениях скорости ветра выше 25 м/с система торможения не обеспечивала безопасность работы ВЭУ-3, в результате чего происходило значительное превышение максимально допустимой скорости вращения ротора ВЭУ.

График изменения скорости ветра, полученный в результате измерений на метеостанции представлен на рисунке 3.4.5. Данные скорости ветра не превышали значения 11 м/с, соответственно ветроэнергетическая установка при таких условиях будет работать в штатном режиме. Средняя скорость ветра составила 6,6 м/с. Результат компьютерного моделирования работы ВЭУ-3 при указанной ветровой нагрузке представлен на рисунке 3.4.6. Скорость вращения ротора и температура генератора не превышали допустимых значений и необходимость в аварийном торможении отсутствовала.

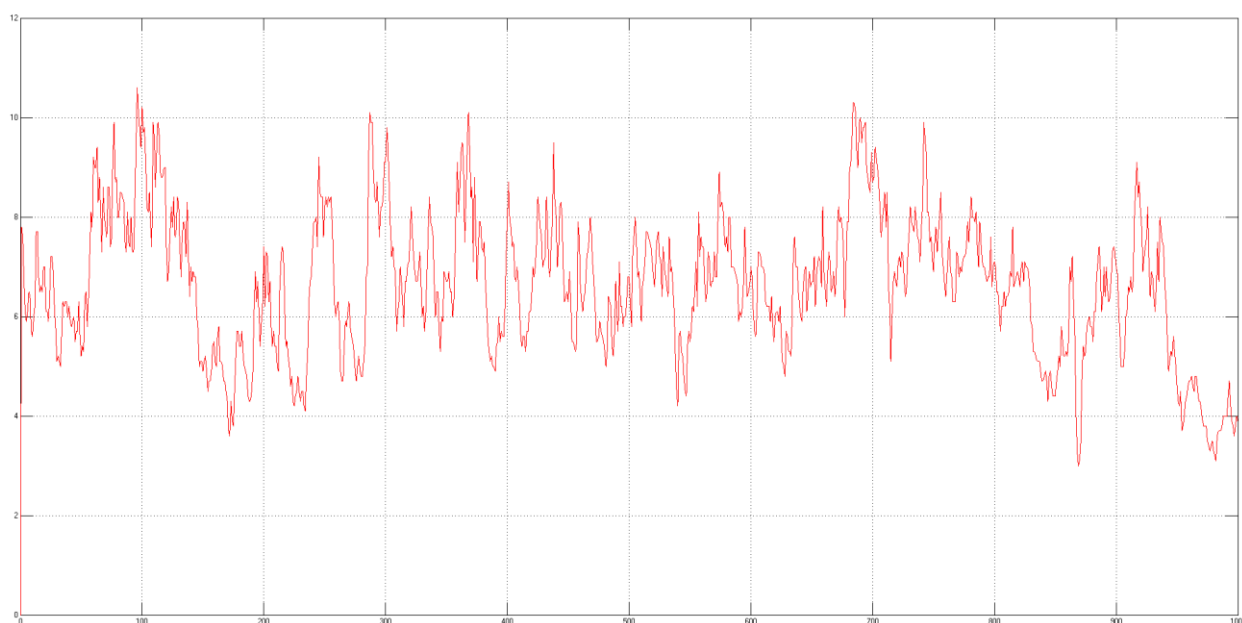


Рисунок 3.4.5 – Результаты измерений скорости ветра для координат 55°9'40".004 с.ш.(N), 61°22'6".258 в.д.(E).

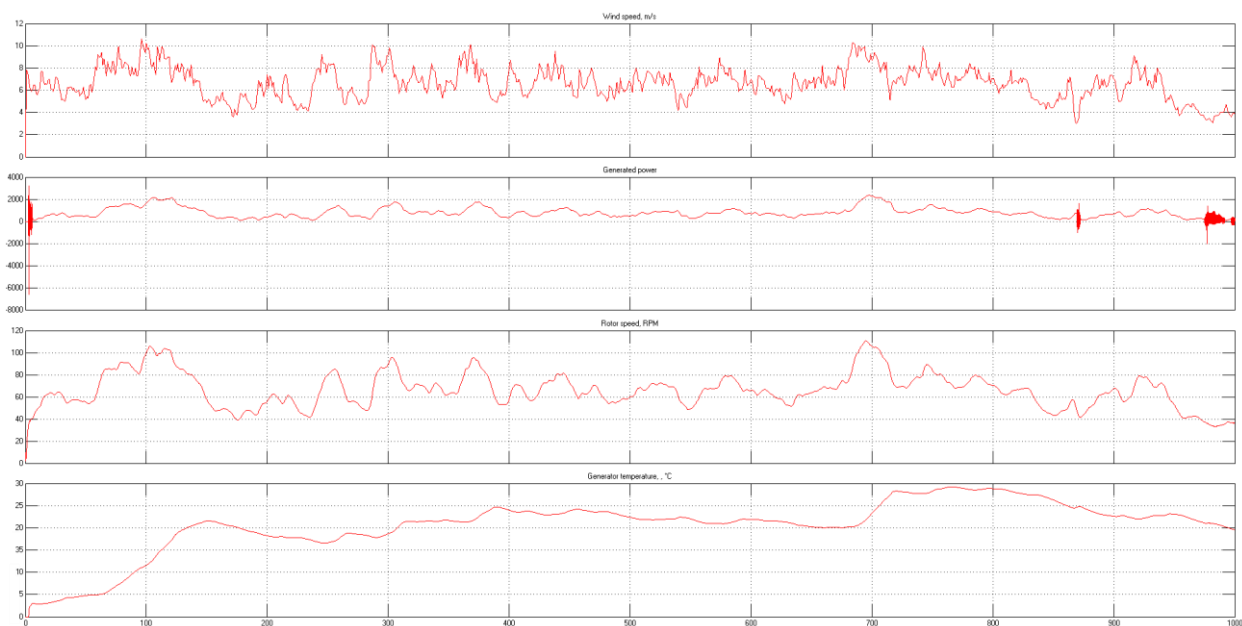


Рисунок 3.4.6 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения ВЭУ-3 при «доминальной» переменной скорости ветра.

Однако для того, чтобы выяснить максимальные значения отдельных порывов ветра, при которых система торможения обеспечит безопасность эксплуатации ВЭУ-3, реальные значения скорости ветра на рисунке 3.4.5 были помножены на повышающий коэффициент. В результате, было определено, что при повышающем коэффициенте 3.3 скорость отдельных порывов ветра

достигала 35 м/с, при этом система торможения обеспечивала безопасность эксплуатации ВЭУ, не допуская превышения допустимых рабочих параметров ВЭУ-3 (рисунок 3.4.7). Средняя скорость ветра за указанный временной период составила 21,9 м/с. На графике тормозного момента видно, как варьировалась длительность удержания ВЭУ в заторможенном состоянии в зависимости от нагрева и длительности охлаждения тормозных элементов.

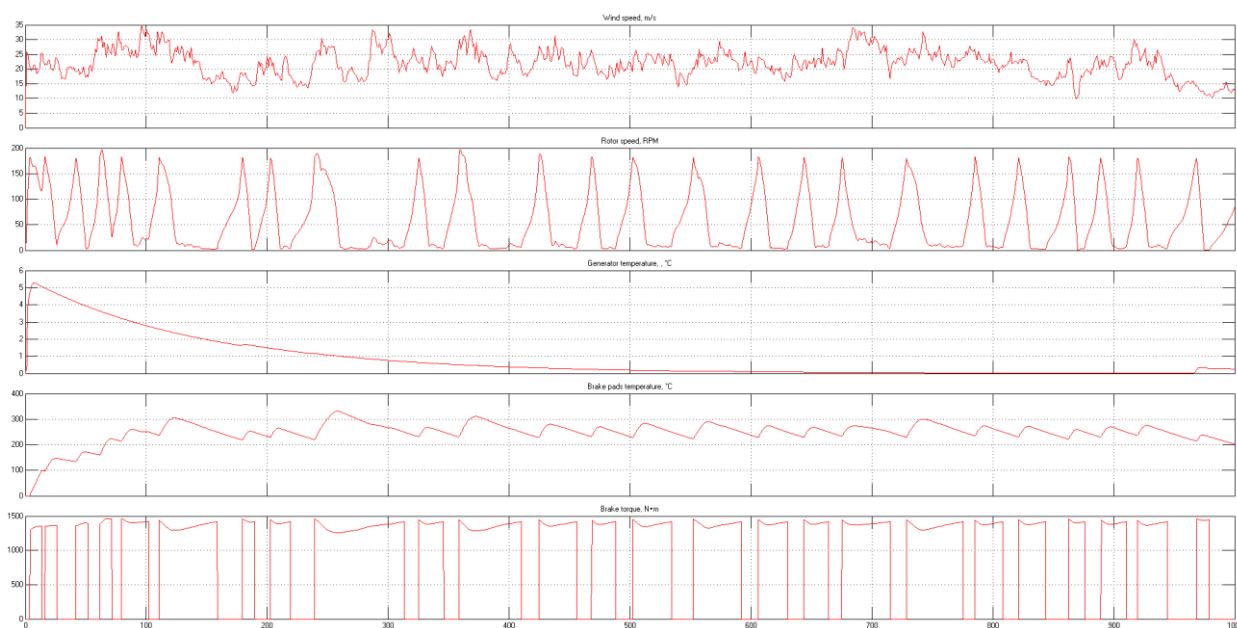


Рисунок 3.4.7 – Результаты компьютерного моделирования работы системы аварийного торможения ВЭУ-3 при переменной скорости ветра с отдельными порывами до 35 м/с и среднем значении 21,9 м/с.

Для проверки корректности расчета температуры нагрева тормозных элементов было проведено термическое исследование в пакете FlowSimulation программного комплекса SolidWorks. Для этого был выбран вариант компьютерного моделирования работы системы торможения ВЭУ-3 при устранившейся скорости ветра 25 м/с (рисунок 3.3.4). Исследование проводилось за 9 итераций. На основе выражений (2.11) и (2.12) было рассчитано количество энергии, выделявшееся за каждое торможение (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Расчетные данные для термодинамического моделирования процесса нагрева и охлаждения тормозных колодок в пакете FlowSimulation программного комплекса SolidWorks.

№ итерации	Продолжительность процесса, с	Тип процесса	Кол-во выделившейся энергии, Дж
1	10	Нагрев	1 935 286,67
2	3	Охлаждение	-
3	10	Нагрев	1 356 480,00
4	10	Охлаждение	-
5	10	Нагрев	1 356 480,00
6	10	Охлаждение	-
7	10	Нагрев	1 356 480,00
8	10	Охлаждение	-
9	10	Нагрев	1 356 480,00

В начале исследования была задана начальная температура всех элементов конструкции равная 0 °С (рисунок 3.4.8), а перед каждой последующей итерацией температура нагрева тормозных элементов задавалась с учетом конечных температурных показателей, полученных на предыдущей итерации. Также, в условиях исследования было указано значение скорости движения внешней среды (воздуха) вокруг конструкции и средняя скорость вращения тормозного барабана.

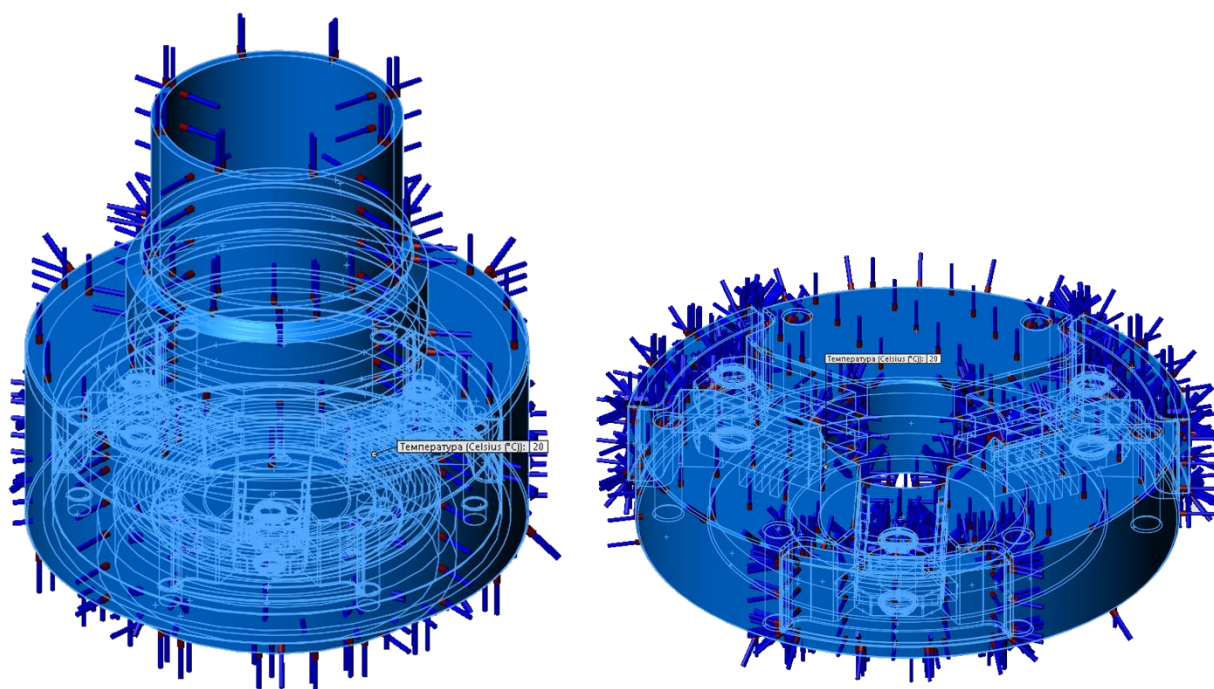


Рисунок 3.4.8 – Установка исходных температурных параметров конструкции системы торможения ВЭУ-3 в ходе термодинамического исследования.

По результатам исследования на девятой итерации было получено, что максимальная температура нагрева тормозных элементов составила 258,53 °C (рисунок 3.4.9). Данный результат ниже максимального значения, указанного на рисунке 3.4.4 на 9,87 °C. Такое расхождение может быть обусловлено тем, что в ходе термического исследования учитывалось вращение тормозного барабана (а, следовательно, и повышенная теплоотдача за счет обдува воздухом), а при компьютерном моделировании в среде MATLAB Simulink данный факт не учитывался.

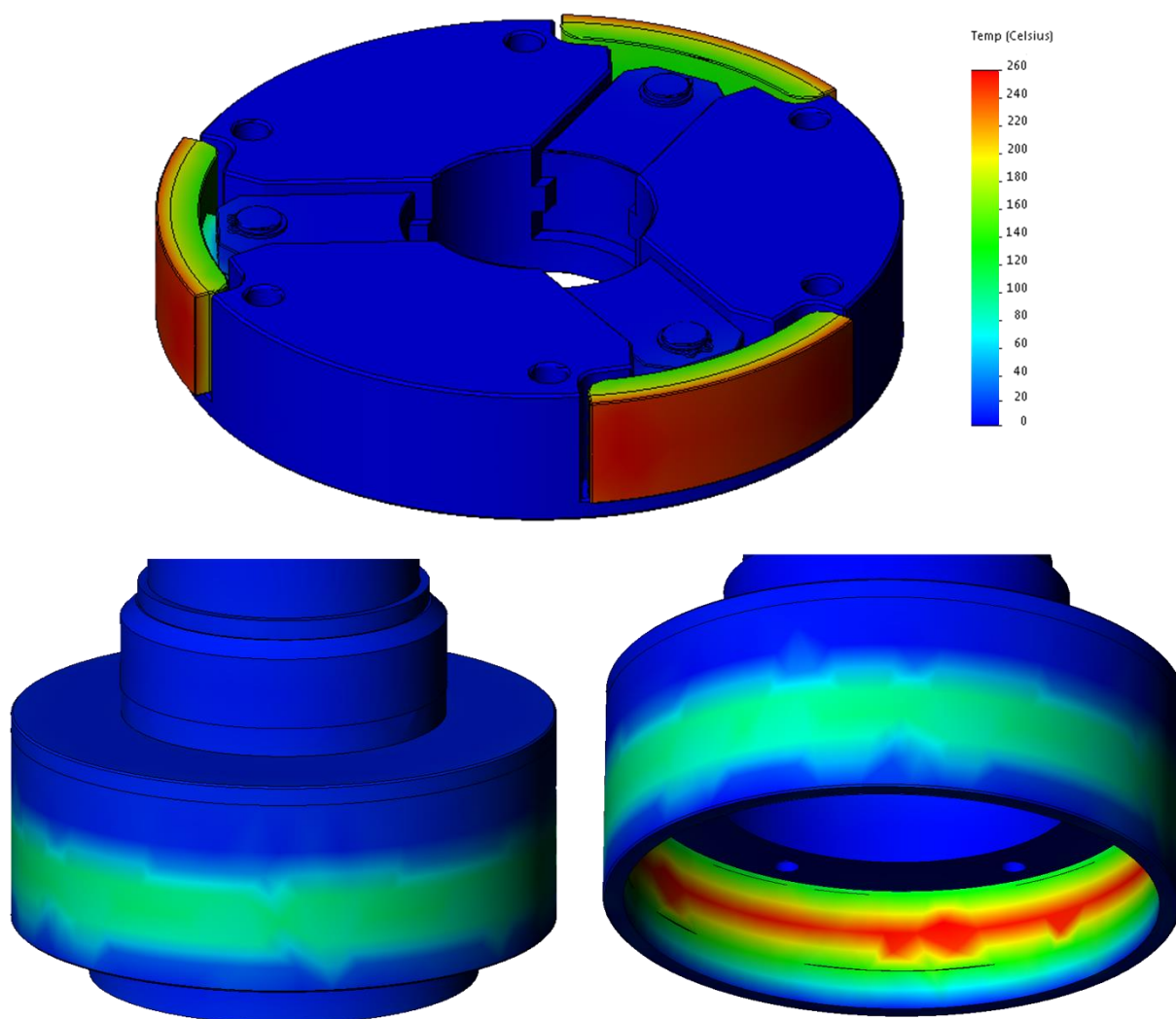


Рисунок 3.4.9 – Результаты термодинамического моделирования процесса нагрева и охлаждения тормозных элементов при работе системы аварийного торможения ВЭУ-3 на установившейся скорости ветра 25 м/с.

