

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Комсомольский-на-Амуре государственный университет»

Кафедра «Электромеханика»
Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль – «Электроснабжение»

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.В. Сериков
« ____ » _____ 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка и исследование автономной системы
электроснабжения объектов промышленного предприятия

Студент группы 6ЭЭм-1	_____	Д.И. Афанасьев
	<i>подпись, дата</i>	
Научный руководитель, канд. техн. наук, доцент	_____	Р.В. Кузьмин
	<i>подпись, дата</i>	
Нормоконтролёр	_____	Н.Н. Мельникова
	<i>подпись, дата</i>	
Рецензент	_____	О.И. Киница
	<i>подпись, дата</i>	

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Комсомольский-на-Амуре государственный университет»

Кафедра Электромеханика

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ А.В. Сериков

« ____ » _____ 201__ г.

З А Д А Н И Е
на магистерскую диссертацию

Выдано студенту Афанасьеву Денису Игоревичу

Тема магистерской диссертации Разработка и исследование автономной системы электроснабжения объектов промышленного предприятия

утверждена приказом по университету № 1459-Д от 31 Октября 2016

Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2018

Исходные данные к работе $N = 5$ кВт; $H = 5$ м; $\eta = 0,8$; $f = 50$ Гц;

$U = 220/380$; $p=4$.

Перечень подлежащих разработке вопросов: _____

1) Классификация возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

2) Обзор существующих технических решений

3) Разработка гидротурбины, определение её основных параметров и характеристик

4) Математическое моделирование системы

5) Экономический расчет

Перечень графического материала: _____

- 1) Асинхронная машина, сборочный чертеж;
- 2) Эскиз гидротурбины;
- 3) Патентный поиск и структурная схема системы;
- 4) Схема модели в программе Matlab с осциллограммами переходных процессов и характеристик;
- 5) Таблица и график срока окупаемости микроГЭС.

Задание принял к исполнению _____ « ____ » _____ 201__ г.
(подпись)

Научный руководитель, _____ (Ф.И.О.)
(подпись)

должность, ученая степень _____

« ____ » _____ 201__ г.

Аннотация

Разработка автономной системы электроснабжения объектов промышленного предприятия

Пояснительная записка 91 с., 40 рис., 9 табл., 26 источников, приложения отсутствуют

Приведено описание существующих возобновляемых источников энергии, актуальность использования напорной микроГЭС, обзор существующих технических решений с анализом проведенного патентного поиска и обоснованием актуальности исследований в области нетрадиционных источников электроэнергии на основе микроГЭС; произведен расчет проточной части осевой поворотно-лопастной (пропеллерной) гидротурбины микроГЭС и проверочный расчет асинхронного двигателя на 5 кВт; разработана математическая модель системы, показана структура модели и процессы моделирования, приведена математическая модель инвертора; обоснован экономический смысл данной гидроэнергетической установки.

Abstract

Development of an autonomous power supply system objects of an industrial enterprise

Explanatory note 91 p., 40 pic., 9 tabl., 26 sources, there are no enclosures

The description of existing renewable energy sources, the relevance of the use of pressure micro HPS, review of existing technical solutions with the analysis of the conducted patent search with the justification of the relevance of research in the field of non-traditional electric power sources based on micro HPS; the calculation of the flow part of the axial rotary-blade (propeller) hydro turbine and the test calculation of the asynchronous motor 5 kW; a mathematical model of the system, the model structure and modeling processes, the mathematical model of the inverter is shown; the economic meaning of this hydropower plant is substantiated.

Содержание

Введение.....	4
1 Классификация возобновляемых источников энергии (ВИЭ).....	5
1.1 Гидроэнергия.....	8
1.2 Напорная микроГЭС.....	10
2 Обзор существующих технических решений	12
2.1 История развития микроГЭС и перспективы использования	12
2.2 Разновидности малых и микроГЭС	14
2.3 Патентный поиск	16
3 Разработка гидротурбины, определение её основных параметров и характеристик.....	18
3.1 Выбор типа гидротурбины.....	18
3.2 Системы стабилизации выходных параметров	21
3.3 Расчет проточной части осевой гидротурбины	26
3.4 Расчет асинхронной машины	29
4 Математическое моделирование системы.....	50
4.1 Актуальность математической модели.....	50
4.2 Возбуждение асинхронного генератора	52
4.3 Дифференциальные уравнения модели	53
4.4 Структура математической модели в Simulink.....	55
4.5 Процессы моделирования	59
4.6 Математическая модель инвертора.....	71
5 Экономический расчет	80
5.1 Расчет стоимости установки.....	80
5.2 Расчет стоимости дизельного генератора	83
Заключение.....	86
Список использованных источников.....	88

Введение

Актуальность темы. В данный момент – остаются проблемы, по обеспечению электроэнергией потребителей, которые удалены от основной системы центрального энергоснабжения. Цены на добычу ископаемых природных ресурсов и электроэнергию каждый год поднимаются, целесообразнее использовать альтернативные – возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ).