3.5. Расчет устойчивости системы аварийного торможения ВЭУ-3

Необходимо учитывать, что все элементы системы управления имеют некоторую инерционность, следовательно, сам процесс управления может быть неустойчивым, либо находиться на границе устойчивости. А принимая во внимание, что ветровая нагрузка на ротор является стохастической величиной, возникает вероятность перерегулирования системы управления. Для исключения перечисленных негативных факторов была проведена соответствующая проверка системы на устойчивость. Очевидно, что микроконтроллер, электрический привод, датчики и прочие электронные и электрические компоненты системы управления обладают коэффициентами инерционности. Но величины этих коэффициентов ничтожно малы по сравнению с инерционностью механических звеньев – редуктора и кулачкового блока и их значениями можно в расчете пренебречь. Таким образом, было получено характеристическое уравнение системы третьего порядка:

$$D(p) = a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3. \quad (3.14)$$

Для определения устойчивости систем третьего порядка сформулированы два критерия – Вышнеградского и Михайлова [85]. В рассматриваемом случае более предпочтительным являлся критерий Михайлова, т.к. он имеет графическое отображение результатов расчета, в то время как по критерию Вышнеградского приходится работать с крупным математическим массивом. Критерий А.В. Михайлова подразумевает анализ характеристического уравнения, которое можно записать в виде [79]:

$$D(j\omega) = R_e(\omega) + jJ_m(\omega), \quad (3.15)$$

где $R_e(\omega)$ – действительная часть, полученная из составляющих уравнения (3.14), содержащих четные степени $(j\omega)$, а $J_m(\omega)$, соответственно, из членов с нечетными степенями. Каждому значению ω_i на комплексной плоскости соответствует вектор, конец которого имеет координаты $R_e(\omega_i)$ и $J_m(\omega_i)$. Если варьировать значение ω_i от 0 до ∞ , то конец вектора опишет на комплексной

плоскости кривую, которая будет являться годографом. А если система устойчива, то годограф начинается при $\omega = 0$ на действительной положительной полуоси и при неограниченном возрастании ω последовательно огибает начало координат против часовой стрелки, проходя n квадрантов комплексной плоскости, где n – порядок характеристического уравнения [79]. В случае, если годограф проходит через начало координат, это свидетельствует о том, что система находится на границе устойчивости [71].

Итак, запишем для рассматриваемой системы управления характеристический многочлен с учетом коэффициентов для каждого из блоков системы:

$$D(p) = 3824,5p^3 + 4448,2p^2 + 63,03p + 0,308. \quad (3.16)$$

Осуществляя подстановку $p = j\omega$ в (3.16), получим характеристический вектор $D(j\omega)$:

$$D(p) = 3824,5(j\omega)^3 + 4448,2(j\omega)^2 + 63,03(j\omega) + 0,308. \quad (3.17)$$

Разделив действительную и мнимую составляющую вектора $D(j\omega)$, получим (3.15). Пересечение годографа с осью R_e происходит при $J_m(\omega)$:

$$\begin{aligned} J_m(\omega) &= \omega \cdot (63,03 - 3824,5\omega^2) = 0, \\ \omega_1 &= 0, \omega_2 = \sqrt{\frac{63,03}{3824,5}} = 0,128. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Таким образом первая точка пересечения при $\omega_1 = 0$ соответствует $R_e(\omega_1) = 0$, вторая точка при $\omega_2 = 0,128$ соответствует $R_e(\omega_2) = -73$. Пересечение годографа с осью J_m происходит при:

$$\begin{aligned} R_e(\omega) &= 0,308 - 4448,2\omega^2 = 0, \\ \omega_1 &= \left(\frac{0,308}{4448,2} \right)^{1/2} = 8,3 \cdot 10^{-2}, \\ J_m(\omega_1) &= 0,522. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Теперь выберем положительные значения корней, т.к. ω изменяется от 0 до ∞ . А для построения графика зададимся рядом значений $0 < \omega < \infty$ и рассчитаем соответствующие значения $R_e(\omega)$ и $J_m(\omega)$. По данным из таблицы

3.6, приведенной ниже, представлен годограф характеристического уравнения на рисунке 3.5.1.

Таблица 3.6 – Расчетные значения для построения годографа характеристического уравнения.

ω	0	$5 \cdot 10^{-2}$	$8 \cdot 10^{-2}$	10^{-1}	$2 \cdot 10^{-1}$	...	∞
R_e	0,308	-10,8	-28,16	-44,17	-177,6	...	$-\infty$
J_m	0	2,67	3,08	2,47	-17,99	...	$-\infty$

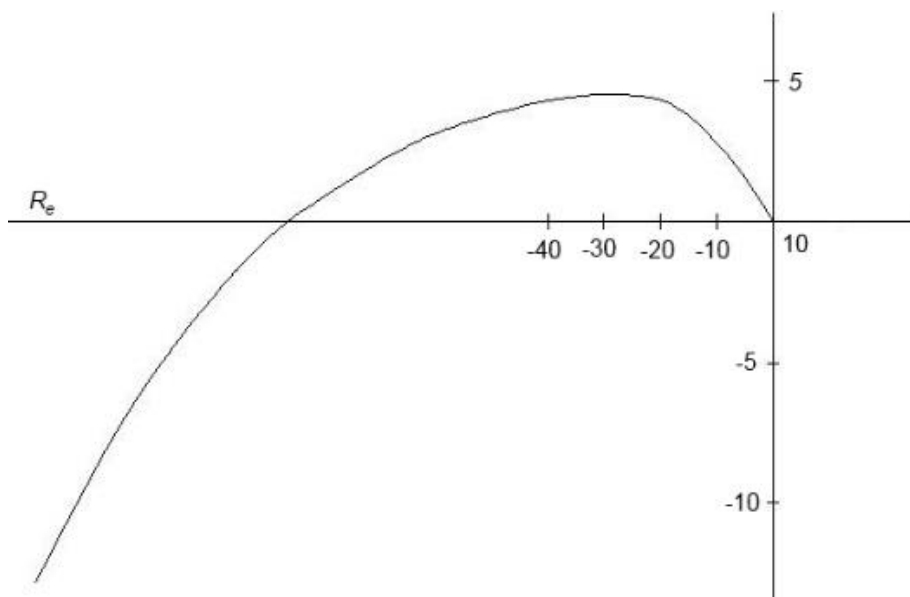


Рисунок 3.5.1 – Годограф Михайлова для характеристического уравнения третьего порядка.

На основании полученного годографа Михайлова можно сделать вывод об устойчивости системы, т.к. кривая последовательно огибает точку начала координат против часов стрелки и проходит через 3 квадранта комплексной плоскости.

3.6. Экспериментальное исследование работы системы аварийного торможения ВЭУ-3

Для проверки адекватности компьютерной модели системы торможения ветроэнергетической установки был использован исследовательский стенд, имитирующий процесс работы системы торможения ВЭУ (такой стенд

имеется в Центре коллективного пользования). На рисунке 3.6.1 представлен общий вид стенда.

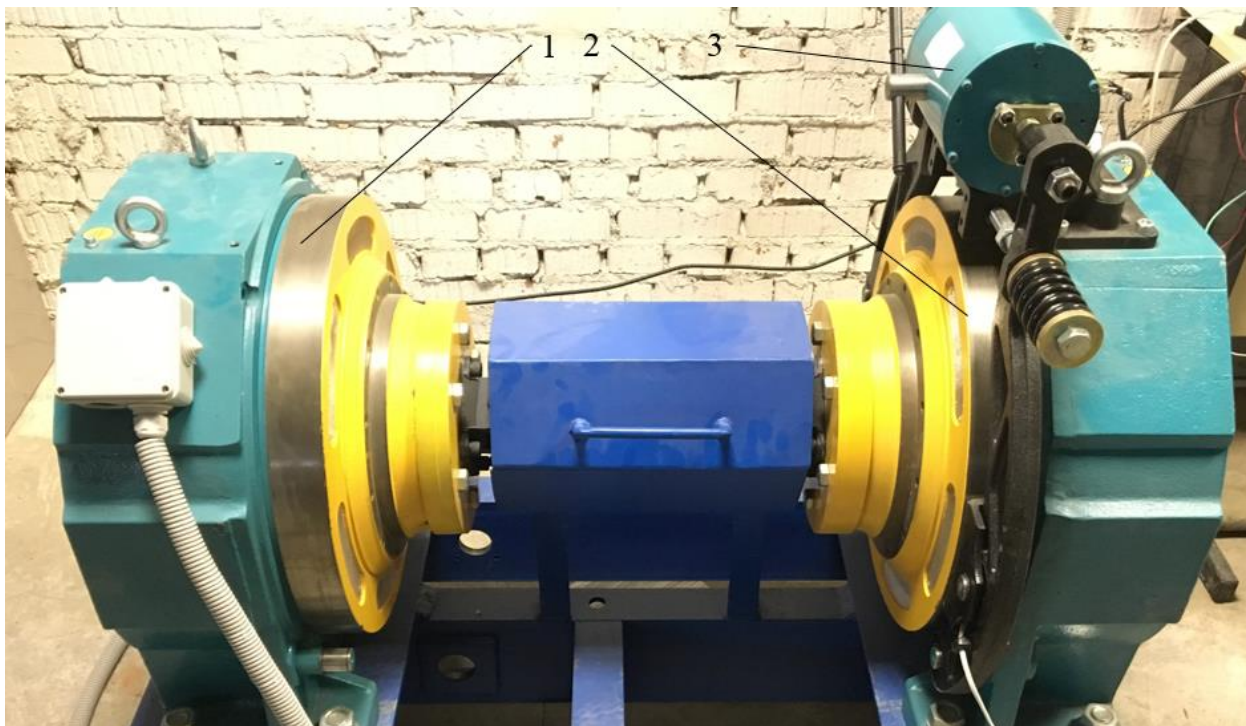


Рисунок 3.6.1 – Общий вид исследовательского стенда СГСУ-3000: 1 – приводной узел, 2 – ведомый узел, 3 – тормозной блок.

Ведущий (приводной) узел 1 имитирует ветровую нагрузку. Ведомый узел 2 имитирует ветроколесо ВЭУ, воспринимающее ветровую нагрузку. Передача мощности от ведущего узла к ведомому осуществляется с помощью карданного вала, а также, через моментную муфту (расположена внутри ведомого узла). Кроме того, на ведомый узел смонтирован тормозной блок 3, имитирующий систему аварийного торможения ВЭУ. Управление ведущим блоком осуществляется с помощью частотного преобразователя и интерфейса ввода данных (рисунок 3.6.2). Управление тормозным блоком осуществляется с помощью управляющей платы (рисунок 3.6.3). В таблице 3.6 приведены характеристики стенда СГСУ-3000.



Рисунок 3.6.2 – Частотный преобразователь и интерфейс ввода данных стенда СГСУ-3000.

Таблица 3.7 – Паспортные характеристики стенда СГСУ-3000.

Напряжение питания стенда, В	380
Номинальная мощность стенда, Вт	3000
Номинальный ток, А	11,2
Номинальный крутящий момент, Н·м	590
Макс. скорость вращения вала ведущего узла, об/мин	440
Диаметр тормозного барабана, мм	400
Перегрузка	2,3 ($I_{\text{макс}} / I_{\text{ном}}$)
Номинальное напряжение тормозного блока, В	60
Номинальный ток тормозного блока, А	0,72
Время насыщения (активации) тормозного блока, мсек	300...500

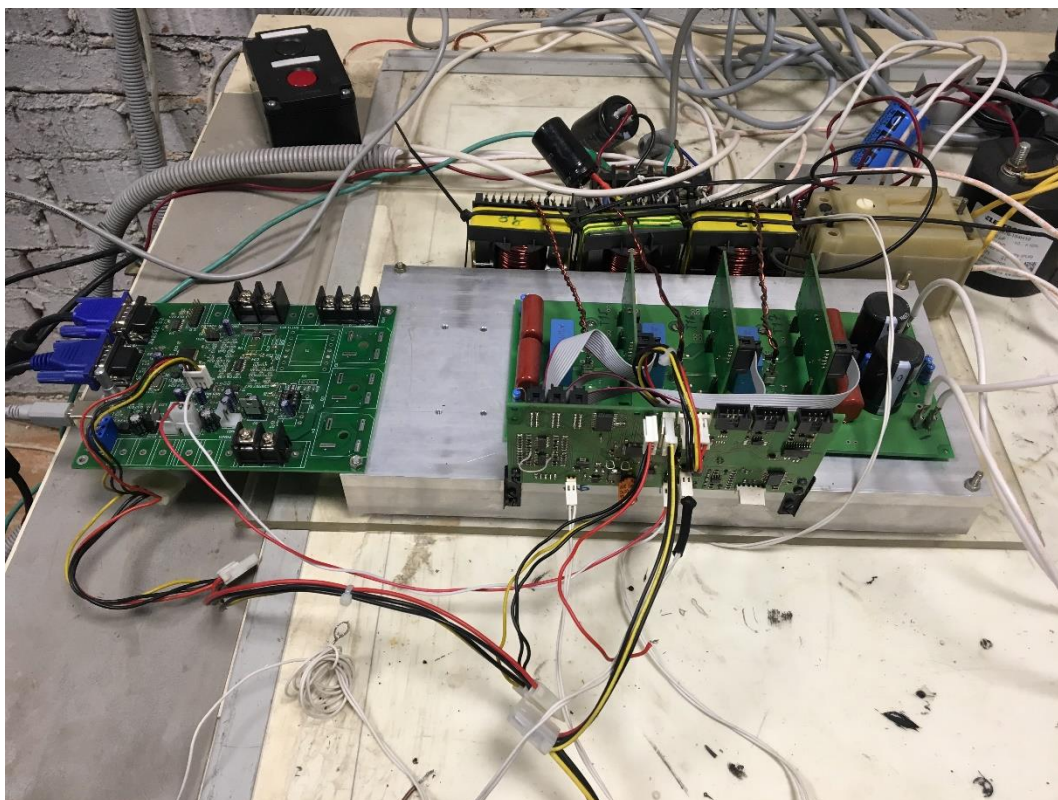


Рисунок 3.6.3 – Плата управления стендом СГСУ-3000.

На рисунке 3.6.4 представлена конструкция тормозного блока, а на рисунке 3.6.5 – его кинематическая схема. Электромагнит 1 при нормальной работе стенда постоянно находится в активированном состоянии, т.е. разжимает скобы 3. В свою очередь пружины 2 воздействуют на скобы 3, прижимая, закрепленные на них, тормозные колодки 4 к тормозному барабану 5. При этом тормозной барабан 5 жестко закреплен на ведомом узле. Под нормальной работой стенда понимается его состояние, при котором измеряемые параметры (скорость вращения вала ведомого узла и температура тормозных колодок – измеряется с помощью термопары 6) не превышают предельно допустимых значений. Передача вращения на барабан осуществляется от приводного блока 8 через моментную муфту 7. Моментная муфта 7 позволяет ограничивать передаваемый крутящий момент, т.е. в случае, если приводной блок будет передавать крутящий момент, превышающий значение крутящего момента, на который рассчитана муфта, произойдет проскальзывание вала.

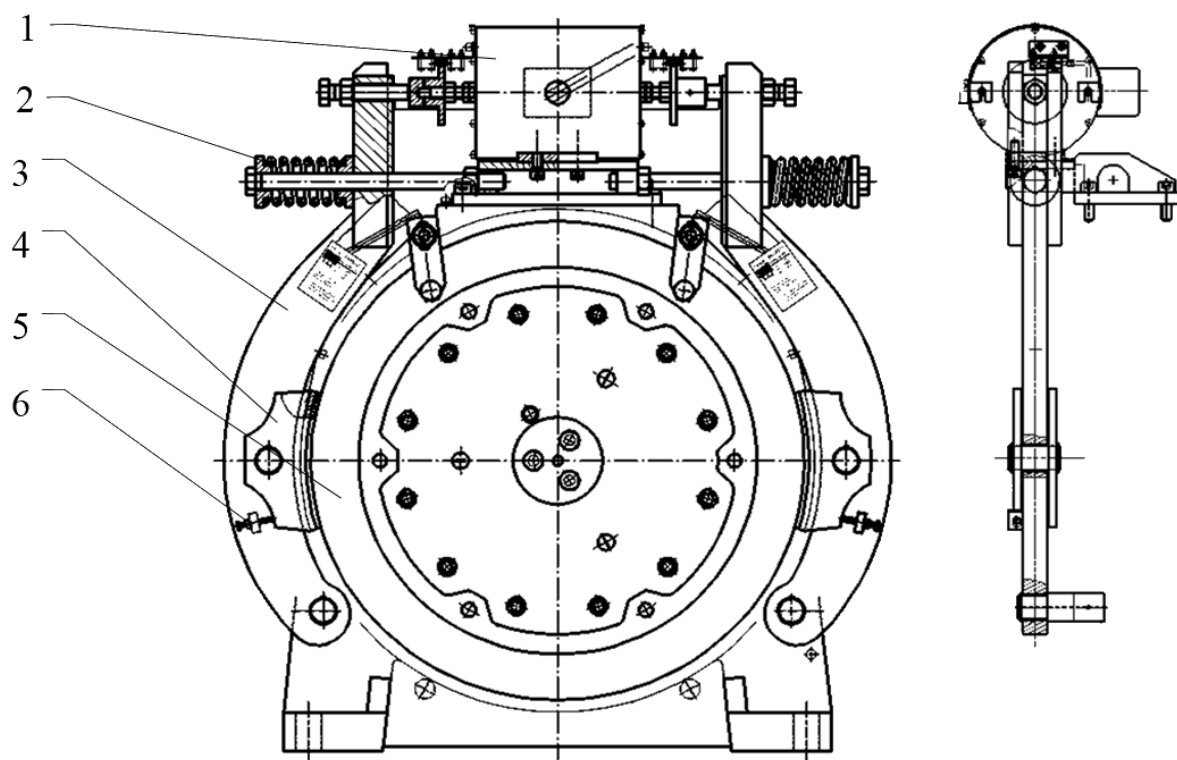


Рисунок 3.6.4 – Схема конструкции тормозного блока в составе стенда СГСУ-3000.

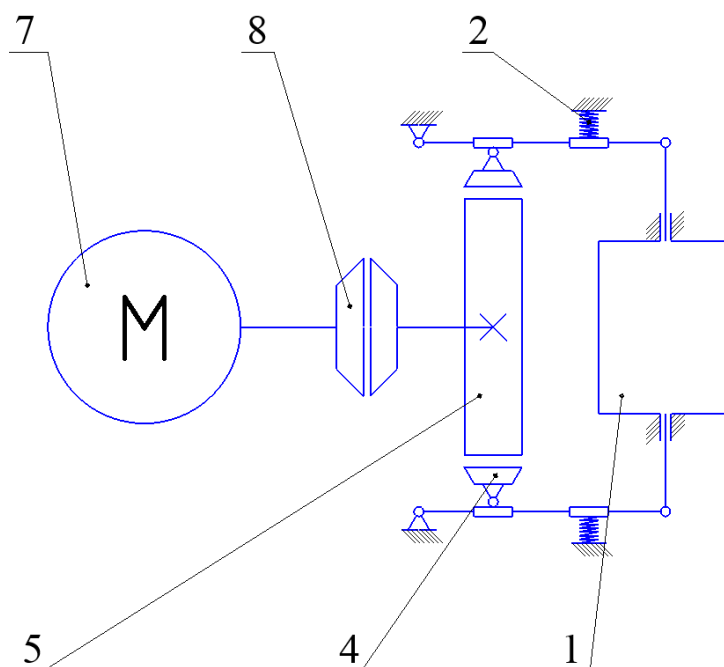


Рисунок 3.6.5 – Кинематическая схема стенда СГСУ-3000.

Стенд оборудован датчиками, измеряющими скорости вращения, ведущего и ведомого узлов. Кроме того, в тормозные колодки вмонтированы

термопары, предназначенные для измерения температуры нагрева тормозных колодок. Для проведения эксперимента был разработан алгоритм для программы управления (рисунок 3.6.6). Также, для проведения эксперимента необходимо ввести в состав стенда компьютер для фиксации данных.

Для проведения эксперимента над работой системы торможения стенда производителем были рекомендованы следующие параметры:

- крутящий момент приводного блока – 28 Н·м,
- максимальный крутящий момент на муфте – 29 Н·м,
- скорость вращения приводного блока – 337 об/мин,
- сила прижатия пружин 760 Н.

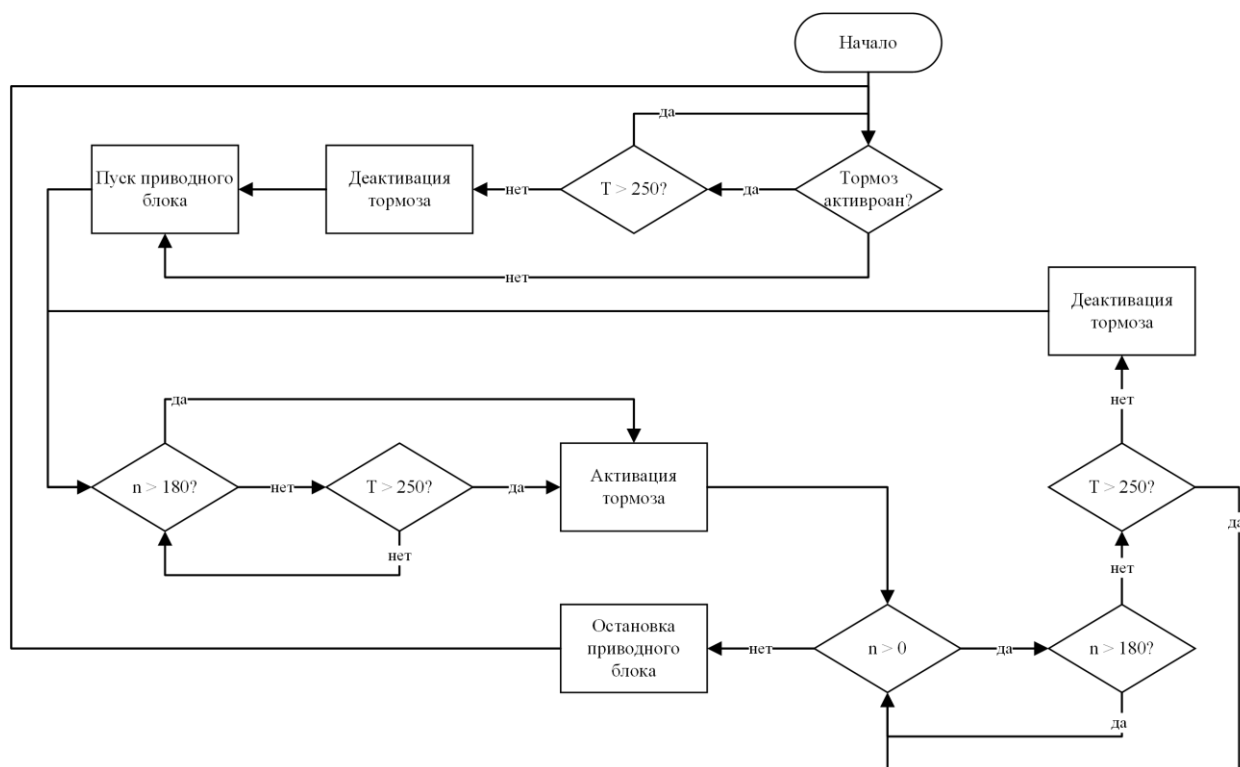


Рисунок 3.6.6 – Алгоритм работы программы управления тормозным блоком СГСУ-3000.

Цель испытаний – проверка работоспособности алгоритма управления системой аварийного торможения, предложенного автором во 2 главе, а также проверка адекватности компьютерной модели системы аварийного торможения ВЭУ-3 (а, следовательно, и универсальной компьютерной модели системы аварийного торможения ветроэнергетической установки).

Объект испытаний – стенд СГСУ-3000.

Последовательность проведения испытаний:

1. Стенд СГСУ-3000 был подключен к сети 380 В.
2. Плата управления системой торможения была подключена к сети 220 В.
3. Термопары были подключены к плате управления.
4. Интерфейсы измерения скорости вращения ведущего и ведомого узлов были подключены к плате управления.
5. Интерфейс управления частотным преобразователем был подключен к плате управления тормозным блоком.
6. Плата управления была подключена к компьютеру. На компьютере была запущена программа записи данных в log-файл.
7. С помощью регулировочных винтов были выставлены прижимные пружины так, что каждая пружина оказывала воздействие на тормозной барабан с силой 380 Н (количество оборотов регулировочных винтов определено в соответствии со значениями, приведенными в паспорте стенда). Суммарная сила воздействия тормозных колодок равнялась 760 Н. При этом, расчетная сила трения при торможения должна была составить 152 Н, а тормозной момент 30,4 Н·м.
8. С помощью регулировочной винтовой втулки на моментной муфте был выставлен максимальный крутящий момент 29 Н·м. Регулировочная втулка была зафиксирована прижимным винтом.
9. С помощью компьютера были заданы предельное значение скорости вращения ведомого вала – 180 об/мин и предельная температура тормозных колодок – 250 °С. После задания параметров автоматически был активирован электромагнит, тем самым разжав тормозные колодки на тормозном барабане.
10. На частотном преобразователе через интерфейс была задана управления скорость вращения ведущего блока 337 об/мин (что соответствует скорости вращения ветроколеса ВЭУ-3 при скорости ветра 25 м/с). При данной

частоте вращения приводной блок создавал крутящий момент 28 Н·м. Далее был произведен запуск стенда.

11. Во время работы стенда контролировалась длительность простоя стенда в заторможенном состоянии. При совпадении длительности или фиксации близких по значению временных интервалов работа стенда может быть оценена как установившаяся и эксперимент может быть завершен.

На рисунке 3.6.7 представлено изображение общего вида рабочего места, на котором проводился эксперимент.



Рисунок 3.6.7 – Рабочее место для проведения эксперимента.

3.7. Обработка и анализ результатов, полученных в ходе экспериментального исследования

Данные эксперимента были сохранены в log-файл на компьютере, подключенным к плате управления тормозным блоком стенда. Далее, полученные данные были импортированы в среду MATLAB Simulink, в которой на основе полученных значений были построены графики (рисунок 3.7.1).

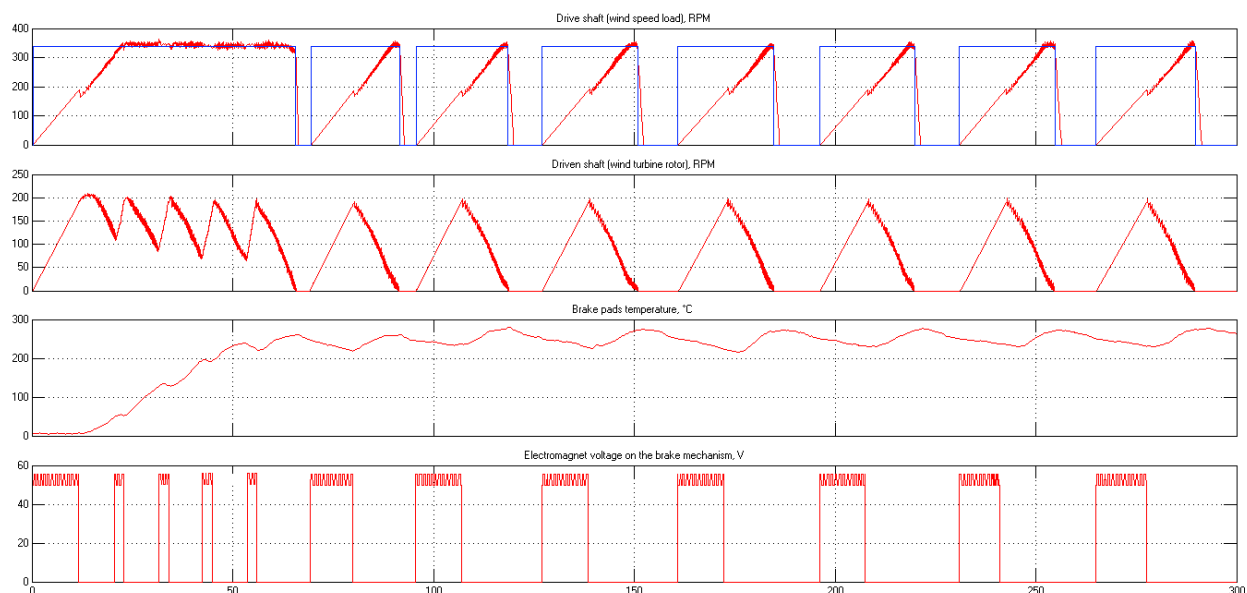


Рисунок 3.7.1 – Графическое представление данных, полученных в ходе экспериментального исследования на стенде СГСУ-3000.

На первом графике представлена скорость вращения ведущего блока. При чем красным цветом показана фактическая скорость вращения вала, а синим – скорость, заданная в настройках. На втором графике показана скорость вращения ведомого блока. Третий график иллюстрирует изменение температуры нагрева тормозных колодок в ходе эксперимента. И на четвертом графике изображено изменение величины напряжения, подаваемого на электромагнит тормозного блока. Необходимо напомнить, что принцип работы тормозного блока является инверсивным, т.е. при нормальном режиме работы стенда, электромагнит находится в активированном состоянии (тем самым, разжимая тормозные колодки и позволяя свободно вращаться валу), а при необходимости торможения питание электромагнита отключается (и пружины автоматически прижимают тормозные колодки к тормозному барабану).

Всего эксперимент длился 5 минут – этого времени было достаточно для того, чтобы работа тормозного блока начала происходить в установившемся режиме (с близкими по продолжительности временными интервалами простоя в заторможенном состоянии).

На 11 секунде эксперимента система активировала тормозные колодки, при этом скорость вращения ведомого вала снизилась до 104 об/мин, а ведущий вал продолжал разгон до заданной скорости вращения (337 об/мин). Разрыв передачи мощности между ведущим и приводным валами обеспечивался за счет моментной муфты. Данный процесс можно наблюдать на 1 и 2 графиках – во время проскальзывания муфты графики становятся скачкообразными. Это обуславливается особенностями конструкции моментной муфты, которые вызывают биения при передаче крутящего момента. Далее завершился разгон ведущего блока и наблюдалось второе торможение (на 24 секунде). После второго торможения скорость ведомого вала упала до 89 об/мин, хотя продолжительность торможения была такая же, как и при первом торможении (10 секунд). Это объясняется тем, что увеличилась температура контактной поверхности тормозных колодок и, как следствие, увеличился коэффициент трения материалов, а также произошла притирка поверхностей (стерлись частицы ржавого налета и других загрязнений). Далее следовало еще два аналогичных 10-секундных торможения ведомого вала. А во время процесса пятого торможения на 62 секунде температура тормозных колодок превысила 250 °С, в результате чего система торможения продолжала оставаться в активированном состоянии. На 65 секунде произошла полная остановка ведомого вала, после чего была автоматически прекращена подача напряжения на приводной блок. На 69 секунде температура тормозных колодок опустилась ниже 250 °С и система снова подала напряжение на приводной блок. Во время разгона ведущего и ведомого блоков на 109 секунде скорость вращения обоих валов превысила 180 об/мин, после чего вновь была активирована система торможения. Во время торможения температура тормозных колодок превысила 250 °С и система со 120 по 127 секунды оставалась в неподвижном состоянии, пока температура тормозных колодок не нормализовалась.

Дальше произошло еще 4 аналогичных итерации разгона и торможения с простым в заторможенном состоянии. При этом на 4 последних итерациях отмечалось близкое по длительности время простоя стенда в заторможенном состоянии, в результате чего был сделан вывод, что работа стенда приобрела установившийся характер и эксперимент был завершен.

Выводы:

Алгоритм работы системы торможения показал свою работоспособность как в процессе компьютерного моделирования, так и в ходе эксперимента. Измеряемые параметры системы не превысили предельных величин. При сравнении графиков на рисунках 3.4.4 и 3.7.1 наблюдается схожая тенденция нагрева тормозных колодок. Незначительные колебания на графике температуры на рисунке 3.7.1 вызваны погрешностью измерений самой термопарой, неравномерностью прогрева тормозных колодок и недостаточно жесткой фиксацией термопары в теле тормозной колодки. Кроме того, отмечается схожесть характеров изменения скорости вращения объектов торможения (ветроколеса и ведомого вала). Превышение температуры нагрева тормозных колодок над температурой нагрева тормозных колодок при компьютерном моделировании на 11,73%. Данное расхождение значений обусловлено тем, что экспериментальное исследование проводилось при температуре окружающей среды на 3 °C выше, чем в компьютерном моделировании. Кроме того, расхождение температурных значений объясняется неидеальностью пропорций геометрических параметров тормозных элементов в компьютерном и экспериментальном исследованиях.

Таким образом, созданные алгоритм управления, математическая и компьютерная модели системы аварийного торможения ВЭУ являются корректными и могут использоваться для расчетов и проектирования систем торможения ветроэнергетических установок с соответствующим масштабированием.

4. СПОСОБ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ ВЭУ-3.

4.1. Функциональная схема системы аварийного торможения ВЭУ-3

Для реализации аварийной системы торможения была разработана ее функциональная схема. Способ реализации аварийной системы торможения представлен на примере вертикально-осевой ветроэнергетической установки мощностью 3 кВт. На рисунке 4.1.1 изображена функциональная схема аварийной системы торможения ВЭУ с учетом всех вспомогательных элементов.

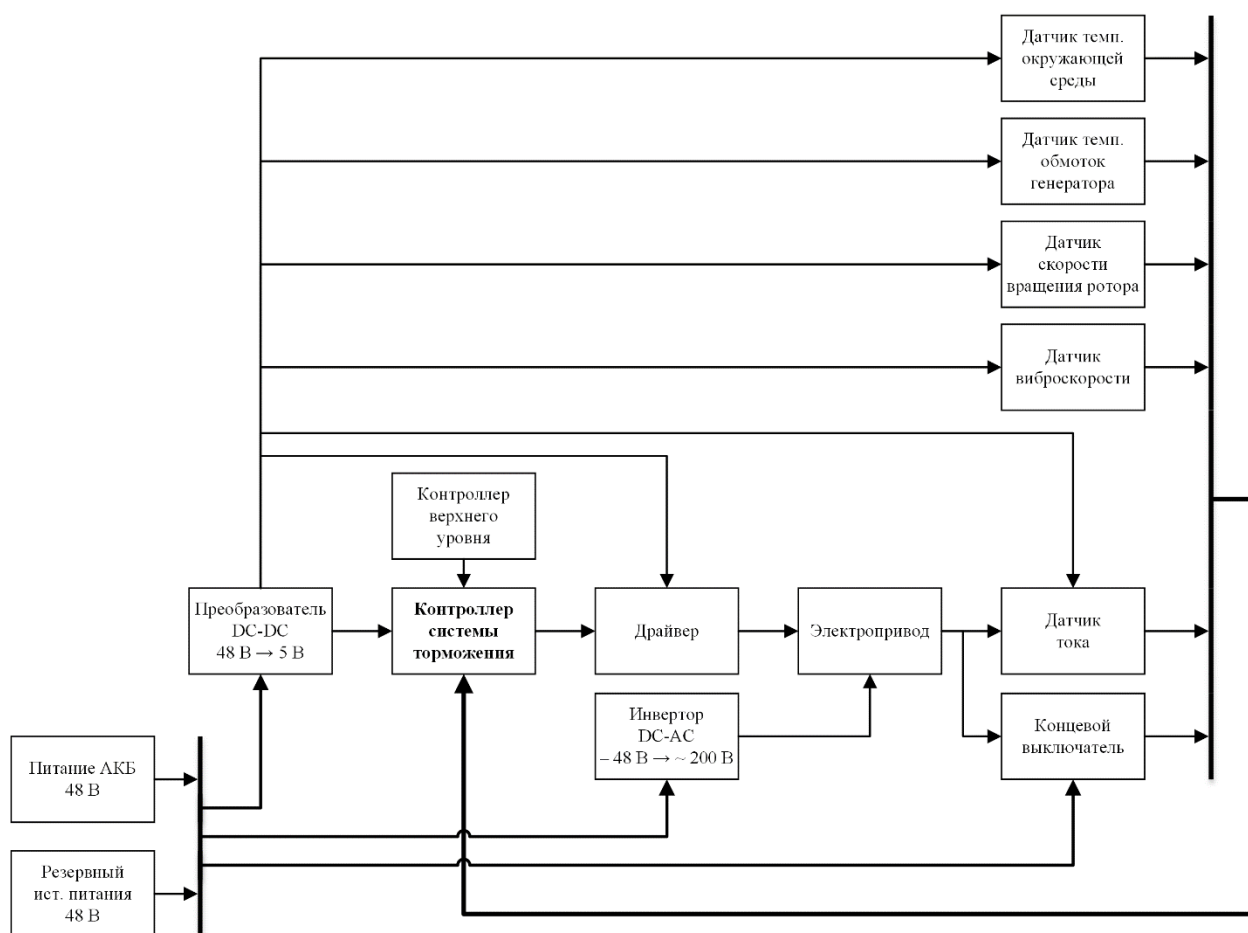


Рисунок 4.1.1 – Функциональная схема системы аварийного торможения ВЭУ-3.

4.2. Состав системы аварийного торможения ВЭУ-3.

В качестве контроллера был выбран Velocio Branch PLC 1486. Напряжение питания для данного контроллера может составлять 3,3 или 5 В [59].

Конструкция ВЭУ-3 уже имеет встроенный датчик частоты вращения (основанный на дифференциальном эффекте холла) TLE 4935L [125,109]. На рисунке 4.2.1 приведена схема такого датчика.

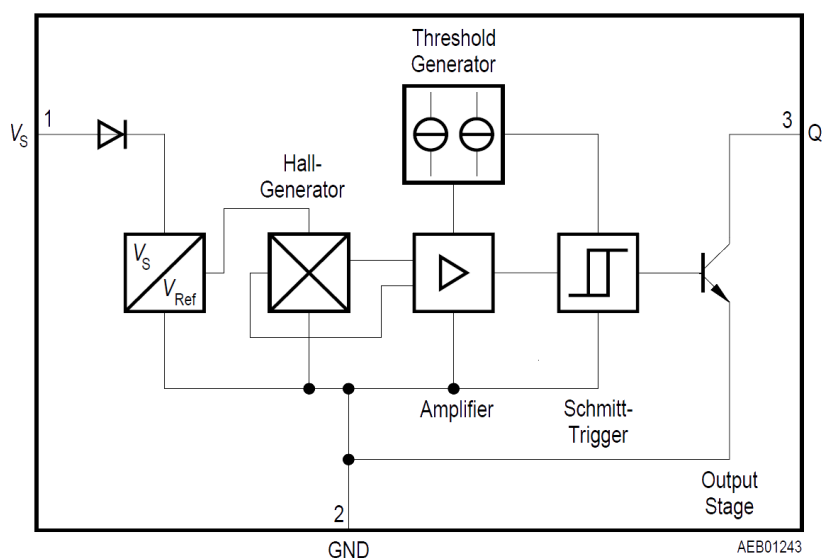


Рисунок 4.2.1 – Блок-схема датчика частоты вращения (датчика Холла) TLE 4935L.

В качестве датчика температуры генератора выбрана модель DS18B20. Такой датчик оптимально подходит под температурные условия эксплуатации ВЭУ (диапазон измерений от $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+125\text{ }^{\circ}\text{C}$), а также, соответствует напряжению питания контроллера (от 3 до 5,5 В) [20]. На рисунке 4.2.2 приведена блок-схема данного датчика.

Датчиком виброскорости выбрана модель. Этот датчик является трехосевым акселерометром и, также, обладает широким температурным диапазоном эксплуатации [19]. На рисунке 4.2.3 представлена блок-схема указанного датчика.

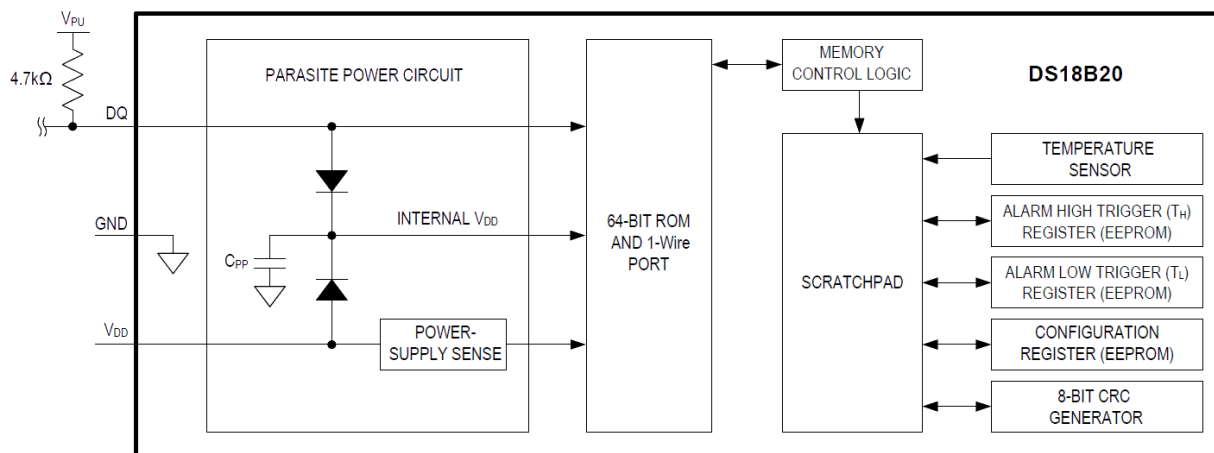


Рисунок 4.2.2 – Блок-схема датчика температуры DS18B20.

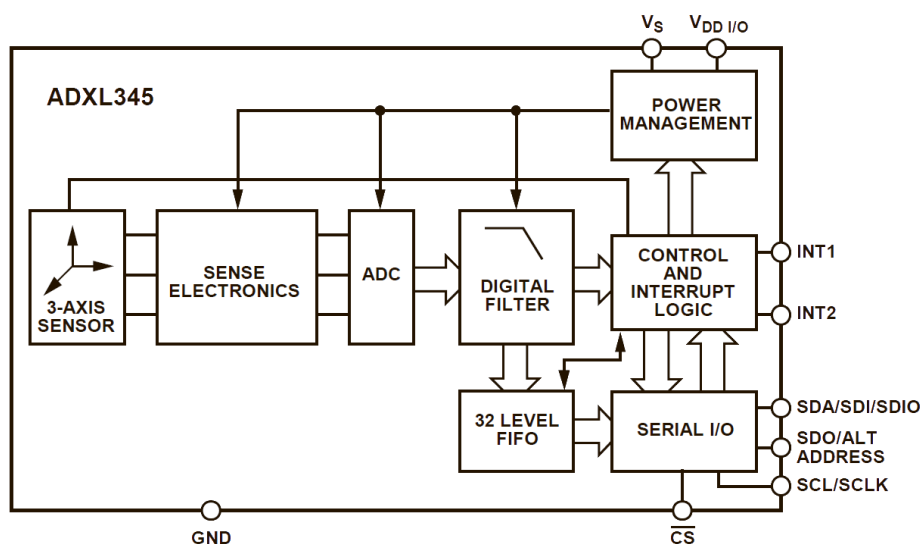


Рисунок 4.2.3 – Блок-схема датчика виброскорости ADXL345.

В качестве датчика тока для электропривода выбрана модель ACS758xCB. Датчик практически не восприимчив к воздействию высокого напряжения и имеет почти нулевой магнитный гистерезис [7]. Блок-схема выбранного датчика приведена на рисунке 4.2.4.

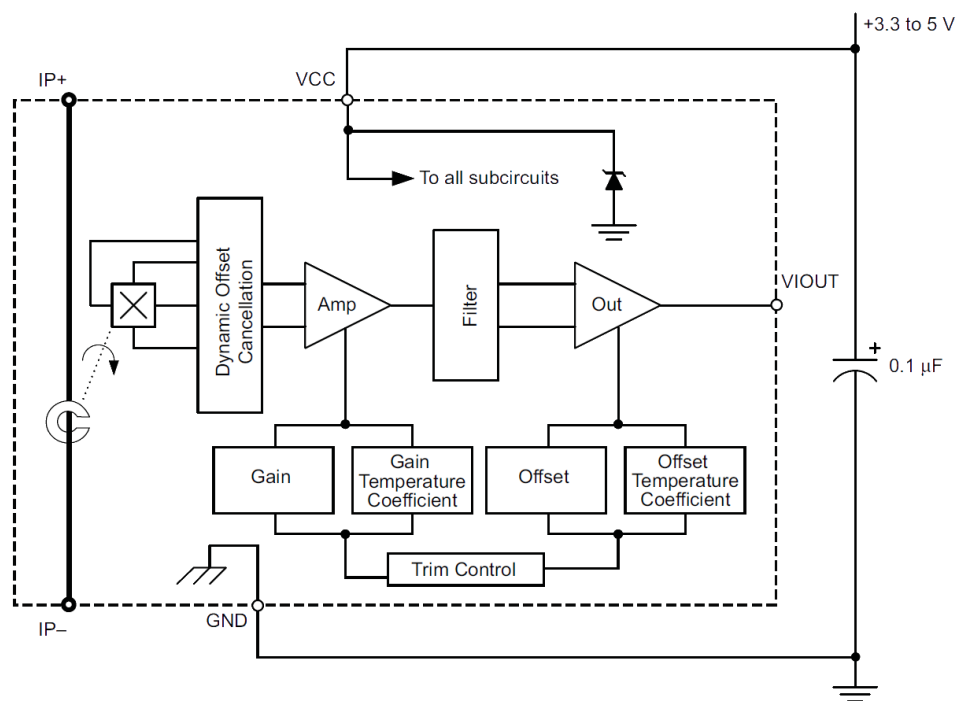


Рисунок 4.2.4 – Блок-схема датчика тока ACS758xCB.

И в качестве конечного выключателя выбран XCMD2110L1. Он обладает широким диапазоном рабочего напряжения питания (в данном случае используется схема для 48 В постоянного напряжения) и высокую степень защиты от температурного воздействия, пыли и вибрационных колебаний [48].

О выборе электропривода уже было упомянуто в 3 главе.

Далее был выбран DC-DC-преобразователь напряжения из 48 В в 5 В – модель NSD15-48D5. Такой преобразователь поставляется в виде, предназначенном для монтажа на печатную плату, что будет удобно с точки зрения компоновки управляющего блока системы торможения в конструкции ВЭУ-3 [43].

В качестве инвертора выбрана модель MEAN WELL TS-1000-248. Мощность данного инвертора составляет 1000 Вт, при том, что номинальная мощность потребителя (электропривода) составляет 754 Вт, входное напряжение инвертора – 48 В (постоянное напряжение), что соответствует напряжению на аккумуляторных батареях, а выходное напряжение может

задаваться в настройках в диапазоне от 200 до 240 В (переменное напряжение), что соответствует напряжению потребителя (электропривода) – 200 В [1].

Далее, имея технические параметры всех компонентов системы, была разработана программа управления для микроконтроллера (согласно алгоритму, приведенному во 2 главе). На программу управления было получено свидетельство ЭВМ [117], код программы приведен в Приложении Б.

Для завершения реализации системы торможения были рассчитаны и выбраны основной источник питания и резервный. Поскольку в состав ветроэнергетического комплекса ВЭУ-3 входит блок аккумуляторных батарей, то они были приняты в качестве основного источника питания. Блок аккумуляторных батарей состоит из 3 каскадов, состоящих из 4 последовательно подключенных свинцово-кислотных батарей напряжением 12 В. Суммарная емкость блока аккумуляторных батарей составляет 2700 А·ч.

Таким образом, производился расчет емкости резервного источника питания. В качестве резервного источника питания были выбраны аккумуляторные батареи такого же типа (свинцово-кислотные), т.к. контроллер заряда ВЭУ-3 адаптирован под заряд именно такого типа батарей.

Расчет емкости резервного источника питания проводился по следующей формуле:

$$E = 100 \cdot P \cdot t, \quad (4.20)$$

где P – это мощность электропривода, а t – необходимое время работы электропривода.

В соответствии с данными и расчетами, приведенными в 3 главе, максимальное время работы электропривода для активации/деактивации составляет 7,5 секунд (за это время кулачки из исходного положения будут прижаты к тормозному барабану или наоборот). Переводя данное значение в часы, получили 0,004 часа. По мимо этого, были учтены затраты электроэнергии для деактивации системы торможения (в данном случае эта

сервисная функция). В результате, согласно выражению (4.20) емкость резервной аккумуляторной батареи составила 0,302 А·ч. Однако к учету были приняты еще следующие величины: КПД инвертора и нагрузка, создаваемая контроллером и датчиками. Согласно [1] КПД инвертора составляет 92%. Энергопотребление контроллером и датчиками несравнимо мало по сравнению с энергопотреблением электропривода. Тем не менее, в емкость резервного источника питания необходимо было заложить потери, возникающие на преобразователе напряжения 48 В в 5 В. Согласно [43] КПД преобразователя составляет 80%. Следовательно, емкость источника питания с учетом поправок должна составлять 0,4 А·ч. Кроме того, существует общая рекомендация по добавлению запаса в 20-30% [81]. Т.к. в нашем случае система является наиболее ответственной в конструкции ВЭУ, то коэффициент запаса был выбран по наибольшему значению – 30%. В результате, итоговая минимальная емкость резервного источника питания составила 0,52 А·ч.

В качестве аккумуляторной батареи резервного источника питания была выбрана модель Delta DT 12008. Емкость данной модели составляет 0,8 А·ч, напряжение 12 В [18]. Кроме того, батарея изготовлена по технологии AGM, что позволяет эксплуатировать ее при низких температурах, а также она предназначена для работы в режиме постоянного подзаряда. Четыре последовательно соединенные батареи будут образовывать источник резервного питания суммарным напряжением 48 В и общей емкостью 3,2 А·ч.

Для соединения вышеперечисленных электронных компонентов была разработана схема соединений Э4 (рисунок 4.2.5). Контроллер и терминальный блок размещаются внутри мачты ВЭУ-3 (устанавливаются на монтажную площадку на электродвигателе). Резервные аккумуляторные батареи и инвертор могут размещаться на земле вблизи основания мачты ВЭУ.

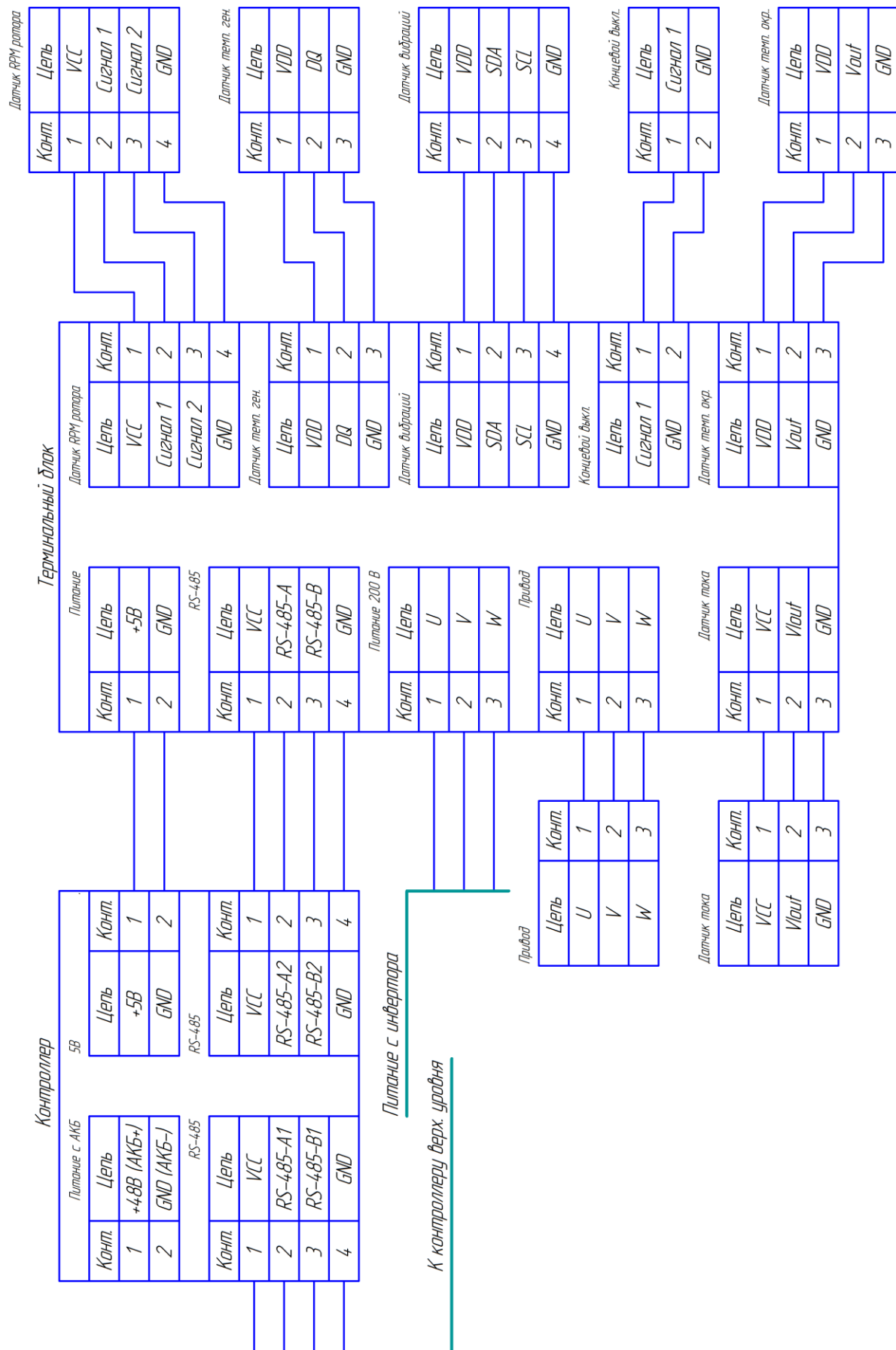


Рисунок 4.2.5 – Схема электрическая соединений Э4 компонентов системы аварийного торможения ВЭУ-3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационного исследования были выполнены поставленные задачи. По результатам исследования получены следующие выводы:

1. Проведен анализ статистических данных по авариям ветроэнергетических установок. Определены виды аварий, их причины и последствия.

2. Выявлены и проанализированы существующие способы аварийного торможения ветроэнергетических установок: механическое торможение, торможение с использованием электрического генератора, комбинированное торможение ВЭУ (может одновременно включать в себя аэродинамическое, механическое и электрическое торможение). Сформулированы следующие требования к системам аварийного торможения ветроэнергетических установок: необходимо контролировать скорость вращения ротора, температуру генератора и вибрационные колебания конструкции; система должна быть способна работать независимо от основной системы управления ВЭУ; система должна основываться на механическом способе торможения.

3. Разработана математическая модель, описывающая процессы, которые необходимы для принятия решения о торможения: степень нагрева тормозных элементов, степень нагрева обмоток генератора, скорость вращения ветроколеса. Разработан алгоритм управления системой аварийного торможения ветроэнергетической установки.

4. С использованием математической модели и алгоритма управления была разработана универсальная компьютерная модель системы аварийного торможения ВЭУ в программной среде MATLAB Simulink. Данная модель позволяет исследовать влияние системы аварийного торможения на процесс эксплуатации ветроэнергетической установки, что может быть использовано разработчиками конструкций ветроэнергетических установок для оптимизации изделий на этапе проектирования.

5. Разработана система аварийного торможения для вертикально-осевой ветроэнергетической установки мощностью 3 кВт (ВЭУ-3). Исполнительный тормозной механизм разработанной системы содержит: асинхронный серводвигатель НМАВ15А200-10S17bА-С с полым валом, планетарный четырехступенчатый редуктор, тормозной трехкулачковый блок. Из стандартных изделий выбраны электротехнические компоненты системы торможения (контроллер, датчики, источник питания, инвертор и пр.). Для всех электротехнических компонентов системы разработана электрическая схема соединений. Для контроллера написан код программы управления.

6. Проведено компьютерное моделирование работы созданной системы аварийного торможения ВЭУ-3. По результатам моделирования было определено, что разработанная система аварийного торможения обеспечивала безопасную эксплуатацию ВЭУ-3 при постоянной скорости ветра до 25 м/с и при переменной скорости ветра с отдельными порывами ветра до 35 м/с и средней скорости ветра 21,9 м/с.

7. Проведено исследование на экспериментальном стенде, имитирующем процесс работы ВЭУ-3 и созданной системы аварийного торможения. В ходе эксперимента имитировалась работа ВЭУ-3 при постоянной скорости ветра 25 м/с (как при компьютерном моделировании). Превышение температуры нагрева тормозных колодок при эксперименте над температурой нагрева тормозных колодок при компьютерном моделировании на 11,73%. При этом в ходе эксперимента были обеспечены (в имитационном варианте) безопасные условия эксплуатации ВЭУ-3. Расхождение в температуре нагрева тормозных элементов при компьютерном моделировании и экспериментальном исследовании обусловлено тем, что экспериментальное исследование проводилось при температуре окружающей среды на 3 °С выше, чем в компьютерном моделировании. Кроме того, расхождение температурных значений объясняется неидеальностью пропорций

геометрических параметров тормозных элементов в компьютерном и экспериментальном исследованиях.

Таким образом, была достигнута цель по повышению безопасности эксплуатации ветроэнергетической установки путем интеграции в ее состав системы аварийного торможения.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследования:

1. В будущем по теме работы планируется проведение исследования на предмет ресурса системы аварийного торможения ветроэнергетической установки. Данное исследование позволит определить регламент обслуживания системы торможения, что в конечном итоге даст возможность получить конечную стоимость эксплуатации разработанной системы аварийного торможения.

2. Планируется разработка и оптимизация технологии производства и обработки деталей, используемых в исполнительном механизме системы аварийного торможения. Оптимизированная технология производства и обработки деталей позволит добиться требуемых прочностных характеристик снизить себестоимость конечного изделия.

3. Важным этапом в разработке темы исследования может стать создание методологии по проектированию и расчету механических элементов системы аварийного торможения. Данная методология упростит процесс проектирования конструкций систем торможения для ветроэнергетических установок различных типов и классов.

4. Для повышения эффективности работы системы торможения может быть разработан алгоритм управления на основе искусственной нейронной сети, который будет учитывать не только текущие параметры ветроэнергетической установки, но и открытые данные глобальной математической модели погоды ECMWF для прогнозирования порывов ветра и осуществления предиктивного торможения ВЭУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 1000W True Sine Wave DC-AC Power Inverter. Specification. URL: <http://www.mean-well.ru/uploads/files/datasheets/TS-1000-248B.pdf> (дата обращения: 12.10.2018).
2. A. Zhiravetska, A. Gasparjan, A. Terebkov, “Monitoring of current technical condotion of vessel diesel-generator installation,” 2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2017 ECCE Europe, 2017, 8098991.
3. A.V.Barkov, E.L. Vengerovskiyy, N.V. Zalyubovskaya, “Legal regulation of competition at electricity retail markets,” Light and Engineering, 27(1), 2019, pp. 135-140.
4. Abdeddaim, S., Betka, A. Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine / International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 49(1), p. 234-242, 2013.
5. Ackermann, T. Wind Power in Power Systems, Second Edition, 2012.
6. Aleixandre-Tudó, J.L., Castelló-Cogollos, L., Aleixandre, J.L., Aleixandre-Benavent, R. Renewable energies: Worldwide trends in research, funding and international collaboration / Renewable Energy p. 268-278, 2019.
7. Allegro microsystems, ACS758xCB. URL: <https://www.allegromicro.com/~media/Files/Datasheets/ACS758-Datasheet.ashx> (дата обращения: 25.10.2018).
8. Banham-Hall, D.D., Taylor, G.A., Smith, C.A., Irving, M.R. Towards large-scale direct drive wind turbines with permanent magnet generators and full converters / IEEE PES General Meeting, PES 2010, 5589780, 2010.
9. Blaabjerg, F. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems / Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., Timbus, A.V. // (2006) IEEE Transactions on Industrial Electronics, 53 (5), pp. 1398-1409.
10. Boraci, R., Filip, I., Budisan, N., Greconici, M. Pragmatic control strategy design method for a small windgenerator / SACI 2012 - 7th IEEE

International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics, Proceedings, p. 353-358, 2012.

11. Boukhezzar, B., Siguerdidjane, H. Nonlinear control with wind estimation of a DFIG variable speed wind turbine for power capture optimization / Energy Conversion and Management, 50(4), p. 885-892, 2009.

12. British Petroleum: спрос на энергоресурсы вырастет, приоритет сместится на экотопливо. Федеральное государственное унитарное предприятие «Международное информационное агентство «Россия сегодня» Экономика. 2016. URL: <http://ria.ru/economy/20160210/1372534873.html> (дата обращения: 11.02.2016).

13. Brunton, S.L., Noack, B.R. Closed-loop turbulence control: Progress and challenges / Applied Mechanics Reviews, 67(5), 050801, 2015.

14. Caithness Windfarm Information Forum. URL: <http://www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf> (дата обращения: 15.01.2019).

15. Chang, Y.-R., Chan, C.-M., Chang, C.-J. The design of control system and power conditioning system for a 25-kW active-control based wind turbine system / Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 5385772, p. 1272-1276, 2009.

16. Costa, A.M., Fraguera, F., Orosa, J.A., Pérez, J.A. A new procedure for wind energy systems maintenance design / Journal of Renewable and Sustainable Energy, 7(4),043129, 2015.

17. D.V. Topolskiy, I.G. Topolskaya, E.A. Sirotkin, “Improvement of efficiency of information exchange between a digital substation and a grid control centre,” 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 – Proceedings, 2017, 8076217.

18. DELTA-Battery. URL: <https://www.delta-battery.ru/catalog/dt/delta-dt-12008/> (дата обращения: 01.11.2018).

19. Digital Accelerometer, Data Sheet ADXL345. URL: <https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/ADXL345.pdf> (дата обращения: 21.10.2018).
20. DS18B20 Programmable Resolution 1-Wire Digital Thermometer. URL: <https://static.chipdip.ru/lib/242/DOC004242266.pdf> (дата обращения: 13.10.2018).
21. E. Katysheva, A. Tsvetkova, "The future of oil and gas fields development on the arctic shelf of Russia," International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM, 17(53), 2017, pp. 935-940.
22. Ellabban, O., Abu-Rub, H., Blaabjerg, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology / Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, с. 748-764, 2014.
23. Entezami, M., Hillmanssen, S., Weston, P., Papaalias, M. Fault detection and diagnosis within a wind turbine mechanical braking system using condition monitoring / Renewable Energy, 47, p. 175-182, 2012.
24. Fan, Q., Luan, M. Failure envelopes of bucket foundation for offshore wind turbines in V-H-T loading space / Tumu Gongcheng Xuebao/China Civil Engineering Journal, 43(4), p. 113-118, 2010.
25. Flat Hollow Shaft AC Servo Motors, HMA Series. URL: https://www.harmonicdrive.net/_hd/content/documents/HMA_Motors.pdf (дата обращения 02.02.2017).
26. G. Gogoberidze, V.M. Abramov, L.M. Karlin, J. Lednova, J. Malakhova, "Marine economic potential assessment for environmental management in the Russian arctic and subarctic coastal regions," International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management SGEM 3 (5), 2014, pp. 253-260.

27. Global Cumulative Installed Capacity 2001-2017. Global Wind Energy Council, 2017. URL: <https://gwec.net/global-figures/graphs/> (дата обращения: 22.01.2019).
28. Halstead R., Solomin E. Technical features and advantages of SRC-vertical wind turbines / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2010. № 1 (81). С. 36-41.
29. He, J. The development and utilization of microgrid technologies in China / Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects 41(13), с. 1535-1556, 2019.
30. Jelavić, M., Perić, N. Wind turbine control for highly turbulent winds / Automatika, 50(3-4), p. 135-151, 2009.
31. Jepsen, F., Søborg, A., Yang, Z. Disturbance control of the hydraulic brake in a wind turbine / 2010 IEEE International Energy Conference and Exhibition, EnergyCon 2010, 5771739, p. 530-535, 2010.
32. John Wiley / Wind energy / I. Burtom, Tony, 2001. ISBN 0-471-48997-2. P. 56.
33. Johnson, K.E., Thomas, N. Wind farm control: addressing the aerodynamic interaction among wind turbines / Proceedings of the American Control Conference, 5160152, p. 2104-2109, 2009.
34. Kanemoto, T., Galal, A.M., Ikeda, K., Mitarai, H., Kubo, K. Intelligent wind turbine generator with tandem rotors applicable to offshore wind farm: Characteristics of peculiar generator, and performance of three dimensional blades / Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference, p. 363-368, 2007.
35. Kang J.H., Lee H.W. The Development of Rotor Brakes for Wind Turbines / International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 15 (2017) pp. 5094-5100.
36. Koch-Ciobotaru, C., Boraci, R., Filip, I., Vasar, C. Study of brake transient regimes for a small wind generator / EXPRES 2011 - 3rd IEEE

International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources, Proceedings, 5741797, p. 85-89, 2011.

37. Lee, H.G., Kang, M.G., Park, J. Fatigue failure of a composite wind turbine blade at its root end / Composite Structures, 133, p. 878-885, 2015.

38. Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L., Yan, Z. A review on the forecasting of wind speed and generated power, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(4), c. 915-920, 2009.

39. Local Government Association. URL: <https://www.local.gov.uk/how-much-do-wind-turbines-cost-and-where-can-i-get-funding> (дата обращения: 03.02.2019).

40. Lu, B., Li, Y., Wu, X., Yang, Z. A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis / 2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, PEMWA 2009, 5208325.

41. M. Song, X. Xu, N. Mao, S. Deng, Y. Xu, “Energy transfer procession in an air source heat pump unit during defrosting”, Applied Energy 204, 2017, pp. 679-689.

42. Matsui, Y., Sugawara, A., Sato, S., Takeda, T., Ogura, K. Braking circuit of small wind turbine using NTC thermistor under natural wind condition / Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 4487813, p. 910-915, 2007.

43. Mean Well 15W DC-DC Regulated Dual Output. URL: <http://www.mean-well.ru/uploads/files/datasheets/NSD15-48D5.pdf> (дата обращения: 30.10.2018).

44. Mohseni, M., Islam, S., Masoum, M.A.S. Fault ride-through capability enhancement of doubly-fed induction wind generators / IET Renewable Power Generation, 5(5), p. 368-376, 2011.

45. NASA-NOAA Satellite Reveals New Views of Earth at Night. URL: https://www.nasa.gov/mission_pages/NPP/news/earth-at-night.html (дата обращения: 03.04.2017).

46. Panapakidis, I.P., Sarafianos, D.N., Alexiadis, M.C. Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation systems for a residential load, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(1), p. 551-563, 2012.
47. Patrick Bangert, Failures of Wind Power Plants. URL: http://www.algorithmica-technologies.com/en/case_studies/failures-of-wind-power-plants (дата обращения: 01.02.2019).
48. Product data sheet characteristics, XCMD2110L1 limit switch XCMD - metal end plunger. URL: <https://www.schneider-electric.com/en/product/download-pdf/XCMD2110L1> (дата обращения: 27.10.2018).
49. Rajambal, K., Umamaheswari, B., Chellamuthu, C. Electrical braking of large wind turbines / *Renewable Energy*, 30(15), p. 2235-2245, 2005.
50. Ramakrishnan, R., Hiremath, S.S., Singaperumal, M. Theoretical investigations on the effect of system parameters in series hydraulic hybrid system with hydrostatic regenerative braking / *Journal of Mechanical Science and Technology*, 26(5), p. 1321-1331, 2012.
51. S.N. Naiden, O.V. Dyomina, "Estimation of Effective Demand of Population for Energy Sector Services in the Far East," *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 463(4), 2018, 042086.
52. Shaahid, S.M. Review of research on autonomous wind farms and solar parks and their feasibility for commercial loads in hot regions, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(8), p. 3877-3887, 2011.
53. Shen, X., Zhu, X., Du, Z. Wind turbine aerodynamics and loads control in wind shear flow / *Energy*, 36(3), p. 1424-1434, 2011.
54. Sicklinger, S., Lerch, C., Wüchner, R., Bletzinger, K.-U. Fully coupled co-simulation of a wind turbine emergency brake maneuver / *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 144, p. 134-145, 2015.

55. Sirotkin, E.A. Analysis of Wind Turbine Lifetime Stages / Anikin A.S., Kozlov S.V., Sirotkin E.A., Solomin E.E. // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. 2014. № 1. С. 36-39.
56. Sirotkin, E.A. Emergency braking system for the wind turbine / Sirotkin, E.A., Martyanov, A.S., Solomin, E.V., Kozlov, S.V. // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2016 – Proceedings, 7911451, 2016.
57. Sirotkin, E.A. State of world wind industry development / Solomin E.V., Sirotkin E.A. / International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. 2014. № 1. С. 22-26.
58. T. Summanen, H. Arminen, “Ownership unbundling in electricity distribution: The Russian experience,” Energy 161, 2018, pp. 1199-1210.
59. Velocio’s Branch PLC. URL: <http://velocio.net/BranchDatasheet.pdf> (дата обращения 02.10.2018).
60. Wang, T.C.Y., Yang, W., Yuan, X., Teichmann, R. A redundant electrical braking system for wind turbine generators / 2007 European Conference on Power Electronics and Applications, EPE, 4417293, 2007.
61. Wang, Z., Liu, S. Study on synthesis fault diagnosis strategy of the brake system of wind turbine based on evidence theory / Communications in Computer and Information Science, 226 CCIS(PART 3), p. 18-25, 2011.
62. Wind in power. 2016 European statistics. URL: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf> (дата обращения: 16.01.2019).
63. WorldWind Earth Explorer. URL: <https://worldwind.earth/explorer/> (дата обращения: 27.06.2017).
64. Yilmaz, A.S., Özer, Z. Pitch angle control in wind turbines above the rated wind speed by multi-layer perceptron and radial basis function neural networks / Expert Systems with Applications, 36(6), p. 9767-9775, 2009.

65. Yoo, C.-H., Park, J.-H., Park, S.-S. Design and evaluation of performance tester for yaw brakes in wind turbines / International Journal of Precision Engineering and Manufacturing - Green Technology, 5(1), с. 81-87, 2018.
66. Авакян С.В., Воронин Н.А. О проблемах Арктики в свете современных изменений климата / Академия энергетики. 2013. № 5 (55). С. 28-37.
67. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 256 с. – ISBN 975-5-922-1-1244-4.
68. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя в 3-х т.: Т. 2 – 8-е изд., перераб. и доп. под ред. И.Е. Жестковой. – М.: Машиностроение, 2001. – 316 с.
69. Безруких П.П. Экономика возобновляемой энергетики / Энергия: экономика, техника, экология. 2009. № 10. С. 2–6.
70. Безруких П.П., Возобновляемая энергетика: вчера, сегодня, завтра / Электрические станции. 2005. № 2. С. 35 – 47.
71. Бесекерский В.А. Теория систем автоматического управления / Бесекерский В.А., Попов Е.П. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб: Профессия, 2003.
72. В.Е. Фортов, О.С. Попель. Энергетика в современном мире: Научное издание / В.Е. Фортов, О.С. Попель – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2011 – 168 с.
73. Велькин В.И. Энергоснабжение удаленного объекта на основе оптимизации кластера ВИЭ: монография – Екатеринбург: УрФУ, 2013. – 100 с.
74. Ветроэнергетика: размеры и пределы роста. URL: <http://renen.ru/vetroenergetika-razmery-i-predely-rosta/> (дата обращения: 21.01.2019).

75. Водейко, В.Ф. Редукторы зубчатые: методические указания к курсовому проекту по дисциплине «Детали машин и основы конструирования» / В.Ф. Водейко, Д.Г. Эфрос. – М.: МАДИ, 2014.

76. Воейков А.И. Метеорологические сельскохозяйственные наблюдения в России / [Соч.] А.И. Воейкова. – СПб.: Тип. Имп. Акад. наук, 1888 - 1893. – 4 т. – (Записки имп. рус. геогр. о-ва по общ геогр.).

77. Вольмер Е.А., Дерюгина Г.В., Пугачев Р.В. Особенности использования гибридных энергокомплексов на объектах нефтедобычи / Новое в российской электроэнергетике. 2019. № 3. С. 33-41.

78. Воронков Л.С. Изменения климата и императивы круглогодичной деятельности в Арктике / Ежегодник Института международных исследований Московского государственного института международных отношений (Университета) Министерства иностранных дел Российской Федерации. 2015. № 1 (11). С. 9-18.

79. Воронов А.А. Основы теории автоматического управления. Автоматическое регулирование непрерывных линейных систем / Воронов А.А. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980.

80. Голобокова Л.П., Полькин В.В., Кабанов Д.М., Терпугова С.А., Чернов Д.Г., Чипанина Е.В., Ходжер Т.В., Нецветева О.Г., Панченко М.В., Сакерин С.М. Исследования атмосферного аэрозоля в арктических районах России / Лед и снег. 2013. Т. 53. № 2. С. 129-136.

81. ГОСТ IEC 62040-1-2013 Системы бесперебойного энергоснабжения (UPS). Часть 1. Общие требования и требования безопасности к UPS.

82. Грахов Ю.В., Матвеев О.В., Соломин Е.В. Инженерный метод и математическое моделирование в проектировании ветроэнергетических установок / Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математика. Механика. Физика. 2010. № 2. С. 45.

83. да Роза А. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы: учебное пособие / А. да Роза; пер. с англ. под редакцией С.П. Малышенко, О.С. Попеля. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект»; М.: Издательский дом МЭИ; 2010. – С.622-623.
84. Дитрих Лорман, Ветряная мельница от восточного типа к западному. Архивы истории культуры, Том 77, № 1 (1995), с. 1-30.
85. Дядик, В.Ф. Теория автоматического управления: учебное пособие/ В.Ф. Дядик, С.А. Байдали, Н.С. Криницын; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.
86. Е.П. Устиновский, Ю.А. Шевцов, Е.В. Вайчулис. Проектирование передач зацеплением с применением ЭВМ: компьютеризированное учебное пособие с программами расчета передач / Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002.
87. Евдокимов С.В. Концентраторы потока ветровых энергоустановок и обоснование их параметров / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. Санкт-Петербург, 2004.
88. Елисеев Д.О., Наумова Ю.В. Экономическое освоение российской Арктики: цели, задачи, подходы / Труды Карельского научного центра Российской академии наук. 2015. № 3. С. 4-16.
89. Елистратов В.В. Энергоснабжение северных и арктических территорий РФ / Экологический вестник России. 2017. № 11. С. 30-35.
90. Зайков К.С. Освоение Арктики – новый виток в развитии отечественной науки и инноваций / Арктика и Север. 2015. № 18. С. 170-172.
91. Ивченко Б.П. Проблемы национальной безопасности при освоении шельфовых месторождений Арктики / Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. 2013. № 3 (22). С. 151-161.

92. Киндряшов А.Н., Мартянов А.С., Соломин Е.В. Электрические машины ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2013. № 1-2 (118). С. 59-62.

93. Кирпичникова И.М., Мартянов А.С., Соломин Е.В. Моделирование генератора ветроэнергетической установки / Электротехника. 2013. № 10. С. 46-49.

94. Кирпичникова И.М., Мартянов А.С., Соломин Е.В. Преобразование энергии в ветроэнергетических установках / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2010. № 1 (81). С. 93-97.

95. Киселенко А.Н., Сундуков Е.Ю. Варианты применения низкзатратных и перспективных видов транспорта в европейской и приуральской Арктике / В сборнике: Проблемы развития транспортной инфраструктуры северных территорий Материалы 2-й всероссийской научно-практической конференции. Под редакцией С.А. Гладких. 2017. С. 8-15.

96. Киселенко А.Н., Фомина И.В., Шевелёва А.А. Состояние и развитие воздушного транспорта европейской и приуральской Арктики России / В сборнике: СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ В УПРАВЛЕНИИ ПРИРОДНОРЕСУРСНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРО-ВОСТОКА И ЗОНЫ АРКТИКИ Материалы Всероссийской научной конференции (с международным участием). В 2-х частях . 2016. С. 192-195.

97. Ковалёв С.А., Гайнутдинова Л.И. Освоение Арктики - экономический и геополитический аспекты / Морской сборник. 2011. Т. 1971. № 6. С. 29-35.

98. Кондратов Н.А. Климат российской Арктики и его изменение / Экология России: на пути к инновациям. 2016. № 13. С. 17-20.

99. Костин К.К., Марков А.В. Освоение Арктики в интересах обеспечения военной безопасности России / Военная мысль. 2017. № 11. С. 70-74.
100. Кугаевский А.А. Транспорт восточного сектора Арктики: состояние и перспективы развития / Экономика Востока России. 2015. № 1 (3). С. 51-57.
101. Литвиненко А.М., Сивков Д.В., Лапков А.С., Мозговой И.Н. Совершенствование систем охлаждения автомобильных генераторов / Электротехнические комплексы и системы управления. 2010. № 2. С. 2-4.
102. Мартьянов А.С. Исследование алгоритмов управления и разработка контроллера ветроэнергетической установки с вертикальной осью вращения / Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, Челябинск – 2016.
103. Матишов Г.Г., Дженюк С.Л., Жичкин А.П., Моисеев Д.В. Климат морей западной Арктики в начале XXI века / Известия Российской академии наук. Серия географическая. 2011. № 3. С. 17-32.
104. Матишов Г.Г., Макаревич П.Р., Моисеев Д.В. Климат и большие морские экосистемы Арктики / Доклад на Президиуме РАН, 24 мая 2016 г. / Мурманский морской биологический институт КНЦ РАН; Южный научный центр РАН. Ростов-на-Дону, 2016.
105. Н. Б. Варгафтика. Теплофизические свойства веществ, Справочник. Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1956.
106. Научно-технологическая инфраструктура Российской Федерации, Ветроэнергетический комплекс. URL: <http://ckp-rf.ru/ckp/496931/> (дата обращения: 20.06.2017).
107. Николаев В.Г. К решению проблемы локализации в российской ветроэнергетике / Николаев В.Г., Ганага С.В., Николаев В.В., Перминов Э.М. // Энергетик. 2015. № 8. С. 16-19.

108. Павлов Н.А., Рогачев Д.С., Синицкий А.В., Соломин Е.В. АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА. Альтернативная энергетика и экология (ISJAEЕ). 2015;(10-11):75-83.

109. Патент № PCT/US2006/019326 (WO2006/12118) (Соединенные Штаты Америки) Vertical axis wind turbines, Vladimir Krivcov, Jurij Vasiljevich Grahov, Richard Halstead, Vladimir Krivospitski, Vasili Maksimov.

110. Пиголева И.В. Арктика как объект интересов государств с разным уровнем доступа к ее освоению / В сборнике: Мировая экономика в XXI веке: глобальные вызовы и перспективы развития материалы научной конференции бакалавров, магистров и аспирантов Института мировой экономики и бизнеса и кафедры международных экономических отношений. Российский университет дружбы народов. 2015. С. 412-423.

111. Постановление Правительства РФ от 21.04.2014 N 366 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года».

112. Постановление Правительства РФ от 21.04.2014 N 366 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года».

113. Пятницкая Г.Р., Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала ниже-среднеюрской толщи северных областей западной Сибири: итоги и перспективы / Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2018. № 3 (35). С. 86-104.

114. Русаков А.М., Казимиров Е.О., Шатов В.А., Шатова И.В. Проектирование системы охлаждения и расчет теплового состояния тягового генератора с возбуждением от постоянных магнитов / Электричество. 2018. № 1. С. 40-48.

115. Савойский А.Г. Совместное освоение Арктики как возможность улучшения экономических отношений между Россией и США / Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Международные отношения. 2012. № 2. С. 51-59.

116. Семенов В.А. Влияние океанического притока в Баренцево море на изменчивость климата в Арктике / Доклады Академии наук. 2008. Т. 418. № 1. С. 106-109.

117. Сироткин Е.А., Мартьянов А.С., Соломин Е.В., Свидетельство на ЭВМ №2019615727 «Программа расчета оптимальной продолжительности торможения ветроэнергетической установки», ФСИС, Заявка № 2019614669 от 26 апреля 2019 г. Дата гос. регистрации: 07.05.2019 г.

118. Сироткин, Е.А. Анализ жизненных фаз ветроэнергетической установки / Аникин А.С., Козлов С.В., Сироткин Е.А., Соломин Е.Е. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 5 (145). С. 37-41.

119. Сироткин, Е.А. Регулирование частоты вращения ротора вертикально-осевой ветроэнергетической установки / Аникин А.С., Козлов С.В., Сироткин Е.А., Соломин Е.Е. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 5 (145). С. 32-36.

120. Сироткин, Е.А. Результаты испытаний и эксплуатации вертикально-осевых ветроэнергетических установок / Соломин Е.В., Сироткин Е.А., Соломин Е.Е. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2015. № 15. С. 70-83.

121. Сироткин, Е.А. Состояние малой ветроэнергетики в мире / Соломин Е.В., Сироткин Е.А. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 5 (145). С. 26-31.

122. Сироткин, Е.А. Состояние развития мировой ветроиндустрии / Соломин Е.В., Сироткин Е.А. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 5 (145). С. 20-25.
123. Сироткин, Е.А., Обзор мировой ветроиндустрии за 2000-2016 годы / Соломин Е.В., Сироткин Е.А., Серадская О.В., Троицкий А.О. // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2017. № 10-12 (222-224). С. 33-44.
124. Смолинский С.Н., Булат Р.Е., Сайданов В.О. Концепция децентрализованного энергоснабжения объектов МО РФ и проблемы подготовки военных инженеров-энергетиков / Двигателестроение. 2015. № 2 (260). С. 28-32.
125. Соломин Е.В. Ветроэнергетические установки ООО «ГРЦ-Вертикаль», Малая энергетика. 2008. № 3. С. 57-60.
126. Соломин Е.В. О размещении ветроэнергетических установок на зданиях и сооружениях / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 9 (149). С. 42-45.
127. Соломин Е.В. Размещение ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения на ответственных инженерных объектах / Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2010. № 11. С. 47.
128. Соломин Е.В., Кирпичникова И.М., Амерханов Р.А., Коробатов Д.В., Лутовац М., Мартьянов А.С. Использование ветро-водородного комплекса бесперебойного энергоснабжения в различных климатических условиях / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2018. № 13-15 (261-263). С. 30-54.
129. Степанюк И.А. Освоение Арктики: транспорт / Физика. Первое сентября. 2016. № 4. С. 52-57.
130. Таугер В.М., Ахлюстина Н.В. Расчёт и курсовое проектирование деталей машин: Учебное пособие. Часть 2. Екатеринбург, 2006.

131. Удалов С.Н. Повышение регулировочной способности ветроэнергетической установки в составе локальной энергосистемы / Удалов С.Н., Ачитаев А.А., Боченков Б.М., Приступ А.Г. // Энергобезопасность и энергосбережение. 2017. № 3. С. 33-40.

132. Устиновский Е.П., Шевцов Ю.А., Вайчулис Е.В., Детали машин и основы конструирования, Текст лекций, 2010.

133. Чиркова А.М. Состояние и перспективы логистического развития арктического региона / NovaInfo.Ru. 2016. Т. 3. № 56. С. 258-263.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕДУКТОРА ДЛЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ ВЭУ-3

Gear Setups			
Teeth type	full depth teeth		
k	1		
pressure angle	20		
helical angle	15		
Stage 4			
Solve for	Planet Speed (RPM)	number of planets	4
Given:		Torque (Nm)	
Input	2000	3,60	
Output	400,00	18,00	
gear ratio	5,00		
Ns	13	r1	1,50
Np	15	r2	2,67
Nr	43		
Minimum # teeth:			
Ns	14	Adjust Ns by:	1
Np	20	Adjust Np by:	
Nr	54	Adjust Nr by:	
Pitch	Module		
Pn (teeth/in.)	10	m	2,630
Pt (teeth/in.)	9,66		
ds (in.)	1,45	ds (mm)	36,81
dp (in.)	2,07	dp (mm)	52,59
dr (in.)	5,59	dr (mm)	142,00
Pitch-line velocity			
V (ft/min)	758,90	V (m/s)	3,86
H (hp)	1,011	H (kW)	0,754
Transmitted Load:			
Wsp (lb)	10,99	Wsp (kN)	0,0489
Wpr (lb)	10,99	Wpr (kN)	0,0489
Virtual # teeth:			
N's	16	Ys	0,295
N'p	23	Yp	0,330
N'r	60	Yr	0,421

Dynamic factor			
Kv	1,63	Profile	cut/milled
Face width			
F minimum (in.)	0,98		
F (in.)	1,40	F (mm)	35,56
F maximum (in.)	1,63		
Maximum bending stress			
σs (kpsi)	0,43	σs (MPa)	2,89
σp (kpsi)	0,39	σp (MPa)	2,59
σr (kpsi)	0,30	σr (MPa)	2,03
Material (AISI)	1095HR		
Sut (kpsi)	100	Sut (MPa)	690
Sy (kpsi)	84	Sy (MPa)	580
Se' (kpsi)	50	Se' (MPa)	345
Ka	0,528	Ka	0,528
Kb	1	Kb	1
Kc	1	Kc	1
Se (kpsi)	26,384	Se (MPa)	182,264
Factor of safety from fatigue			
nfs	96,14		
nfp	67,84		
nfr	137,00		
Factor of safety from yielding			
nys	193,42		
nyp	215,99		
nyr	275,63		
Elastic coefficient			
Cp (sqrt(psi))	2291	Ze (sqrt(Mpa))	190
Contact stress			
σs (kpsi)	-22,16	σs (MPa)	-152,59
σp (kpsi)	-22,16	σp (MPa)	-152,59
σr (kpsi)	-16,64	σr (MPa)	-114,62
Grade	Grade2		
Sc (kpsi)	103,053	Sc (Mpa)	711,77
Factor of safety form surface failure			
ncs	21,63		
ncp	21,63		
ncr	38,33		

Goal: Minimize the gearbox without failing			
Inputs		Results	
Stage 4		Stage 4	
pressure angle	20	Pitch	10
helical angle	15	Module	2,630
number of planets	4	Sun diameter (mm)	36,81
Pn (teeth/in.)	10	Planet diameter (mm)	52,59
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	142,00
F (in.)	1,4	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade2	Facewidth (mm)	35,56
Adjust Ns by:	1	Number of Planets	4
Adjust Np by:	0	Material	1095HR
Adjust Nr by:	0	Factor of safety from fatigue - Sun	9,16
		Factor of safety from fatigue - Planet	6,46
		Factor of safety from fatigue - Ring	13,06
		Factor of safety from surface failure -Sun	2,06
		Factor of safety from surface failure -Planet	2,06
		Factor of safety from surface failure -Ring	3,65
		Factor of safety from yield -Sun	18,43
		Factor of safety from yield -Planet	20,58
		Factor of safety from yield -Ring	26,27
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run1			
pressure angle	20	Pitch	16
helical angle	15	Module	1,644
number of planets	3	Sun diameter (mm)	21,37
Pn (teeth/in.)	16	Planet diameter (mm)	32,87
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	88,75
F (in.)	0,8	Helical Angle	15
Material (AISI)	1020HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade1	Facewidth (mm)	20,32
Initial attempt failed with low factor of safety in stage 2 and stage 3		Number of Planets	3
		Material	1020HR
		Factor of safety from fatigue - Sun	1,07
		Factor of safety from fatigue - Planet	0,86
		Factor of safety from fatigue - Ring	1,55
		Factor of safety from surface failure -Sun	0,12
		Factor of safety from surface failure -Planet	0,12
		Factor of safety from surface failure -Ring	0,23
		Factor of safety from yield -Sun	1,01
		Factor of safety from yield -Planet	1,15
		Factor of safety from yield -Ring	1,47

		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run2			
pressure angle	20	Pitch	16
helical angle	15	Module	1,644
number of planets	4	Sun diameter (mm)	21,37
Pn (teeth/in.)	16	Planet diameter (mm)	32,87
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	88,75
F (in.)	1	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade1	Facewidth (mm)	25,4
Changed # of planets and Material as well as the face width. Stage 2 no longer failed but stage 3 still fails		Number of Planets	4
		Material	1095HR
		Factor of safety from fatigue - Sun	2,34
		Factor of safety from fatigue - Planet	1,69
		Factor of safety from fatigue - Ring	3,41
		Factor of safety from surface failure -Sun	0,42
		Factor of safety from surface failure -Planet	0,42
		Factor of safety from surface failure -Ring	0,77
		Factor of safety from yield -Sun	4,71
		Factor of safety from yield -Planet	5,38
		Factor of safety from yield -Ring	6,86
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run3			
pressure angle	20	Pitch	10
helical angle	15	Module	2,630
number of planets	4	Sun diameter (mm)	34,18
Pn (teeth/in.)	10	Planet diameter (mm)	52,59
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	142,00
F (in.)	1	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade1	Facewidth (mm)	25,4
Succesed to avoid failure in each stage		Number of Planets	4
		Material	1095HR
		Factor of safety from fatigue - Sun	5,96
		Factor of safety from fatigue - Planet	4,29
		Factor of safety from fatigue - Ring	8,67
		Factor of safety from surface failure -Sun	1,06
		Factor of safety from surface failure -Planet	1,06
		Factor of safety from surface failure -Ring	1,96
		Factor of safety from yield -Sun	11,99

		Factor of safety from yield -Planet	13,67
		Factor of safety from yield -Ring	17,45
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run4			
pressure angle	20	Pitch	10
helical angle	15	Module	2,630
number of planets	4	Sun diameter (mm)	34,18
Pn (teeth/in.)	10	Planet diameter (mm)	52,59
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	142,00
F (in.)	1	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade2	Facewidth (mm)	25,4
Since Stage 3 has biggest cross-section, we can increase the diameter of other two stages.		Number of Planets	4
		Material	1095HR
		Factor of safety from fatigue - Sun	5,96
		Factor of safety from fatigue - Planet	4,29
		Factor of safety from fatigue - Ring	8,67
		Factor of safety from surface failure -Sun	1,31
		Factor of safety from surface failure -Planet	1,31
		Factor of safety from surface failure -Ring	2,43
		Factor of safety from yield -Sun	11,99
		Factor of safety from yield -Planet	13,67
		Factor of safety from yield -Ring	17,45
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run5			
pressure angle	20	Pitch	10
helical angle	15	Module	2,630
number of planets	4	Sun diameter (mm)	34,18
Pn (teeth/in.)	10	Planet diameter (mm)	52,59
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	142,00
F (in.)	1,4	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade2	Facewidth (mm)	35,56
Better factor of safety		Number of Planets	4
		Material	1095HR
		Factor of safety from fatigue - Sun	8,34
		Factor of safety from fatigue - Planet	6,01
		Factor of safety from fatigue - Ring	12,14
		Factor of safety from surface failure -Sun	1,83
		Factor of safety from surface failure -Planet	1,83

		Factor of safety from surface failure -Ring	3,40
		Factor of safety from yield -Sun	16,78
		Factor of safety from yield -Planet	19,14
		Factor of safety from yield -Ring	24,42
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00
Run6			
pressure angle	20	Pitch	10
helical angle	15	Module	2,630
number of planets	4	Sun diameter (mm)	36,81
Pn (teeth/in.)	10	Planet diameter (mm)	52,59
Profile	cut/milled	Ring diameter (mm)	142,00
F (in.)	1,4	Helical Angle	15
Material (AISI)	1095HR	Pressure Angle	20
Grade	Grade2	Facewidth (mm)	35,56
Adjust Ns by:	1	Number of Planets	4
Adjust Np by:	0	Material	1095HR
Adjust Nr by:	0	Factor of safety from fatigue - Sun	9,16
Number of teeth changed to evenly distribute the planets		Factor of safety from fatigue - Planet	6,46
		Factor of safety from fatigue - Ring	13,06
		Factor of safety from surface failure -Sun	2,06
		Factor of safety from surface failure -Planet	2,06
		Factor of safety from surface failure -Ring	3,65
		Factor of safety from yield -Sun	18,43
		Factor of safety from yield -Planet	20,58
		Factor of safety from yield -Ring	26,27
		Input RPM	62
		Input Torque (Nm)	60,48
		Output RPM	12,50
		Output Torque (Nm)	300,00

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ЛИСТИНГ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ
МИКРОКОНТРОЛЛЕРА СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО ТОРМОЖЕНИЯ
ВЭУ-3**

```
#include "Electro.h"
#include "Electro_private.h"

/* Block signals (auto storage) */
B_Electro_T Electro_B;

/* Continuous states */
X_Electro_T Electro_X;

/* Block states (auto storage) */
DW_Electro_T Electro_DW;

/* Previous zero-crossings (trigger) states */
PrevZCX_Electro_T Electro_PrevZCX;

/* External inputs (root inport signals with auto storage) */
ExtU_Electro_T Electro_U;

/* External outputs (root outports fed by signals with auto storage) */
ExtY_Electro_T Electro_Y;

/* Real-time model */
RT_MODEL_Electro_T Electro_M_;
RT_MODEL_Electro_T *const Electro_M = &Electro_M_;
real_T look1_binlxpw(real_T u0, const real_T bp0[], const real_T table[],
                    uint32_T maxIndex)
{
    real_T frac;
    uint32_T iRight;
    uint32_T iLeft;
    uint32_T bpIdx;

    /* Lookup 1-D
       Search method: 'binary'
       Use previous index: 'off'
       Interpolation method: 'Linear'
       Extrapolation method: 'Linear'
       Use last breakpoint for index at or above upper limit: 'off'
       Remove protection against out-of-range input in generated code: 'off'
    */
```

```

*/
/* Prelookup - Index and Fraction
   Index Search method: 'binary'
   Extrapolation method: 'Linear'
   Use previous index: 'off'
   Use last breakpoint for index at or above upper limit: 'off'
   Remove protection against out-of-range input in generated code: 'off'
*/
if (u0 <= bp0[0U]) {
    iLeft = 0U;
    frac = (u0 - bp0[0U]) / (bp0[1U] - bp0[0U]);
} else if (u0 < bp0[maxIndex]) {
    /* Binary Search */
    bpIdx = maxIndex >> 1U;
    iLeft = 0U;
    iRight = maxIndex;
    while (iRight - iLeft > 1U) {
        if (u0 < bp0[bpIdx]) {
            iRight = bpIdx;
        } else {
            iLeft = bpIdx;
        }

        bpIdx = (iRight + iLeft) >> 1U;
    }

    frac = (u0 - bp0[iLeft]) / (bp0[iLeft + 1U] - bp0[iLeft]);
} else {
    iLeft = maxIndex - 1U;
    frac = (u0 - bp0[maxIndex - 1U]) / (bp0[maxIndex] - bp0[maxIndex - 1U]);
}

/* Interpolation 1-D
   Interpolation method: 'Linear'
   Use last breakpoint for index at or above upper limit: 'off'
   Overflow mode: 'portable wrapping'
*/
return (table[iLeft + 1U] - table[iLeft]) * frac + table[iLeft];
}

/*
* This function updates continuous states using the ODE5 fixed-step
* solver algorithm
*/

```

```

static void rt_ertODEUpdateContinuousStates(RTWSolverInfo *si )
{
    /* Solver Matrices */
    static const real_T rt_ODE5_A[6] = {
        1.0/5.0, 3.0/10.0, 4.0/5.0, 8.0/9.0, 1.0, 1.0
    };

    static const real_T rt_ODE5_B[6][6] = {
        { 1.0/5.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0 },

        { 3.0/40.0, 9.0/40.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0 },

        { 44.0/45.0, -56.0/15.0, 32.0/9.0, 0.0, 0.0, 0.0 },

        { 19372.0/6561.0, -25360.0/2187.0, 64448.0/6561.0, -212.0/729.0, 0.0, 0.0 },

        { 9017.0/3168.0, -355.0/33.0, 46732.0/5247.0, 49.0/176.0, -5103.0/18656.0,
          0.0 },

        { 35.0/384.0, 0.0, 500.0/1113.0, 125.0/192.0, -2187.0/6784.0, 11.0/84.0 }
    };

    time_T t = rtsiGetT(si);
    time_T tnew = rtsiGetSolverStopTime(si);
    time_T h = rtsiGetStepSize(si);
    real_T *x = rtsiGetContStates(si);
    ODE5_IntgData *id = (ODE5_IntgData *)rtsiGetSolverData(si);
    real_T *y = id->y;
    real_T *f0 = id->f[0];
    real_T *f1 = id->f[1];
    real_T *f2 = id->f[2];
    real_T *f3 = id->f[3];
    real_T *f4 = id->f[4];
    real_T *f5 = id->f[5];
    real_T hB[6];
    int_T i;
    int_T nXc = 2;
    rtsiSetSimTimeStep(si,MINOR_TIME_STEP);

    /* Save the state values at time t in y, we'll use x as ynew. */
    (void) memcpy(y, x,
        (uint_T)nXc*sizeof(real_T));

    /* Assumes that rtsiSetT and ModelOutputs are up-to-date */

```

```

/* f0 = f(t,y) */
rtsiSetdX(si, f0);
Electro_derivatives();

/* f(:,2) = feval(odefile, t + hA(1), y + f*hB(:,1), args:)(*)); */
hB[0] = h * rt_ODE5_B[0][0];
for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0]);
}

rtsiSetT(si, t + h*rt_ODE5_A[0]);
rtsiSetdX(si, f1);
Electro_step();
Electro_derivatives();

/* f(:,3) = feval(odefile, t + hA(2), y + f*hB(:,2), args:)(*)); */
for (i = 0; i <= 1; i++) {
    hB[i] = h * rt_ODE5_B[1][i];
}

for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0] + f1[i]*hB[1]);
}

rtsiSetT(si, t + h*rt_ODE5_A[1]);
rtsiSetdX(si, f2);
Electro_step();
Electro_derivatives();

/* f(:,4) = feval(odefile, t + hA(3), y + f*hB(:,3), args:)(*)); */
for (i = 0; i <= 2; i++) {
    hB[i] = h * rt_ODE5_B[2][i];
}

for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0] + f1[i]*hB[1] + f2[i]*hB[2]);
}

rtsiSetT(si, t + h*rt_ODE5_A[2]);
rtsiSetdX(si, f3);
Electro_step();
Electro_derivatives();

/* f(:,5) = feval(odefile, t + hA(4), y + f*hB(:,4), args:)(*)); */

```

```

for (i = 0; i <= 3; i++) {
    hB[i] = h * rt_ODE5_B[3][i];
}

for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0] + f1[i]*hB[1] + f2[i]*hB[2] +
        f3[i]*hB[3]);
}

rtsiSetT(si, t + h*rt_ODE5_A[3]);
rtsiSetdX(si, f4);
Electro_step();
Electro_derivatives();

/* f(:,6) = feval(odefile, t + hA(5), y + f*hB(:,5), args:)(*)); */
for (i = 0; i <= 4; i++) {
    hB[i] = h * rt_ODE5_B[4][i];
}

for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0] + f1[i]*hB[1] + f2[i]*hB[2] +
        f3[i]*hB[3] + f4[i]*hB[4]);
}

rtsiSetT(si, tnew);
rtsiSetdX(si, f5);
Electro_step();
Electro_derivatives();

/* tnew = t + hA(6);
    ynew = y + f*hB(:,6); */
for (i = 0; i <= 5; i++) {
    hB[i] = h * rt_ODE5_B[5][i];
}

for (i = 0; i < nXc; i++) {
    x[i] = y[i] + (f0[i]*hB[0] + f1[i]*hB[1] + f2[i]*hB[2] +
        f3[i]*hB[3] + f4[i]*hB[4] + f5[i]*hB[5]);
}

rtsiSetSimTimeStep(si, MAJOR_TIME_STEP);
}

real_T rt_urand_Upu32_Yd_f_pw_snf(uint32_T *u)

```

```

{
uint32_T lo;
uint32_T hi;

/* Uniform random number generator (random number between 0 and 1)

#define IA    16807                magic multiplier = 7^5
#define IM    2147483647          modulus = 2^31-1
#define IQ    127773              IM div IA
#define IR    2836                IM modulo IA
#define S     4.656612875245797e-10  reciprocal of 2^31-1
test = IA * (seed % IQ) - IR * (seed/IQ)
seed = test < 0 ? (test + IM) : test
return (seed*S)
*/
lo = *u % 127773U * 16807U;
hi = *u / 127773U * 2836U;
if (lo < hi) {
    *u = 2147483647U - (hi - lo);
} else {
    *u = lo - hi;
}

return (real_T)*u * 4.6566128752457969E-10;
}

/* Model step function */
void Electro_step(void)
{
/* local block i/o variables */
real_T rtb_Clock;
real_T rtb_Integrator;
real_T rtb_Integrator_c;
real_T rtb_CompareUnit2;
real_T rtb_Abs;
real_T tmp;
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
/* set solver stop time */
if (!(Electro_M->Timing.clockTick0+1)) {
    rtsiSetSolverStopTime(&Electro_M->solverInfo,
        ((Electro_M->Timing.clockTickH0 + 1) *
        Electro_M->Timing.stepSize0 * 4294967296.0));
} else {
    rtsiSetSolverStopTime(&Electro_M->solverInfo,

```

```

        ((Electro_M->Timing.clockTick0 + 1) *
        Electro_M->Timing.stepSize0 + Electro_M->Timing.clockTickH0 *
        Electro_M->Timing.stepSize0 * 4294967296.0));
    }
}                                     /* end MajorTimeStep */

/* Update absolute time of base rate at minor time step */
if (rtmIsMinorTimeStep(Electro_M)) {
    Electro_M->Timing.t[0] = rtsiGetT(&Electro_M->solverInfo);
}

/* Clock: '<S9>/Clock' */
rtb_Clock = Electro_M->Timing.t[0];
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    /* Logic: '<S9>/Logical Operator2' incorporates:
    * Memory: '<S9>/Memory'
    */
    Electro_B.LogicalOperator2 = !Electro_DW.Memory_PreviousInput;
}

/* Integrator: '<S4>/Integrator' */
rtb_Integrator = Electro_X.Integrator_CSTATE;
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    /* Switch: '<S5>/Vibration compare' incorporates:
    * Constant: '<S5>/Controller signal'
    * UniformRandomNumber: '<S1>/Vibration'
    */
    if
        (Electro_DW.Vibration_NextOutput
Electro_P.Vibrationcompare_Threshold)
    {
        Electro_B.Vibrationcompare = Electro_P.Controllersignal_Value;
    } else {
        Electro_B.Vibrationcompare = 0.0;
    }
}

/* End of Switch: '<S5>/Vibration compare' */
}

/* Integrator: '<S2>/Integrator' */
rtb_Integrator_c = Electro_X.Integrator_CSTATE_d;

/* Switch: '<S5>/RPM compare' incorporates:
* Constant: '<S5>/Controller signal'
* Inport: '<Root>/Rotor RPM'

```

```

*/
if (Electro_U.RotorRPM >= Electro_P.RPMcompare_Threshold) {
    tmp = Electro_P.Controllersignal_Value;
} else {
    tmp = 0.0;
}

/* End of Switch: '<S5>/RPM compare' */

/* Switch: '<S5>/Gen. temp. compare' incorporates:
* Constant: '<S5>/Controller signal'
* Integrator: '<S4>/Integrator'
*/
if (Electro_X.Integrator_CSTATE >= Electro_P.Gentempcompare_Threshold) {
    rtb_CompareUnit2 = Electro_P.Controllersignal_Value;
} else {
    rtb_CompareUnit2 = 0.0;
}

/* End of Switch: '<S5>/Gen. temp. compare' */

/* Switch: '<S5>/Brake temp. compare' incorporates:
* Constant: '<S5>/Controller signal'
* Integrator: '<S2>/Integrator'
*/
if
    (Electro_X.Integrator_CSTATE_d
Electro_P.Braketempcompare_Threshold) {
    rtb_Abs = Electro_P.Controllersignal_Value;
} else {
    rtb_Abs = 0.0;
}

/* End of Switch: '<S5>/Brake temp. compare' */

/* DataTypeConversion: '<S9>/Data Type Conversion2' incorporates:
* Product: '<S5>/Multiply'
*/
Electro_B.DataTypeConversion2 = (tmp * rtb_CompareUnit2 *
    Electro_B.Vibrationcompare * rtb_Abs != 0.0);
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    /* Memory: '<S10>/Memory' */
    Electro_B.Memory = Electro_DW.Memory_PreviousInput_e;

    /* MultiPortSwitch: '<S10>/Multiport Switch' incorporates:

```

```

* Constant: '<S10>/Constant1'
* Constant: '<S10>/either edge'
* Constant: '<S10>/neg. edge'
* Constant: '<S10>/pos. edge'
*/
switch ((int32_T)Electro_P.Constant1_Value) {
case 1:
    Electro_B.MultiportSwitch[0] = Electro_P.posedge_Value[0];
    Electro_B.MultiportSwitch[1] = Electro_P.posedge_Value[1];
    break;

case 2:
    Electro_B.MultiportSwitch[0] = Electro_P.negedge_Value[0];
    Electro_B.MultiportSwitch[1] = Electro_P.negedge_Value[1];
    break;

default:
    Electro_B.MultiportSwitch[0] = Electro_P.eitheredge_Value[0];
    Electro_B.MultiportSwitch[1] = Electro_P.eitheredge_Value[1];
    break;
}

/* End of MultiPortSwitch: '<S10>/Multiport Switch' */

/* Outputs for Enabled SubSystem: '<S10>/POSITIVE Edge' incorporates:
* EnablePort: '<S14>/Enable'
*/
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    if (Electro_B.MultiportSwitch[0] > 0.0) {
        if (!Electro_DW.POSITIVEEdge_MODE) {
            Electro_DW.POSITIVEEdge_MODE = TRUE;
        }
    } else {
        if (Electro_DW.POSITIVEEdge_MODE) {
            Electro_DW.POSITIVEEdge_MODE = FALSE;
        }
    }
}

/* End of Outputs for SubSystem: '<S10>/POSITIVE Edge' */
}

/* Outputs for Enabled SubSystem: '<S10>/POSITIVE Edge' incorporates:
* EnablePort: '<S14>/Enable'

```

```

*/
if (Electro_DW.POSITIVEEdge_MODE) {
  /* RelationalOperator: '<S14>/Relational Operator1' */
  Electro_B.RelationalOperator1 = ((int32_T)Electro_B.Memory < (int32_T)
    Electro_B.DataTypeConversion2);
}

/* End of Outputs for SubSystem: '<S10>/POSITIVE Edge' */

/* Outputs for Enabled SubSystem: '<S10>/NEGATIVE Edge' incorporates:
 * EnablePort: '<S13>/Enable'
 */
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M) && rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
  if (Electro_B.MultiportSwitch[1] > 0.0) {
    if (!Electro_DW.NEGATIVEEdge_MODE) {
      Electro_DW.NEGATIVEEdge_MODE = TRUE;
    }
  } else {
    if (Electro_DW.NEGATIVEEdge_MODE) {
      Electro_DW.NEGATIVEEdge_MODE = FALSE;
    }
  }
}

if (Electro_DW.NEGATIVEEdge_MODE) {
  /* RelationalOperator: '<S13>/Relational Operator1' */
  Electro_B.RelationalOperator1_p = ((int32_T)Electro_B.Memory > (int32_T)
    Electro_B.DataTypeConversion2);
}

/* End of Outputs for SubSystem: '<S10>/NEGATIVE Edge' */

/* Logic: '<S10>/Logical Operator1' */
Electro_B.LogicalOperator1 = (Electro_B.RelationalOperator1 ||
  Electro_B.RelationalOperator1_p);
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
  /* Memory: '<S17>/IC=ic' */
  Electro_B.ICic = Electro_DW.ICic_PreviousInput;
}

/* Switch: '<S17>/Switch' incorporates:
 * Logic: '<S9>/Logical Operator1'
 */
if (Electro_B.LogicalOperator2 && Electro_B.LogicalOperator1) {

```

```

    Electro_B.Switch = rtb_Clock;
} else {
    Electro_B.Switch = Electro_B.ICic;
}

/* End of Switch: '<S17>/Switch' */

/* RelationalOperator: '<S9>/Relational Operator' incorporates:
 * Constant: '<S9>/T_monostable'
 * Sum: '<S9>/Sum'
 */
Electro_B.RelationalOperator = (Electro_B.Switch +
    Electro_P.T_monostable_Value > rtb_Clock);

/* Switch: '<S3>/Compare Unit' incorporates:
 * Constant: '<S3>/Drive'
 */
if (Electro_B.RelationalOperator) {
    tmp = Electro_P.Drive_Value;
} else {
    tmp = 0.0;
}

/* End of Switch: '<S3>/Compare Unit' */

/* Gain: '<S6>/Brake elements' incorporates:
 * Constant: '<S6>/EFF'
 * Constant: '<S6>/Reducer EFF'
 * Constant: '<S6>/Unit coefficient'
 * Gain: '<S6>/Mechanical transfer unit'
 * Gain: '<S6>/Reducer unit'
 * Product: '<S6>/ '
 * Product: '<S6>/ '
 */
rtb_Abs = Electro_P.Reducerunit_Gain * tmp * Electro_P.ReducerEFF_Value *
    Electro_P.Mechanicaltransferunit_Gain / Electro_P.Unitcoefficient_Value *
    Electro_P.EFF_Value * Electro_P.Brakeelements_Gain;

/* Lookup_n-D: '<S6>/Friction coefficient graph' */
rtb_CompareUnit2 = look1_binlxpw(rtb_Integrator_c, *(real_T (*)[18])&
    Electro_P.Frictioncoefficientgraph_bp01Dat[0], *(real_T (*)[18])&
    Electro_P.Frictioncoefficientgraph_tableDa[0], 17U);

/* Abs: '<S6>/Abs' */

```

```

rtb_CompareUnit2 = fabs(rtb_CompareUnit2);
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    /* UniformRandomNumber: '<S1>/Environment temperature' */
    Electro_B.Environmenttemperature =
        Electro_DW.Environmenttemperature_NextOutp;
}

/* Outport: '<Root>/Brake torque' incorporates:
 * Constant: '<S6>/Brake drum radius'
 * Product: '<S6>/ '
 */
Electro_Y.Braketorque = rtb_Abs * rtb_CompareUnit2 *
    Electro_P.Brakedrumradius_Value;

/* Switch: '<S2>/Compare Unit 2' incorporates:
 * Inport: '<Root>/Rotor RPM'
 */
if (Electro_U.RotorRPM >= Electro_P.CompareUnit2_Threshold) {
    tmp = Electro_U.RotorRPM;
} else {
    tmp = 0.0;
}

/* End of Switch: '<S2>/Compare Unit 2' */

/* Product: '<S2>/4' incorporates:
 * Abs: '<S2>/Abs'
 * Constant: '<S2>/Pads mass'
 * Constant: '<S2>/Pads surface area'
 * Constant: '<S2>/Specific heat capacity of pads material'
 * Constant: '<S2>/Surface heat exchange coefficient'
 * Constant: '<S6>/Brake drum radius'
 * Gain: '<S2>/Gain'
 * Product: '<S2>/1'
 * Product: '<S2>/Divide'
 * Sum: '<S2>/Add'
 * Sum: '<S2>/Add1'
 */
Electro_B.u = (rtb_Abs * Electro_P.Brakedrumradius_Value *
    (Electro_P.Gain_Gain * tmp) - fabs
    ((Electro_B.Environmenttemperature - rtb_Integrator_c) *
    Electro_P.Padssurfacearea_Value *
    Electro_P.Surfaceheatexchangecoefficient_)) /
    Electro_P.Specifichatcapacityofpadsmater / Electro_P.Padsmass_Value;

```

```

/* Product: '<S4>/ ' incorporates:
* Abs: '<S4>/Abs'
* Constant: '<S4>/Specific heat capacity of wind. material (cuprum)'
* Constant: '<S4>/Surface heat exchange coefficient'
* Constant: '<S4>/Winding Resistance '
* Constant: '<S4>/Windings Surface Area'
* Constant: '<S4>/Windings mass'
* Inport: '<Root>/Wind. current'
* Math: '<S4>/Math Function'
* Product: '<S4>/ '
* Product: '<S4>/ '
* Sum: '<S4>/ '
* Sum: '<S4>/ '
*/
Electro_B.u_k = (Electro_U.Windcurrent * Electro_U.Windcurrent *
    Electro_P.WindingResistance_Value - fabs
    ((Electro_B.Environmenttemperature - rtb_Integrator) *
    Electro_P.WindingsSurfaceArea_Value *
    Electro_P.Surfaceheatexchangecoefficien_j)) /
    Electro_P.Specifichatcapacityofwindmater / Electro_P.Windingsmass_Value;

/* Clock: '<S12>/Clock' */
Electro_B.Clock = Electro_M->Timing.t[0];

/* Outputs for Triggered SubSystem: '<S12>/Triggered Subsystem' incorporates:
* TriggerPort: '<S15>/Trigger'
*/
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M) && rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    Electro_PrevZCX.TriggeredSubsystem_Trig_ZCE = (uint8_T)
        (Electro_B.LogicalOperator1 ? (int32_T)POS_ZCSIG :
(int32_T)ZERO_ZCSIG);
}

/* End of Outputs for SubSystem: '<S12>/Triggered Subsystem' */
if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    /* Matfile logging */
    rt_UpdateTXYLogVars(Electro_M->rtwLogInfo, (Electro_M->Timing.t));
}
/* end MajorTimeStep */

if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
    if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
        /* Update for Memory: '<S9>/Memory' */
        Electro_DW.Memory_PreviousInput = Electro_B.RelationalOperator;
    }
}

```

```

/* Update for UniformRandomNumber: '<S1>/Vibration' */
Electro_DW.Vibration_NextOutput = (Electro_P.Vibration_Maximum -
    Electro_P.Vibration_Minimum) * rt_urand_Upu32_Yd_f_pw_snf
    (&Electro_DW.RandSeed) + Electro_P.Vibration_Minimum;

/* Update for Memory: '<S10>/Memory' */
Electro_DW.Memory_PreviousInput_e = Electro_B.DataTypeConversion2;

/* Update for Memory: '<S17>/IC=ic' */
Electro_DW.ICic_PreviousInput = Electro_B.Switch;

/* Update for UniformRandomNumber: '<S1>/Environment temperature' */
Electro_DW.Environmenttemperature_NextOutp =
    (Electro_P.Environmenttemperature_Maximum -
        Electro_P.Environmenttemperature_Minimum)
rt_urand_Upu32_Yd_f_pw_snf(
    &Electro_DW.RandSeed_f) + Electro_P.Environmenttemperature_Minimum;
}
}
/* end MajorTimeStep */

if (rtmIsMajorTimeStep(Electro_M)) {
/* signal main to stop simulation */
{
/* Sample time: [0.0s, 0.0s] */
if ((rtmGetTFinal(Electro_M)!=-1) &&
    !((rtmGetTFinal(Electro_M)-(((Electro_M->Timing.clockTick1+
        Electro_M->Timing.clockTickH1* 4294967296.0)) * 0.1)) >
        (((Electro_M->Timing.clockTick1+Electro_M->Timing.clockTickH1*
            4294967296.0)) * 0.1) * (DBL_EPSILON)))) {
    rtmSetErrorStatus(Electro_M, "Simulation finished");
}
}

rt_ertODEUpdateContinuousStates(&Electro_M->solverInfo);

/* Update absolute time for base rate */
/* The "clockTick0" counts the number of times the code of this task has
* been executed. The absolute time is the multiplication of "clockTick0"
* and "Timing.stepSize0". Size of "clockTick0" ensures timer will not
* overflow during the application lifespan selected.
* Timer of this task consists of two 32 bit unsigned integers.
* The two integers represent the low bits Timing.clockTick0 and the high bits
* Timing.clockTickH0. When the low bit overflows to 0, the high bits increment.
*/

```

```

if (!(++Electro_M->Timing.clockTick0)) {
    ++Electro_M->Timing.clockTickH0;
}

Electro_M->Timing.t[0] = rtsiGetSolverStopTime(&Electro_M->solverInfo);

{
    /* Update absolute timer for sample time: [0.1s, 0.0s] */
    /* The "clockTick1" counts the number of times the code of this task has
    * been executed. The resolution of this integer timer is 0.1, which is the step
size
    * of the task. Size of "clockTick1" ensures timer will not overflow during the
    * application lifespan selected.
    * Timer of this task consists of two 32 bit unsigned integers.
    * The two integers represent the low bits Timing.clockTick1 and the high bits
    * Timing.clockTickH1. When the low bit overflows to 0, the high bits
increment.
    */
    Electro_M->Timing.clockTick1++;
    if (!Electro_M->Timing.clockTick1) {
        Electro_M->Timing.clockTickH1++;
    }
}
/* end MajorTimeStep */
}

/* Derivatives for root system: '<Root>' */
void Electro_derivatives(void)
{
    XDot_Electro_T *_rtXdot;
    _rtXdot = ((XDot_Electro_T *) Electro_M->ModelData.derivs);

    /* Derivatives for Integrator: '<S4>/Integrator' */
    _rtXdot->Integrator_CSTATE = Electro_B.u_k;

    /* Derivatives for Integrator: '<S2>/Integrator' */
    _rtXdot->Integrator_CSTATE_d = Electro_B.u;
}

/* Model initialize function */
void Electro_initialize(void)
{
    /* Registration code */

```

```

/* initialize non-finites */
rt_InitInfAndNaN(sizeof(real_T));

/* initialize real-time model */
(void) memset((void *)Electro_M, 0,
              sizeof(RT_MODEL_Electro_T));

{
    /* Setup solver object */
    rtsiSetSimTimeStepPtr(&Electro_M->solverInfo,                &Electro_M-
>Timing.simTimeStep);
    rtsiSetTPtr(&Electro_M->solverInfo, &rtmGetTPtr(Electro_M));
    rtsiSetStepSizePtr(&Electro_M->solverInfo, &Electro_M->Timing.stepSize0);
    rtsiSetdXPtr(&Electro_M->solverInfo, &Electro_M->ModelData.derivs);
    rtsiSetContStatesPtr(&Electro_M->solverInfo, (real_T **)
                        &Electro_M->ModelData.contStates);
    rtsiSetNumContStatesPtr(&Electro_M->solverInfo,
                            &Electro_M->Sizes.numContStates);
    rtsiSetErrorStatusPtr(&Electro_M->solverInfo,
(&rtmGetErrorStatus(Electro_M)));
    rtsiSetRTModelPtr(&Electro_M->solverInfo, Electro_M);
}

rtsiSetSimTimeStep(&Electro_M->solverInfo, MAJOR_TIME_STEP);
Electro_M->ModelData.intgData.y = Electro_M->ModelData.odeY;
Electro_M->ModelData.intgData.f[0] = Electro_M->ModelData.odeF[0];
Electro_M->ModelData.intgData.f[1] = Electro_M->ModelData.odeF[1];
Electro_M->ModelData.intgData.f[2] = Electro_M->ModelData.odeF[2];
Electro_M->ModelData.intgData.f[3] = Electro_M->ModelData.odeF[3];
Electro_M->ModelData.intgData.f[4] = Electro_M->ModelData.odeF[4];
Electro_M->ModelData.intgData.f[5] = Electro_M->ModelData.odeF[5];
Electro_M->ModelData.contStates = ((X_Electro_T *) &Electro_X);
rtsiSetSolverData(&Electro_M->solverInfo, (void *)
                 &Electro_M->ModelData.intgData);
rtsiSetSolverName(&Electro_M->solverInfo, "ode5");
rtmSetTPtr(Electro_M, &Electro_M->Timing.tArray[0]);
rtmSetTFinal(Electro_M, 1000.0);
Electro_M->Timing.stepSize0 = 0.1;

/* Setup for data logging */
{
    static RTWLogInfo rt_DataLoggingInfo;
    Electro_M->rtwLogInfo = &rt_DataLoggingInfo;
}

```

```

/* Setup for data logging */
{
    rtliSetLogXSignalInfo(Electro_M->rtwLogInfo, (NULL));
    rtliSetLogXSignalPtrs(Electro_M->rtwLogInfo, (NULL));
    rtliSetLogT(Electro_M->rtwLogInfo, "tout");
    rtliSetLogX(Electro_M->rtwLogInfo, "");
    rtliSetLogXFinal(Electro_M->rtwLogInfo, "");
    rtliSetSigLog(Electro_M->rtwLogInfo, "");
    rtliSetLogVarNameModifier(Electro_M->rtwLogInfo, "rt_");
    rtliSetLogFormat(Electro_M->rtwLogInfo, 0);
    rtliSetLogMaxRows(Electro_M->rtwLogInfo, 1000);
    rtliSetLogDecimation(Electro_M->rtwLogInfo, 1);

    /*
     * Set pointers to the data and signal info for each output
     */
    {
        static void * rt_LoggedOutputSignalPtrs[] = {
            &Electro_Y.Braketorque
        };

        rtliSetLogYSignalPtrs(Electro_M->rtwLogInfo, ((LogSignalPtrsType)
            rt_LoggedOutputSignalPtrs));
    }

    {
        static int_T rt_LoggedOutputWidths[] = {
            1
        };

        static int_T rt_LoggedOutputNumDimensions[] = {
            1
        };

        static int_T rt_LoggedOutputDimensions[] = {
            1
        };

        static boolean_T rt_LoggedOutputIsVarDims[] = {
            0
        };

        static void* rt_LoggedCurrentSignalDimensions[] = {

```

```

(NULL)
};

static int_T rt_LoggedCurrentSignalDimensionsSize[] = {
    4
};

static BuiltInDTypeId rt_LoggedOutputDataTypeIds[] = {
    SS_DOUBLE
};

static int_T rt_LoggedOutputComplexSignals[] = {
    0
};

static const char_T *rt_LoggedOutputLabels[] = {
    "" };

static const char_T *rt_LoggedOutputBlockNames[] = {
    "Electro/Brake\ntorque" };

static RTWLogDataTypeConvert rt_RTWLogDataTypeConvert[] = {
    { 0, SS_DOUBLE, SS_DOUBLE, 0, 0, 0, 1.0, 0, 0.0 }
};

static RTWLogSignalInfo rt_LoggedOutputSignalInfo[] = {
    {
        1,
        rt_LoggedOutputWidths,
        rt_LoggedOutputNumDimensions,
        rt_LoggedOutputDimensions,
        rt_LoggedOutputIsVarDims,
        rt_LoggedCurrentSignalDimensions,
        rt_LoggedCurrentSignalDimensionsSize,
        rt_LoggedOutputDataTypeIds,
        rt_LoggedOutputComplexSignals,
        (NULL),

        { rt_LoggedOutputLabels },
        (NULL),
        (NULL),
        (NULL),

        { rt_LoggedOutputBlockNames },
    }
};

```

```

        { (NULL) },
        (NULL),
        rt_RTWLogDataTypeConvert
    }
};

rtliSetLogYSignalInfo(Electro_M->rtwLogInfo, rt_LoggedOutputSignalInfo);

/* set currSigDims field */
rt_LoggedCurrentSignalDimensions[0] = &rt_LoggedOutputWidths[0];
}

rtliSetLogY(Electro_M->rtwLogInfo, "yout");
}

/* block I/O */
(void) memset(((void *) &Electro_B), 0,
              sizeof(B_Electro_T));

/* states (continuous) */
{
    (void) memset((void *)&Electro_X, 0,
                  sizeof(X_Electro_T));
}

/* states (dwork) */
(void) memset((void *)&Electro_DW, 0,
              sizeof(DW_Electro_T));

/* external inputs */
(void) memset((void *)&Electro_U, 0,
              sizeof(ExtU_Electro_T));

/* external outputs */
Electro_Y.Braketorque = 0.0;

/* Matfile logging */
rt_StartDataLoggingWithStartTime(Electro_M->rtwLogInfo, 0.0, rtmGetTFinal
    (Electro_M), Electro_M->Timing.stepSize0, (&rtmGetErrorStatus(Electro_M)));
{
    uint32_T tseed;
    int32_T r;

```

```

int32_T t;
real_T tmp;

/* Start for UniformRandomNumber: '<S1>/Vibration' */
tmp = floor(Electro_P.Vibration_Seed);
if (rtIsNaN(tmp) || rtIsInf(tmp)) {
    tmp = 0.0;
} else {
    tmp = fmod(tmp, 4.294967296E+9);
}

tseed = tmp < 0.0 ? (uint32_T)-(int32_T)(uint32_T)-tmp : (uint32_T)tmp;
r = (int32_T)(tseed >> 16U);
t = (int32_T)(tseed & 32768U);
tseed = (((tseed - ((uint32_T)r << 16U)) + t) << 16U) + t) + r;
if (tseed < 1U) {
    tseed = 1144108930U;
} else {
    if (tseed > 2147483646U) {
        tseed = 2147483646U;
    }
}

Electro_DW.RandSeed = tseed;
Electro_DW.Vibration_NextOutput = (Electro_P.Vibration_Maximum -
    Electro_P.Vibration_Minimum) * rt_urand_Upu32_Yd_f_pw_snf
    (&Electro_DW.RandSeed) + Electro_P.Vibration_Minimum;

/* End of Start for UniformRandomNumber: '<S1>/Vibration' */

/* Start for UniformRandomNumber: '<S1>/Environment temperature' */
tmp = floor(Electro_P.Environmenttemperature_Seed);
if (rtIsNaN(tmp) || rtIsInf(tmp)) {
    tmp = 0.0;
} else {
    tmp = fmod(tmp, 4.294967296E+9);
}

tseed = tmp < 0.0 ? (uint32_T)-(int32_T)(uint32_T)-tmp : (uint32_T)tmp;
r = (int32_T)(tseed >> 16U);
t = (int32_T)(tseed & 32768U);
tseed = (((tseed - ((uint32_T)r << 16U)) + t) << 16U) + t) + r;
if (tseed < 1U) {
    tseed = 1144108930U;
}

```

```

    } else {
        if (tseed > 2147483646U) {
            tseed = 2147483646U;
        }
    }

    Electro_DW.RandSeed_f = tseed;
    Electro_DW.Environmenttemperature_NextOutp =
        (Electro_P.Environmenttemperature_Maximum -
         Electro_P.Environmenttemperature_Minimum) *
    rt_urand_Upu32_Yd_f_pw_snf
        (&Electro_DW.RandSeed_f) + Electro_P.Environmenttemperature_Minimum;

    /* End of Start for UniformRandomNumber: '<S1>/Environment temperature' */
}

Electro_PrevZCX.TriggeredSubsystem_Trig_ZCE = POS_ZCSIG;

/* InitializeConditions for Memory: '<S9>/Memory' */
Electro_DW.Memory_PreviousInput = Electro_P.Memory_X0;

/* InitializeConditions for Integrator: '<S4>/Integrator' */
Electro_X.Integrator_CSTATE = Electro_P.Integrator_IC;

/* InitializeConditions for Integrator: '<S2>/Integrator' */
Electro_X.Integrator_CSTATE_d = Electro_P.Integrator_IC_l;

/* InitializeConditions for Memory: '<S10>/Memory' */
Electro_DW.Memory_PreviousInput_e = Electro_P.Memory_X0_g;

/* InitializeConditions for Memory: '<S17>/IC=ic' */
Electro_DW.ICic_PreviousInput = Electro_P.ICic_X0;
}

/* Model terminate function */
void Electro_terminate(void)
{
    /* (no terminate code required) */
}

```

ПРИЛОЖЕНИЕ В. ДОКУМЕНТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

АКТ

об использовании результатов диссертационного исследования

Сироткина Евгений Анатольевича

**«Система аварийного торможения ветроэнергетической установки»,
представленной на соискание ученой степени кандидата технических
наук по научной специальности 05.14.08 Энергоустановки на основе
возобновляемых видов энергии**

Настоящим Актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Сироткина Евгения Анатольевич «Система аварийного торможения ветроэнергетической установки» в производственном процессе Общества с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Учебная техника-Профи» (ООО НПП «Учтех-Профи»).

Результаты исследования, изложенные в диссертации, имеют научное и практическое значение. Конструкция и алгоритм управления системы торможения ветроэнергетической установки, представленные в диссертации, используются при производстве учебно-исследовательского стенда «Комплекс для исследования систем управления ветроэнергетических установок».

Директор ООО НПП «Учтех-Профи»,
к.т.н, доцент



Хусаинов Р.З.



Исх. № 01/06.06-19

От 06 июня 2019 года

УТВЕРЖДАЮ

Директор ООО «Инпромавтоматика»

«  » / Ускова Н. В.
2019 г.

АКТ

внедрения результатов диссертационного исследования
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Сироткина Евгения Анатольевича

Комиссия в составе:

Председатель комиссии: Ускова Н. В. – директор;

Члены комиссии: Усков А. Ю. – учредитель;

Мурзин К. А. – учредитель.

Составили Акт о том, что результаты диссертационной работы аспиранта ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» Сироткина Евгения Анатольевича по теме «Система аварийного торможения ветроэнергетической установки» приняты к использованию в коммерческой деятельности ООО «Инпромавтоматика».

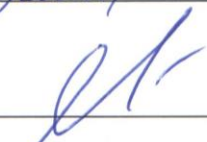
В частности, принято к использованию:

- математическая и компьютерная модели системы торможения ветроэнергетической установки;
- алгоритм работы компьютерной модели системы торможения ветроэнергетической установки.

Данные результаты, приведенные в диссертационной работе, будут применяться на предприятии при проектировании и разработке систем управления.

Члены комиссии:

 / Усков А. Ю.

 / Мурзин К. А.



№ 48/06-19
«17» июня 2019 г.

**АКТ КОММЕРЦИАЛИЗАЦИИ
РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**
**Сироткина Евгения Анатольевича, полученных в ходе разработки
системы аварийного торможения ветроэнергетической установки**

Данный Акт подтверждает применение научных результатов, представленных Сироткиным Евгением Анатольевичем в диссертационной работе «Система аварийного торможения ветроэнергетической установки», в деятельности ООО НИИ «Уралмет».

Научные результаты были использованы при проектировании и создании гибридного энергетического комплекса ГЭК-6. В частности, было использовано:

- алгоритм управления системой аварийного торможения при создании системы управления ветроэнергетической установки верхнего уровня;
- конструкция исполнительных элементов системы торможения при разработке конструкторской документации ступицы ветроэнергетической установки.

Главный конструктор,
К.Т.Н.



/ Мартянов А.С.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ



УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе
ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)»

д.т.н., доцент

А.А. Дьяконов

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы в учебном процессе

Материалы научных и теоретических исследований, изложенных в диссертационной работе Сироткина Евгения Анатольевича «Система аварийного торможения ветроэнергетической установки» используются в учебной дисциплине ДВ.1.05.02 Комплексное использование ветроэлектростанций. Дисциплина преподается в рамках магистерской программы 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника на кафедре «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» Энергетического факультета ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)».

Декан Энергетического факультета,
к.т.н., доцент

А.Н. Шишков

Зав. кафедрой ЭССиСЭ,
д.т.н., профессор

И.М. Кирпичникова