ВИЭ на сегодня является наиболее успешно развивающимся направлением в электро и теплоэнергетике. Особо значимы возобновляемые ресурсы в децентрализованных системах электроснабжения, характерных для значительных территорий России и других стран.

Современное развитие энергетики в России характеризуется ростом стоимости производства энергии. Наибольшее повышение стоимости за электроэнергию наблюдается в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока, Камчатки, Курильских островов, где в основном используются децентрализованные системы электроснабжения на базе дизельных электростанций, которые работают на привозном топливе. [1]

Себестоимость производства энергии на Дальнем Востоке – одна из самых высоких в стране: 1 кВт/ч обходится от 20 до 100 р. (в удаленных районах). Но конечные потребители этого не замечают: самый большой тариф на электричество для населения (на Чукотке) составляет 9 рублей за кВт/ч – разницу доплачивают из местных бюджетов. Причин этому несколько. Одна из них – изолированность системы Дальнего Востока от единой энергосистемы страны. Вторая причина – топливо, которое используется для производства тепла и электричества. [2]

Ряд стран и регионов по всему миру с успехом решают сегодня проблемы энергообеспечения на основе развития возобновляемой энергетики.

Целесообразность и масштаб использования ВИЭ определяется в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с традиционными энергетическими технологиями.

Развитие технической и законодательной базы и устойчивые тенденции роста стоимости за топливно-энергетические ресурсы уже сегодня определяют технико-экономические преимущества электростанций, использующих ВИЭ.

Очевидно, что в перспективе эти преимущества будут увеличиваться, расширяя области применения ВИЭ и увеличивая её вклад в мировой энергетический баланс. [1]

1 Классификация возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

Возобновляемая или регенеративная энергия («Зеленая энергия») – энергия из источников, которые, по человеческим масштабам, являются неисчерпаемыми. Основной принцип использования ВИЭ заключается в извлечении энергии из постоянно происходящих в окружающей среде процессов и предоставлении её для технического применения.

Возобновляемую энергию получают из природных ресурсов, таких как: солнечное излучение, водные потоки, ветер, приливы и геотермальная теплота, которые являются возобновляемыми (пополняются естественным путём). [3]

ВИЭ можно классифицировать по видам:

- Механическая энергия (энергия водных потоков и ветра);
- Тепловая и лучистая энергия (энергия солнечного излучения и тепла Земли);

Основными преимуществами ВИЭ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе является: почти полная неисчерпаемость ресурсов, повсеместное их распространение, отсутствие затрат на топливо и выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Но, как правило, ресурсы ВИЭ более капиталоемкие, и их доля в общем производстве энергии пока невелика (за исключением крупных ГЭС). Интерес к разработке и внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии во многих странах мира возрастает. Это объясняется несколькими причинами.

1) «Зеленая энергия», уступая традиционным энергоисточникам крупномасштабного производства – экологически чистая и более эффективна в малых автономных энергосистемах, являясь более экономичным вариантом по сравнению с энергоисточниками которые используют дорогое привозное органическое топливо.

2) Использование даже более дорогих ВИЭ, по сравнению с традиционными энергоисточниками, может оказаться целесообразным по другим, неэкономическим (экологическим или социальным) критериям. Применение их в малых автономных энергосистемах или у отдельных потребителей может значительно повысить качество жизни населения.

3) В более отдаленной перспективе роль ВИЭ может существенно возрасти и в глобальном масштабе. Ряд стран и международных организаций проводят исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. Интерес к этой проблеме обусловлен определяющей ролью энергетики в обеспечении экономического роста, ее существенным и все возрастающим негативным воздействием на окружающую среду, а также ограниченностью запасов топливно-энергетических ресурсов.

В связи с этим, в будущем неизбежна кардинальная перестройка структуры энергетики с переходом к использованию экологически чистых и возобновляемых источников энергии.

Мировое сообщество признало необходимость перехода к устойчивому развитию, предполагающему найти стратегию, которая обеспечит с одной стороны – экономический рост и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снижение негативного влияния деятельности человека на окружающую среду до безопасного предела, позволяющего избежать в долгосрочной перспективе катастрофических последствий. При переходе к такому устойчивому развитию особая роль будет принадлежать новым энергетическим технологиям и источникам энергии, в том числе ВИЭ.

К главным недостаткам, ограничивающим применение возобновляемой энергии, относится низкая энергетическая плотность и крайняя изменчивость. Низкая удельная мощность потока энергоносителя приводит к увеличению массогабаритных показателей энергоустановки, а изменчивость первичного энергоресурса, вплоть до периодов его полного отсутствия, требует необходимость в устройствах аккумулирования энергии или резервных энергоисточников. В результате, стоимость производимой энергии оказывается высока даже при отсутствии топливной составляющей в совокупной цене энергии.

Повышение энергетической эффективности установок, использующих ВИЭ, весьма актуальная проблема, которую решают различными путями, такими как улучшение технико-экономических характеристик собственного энергетического оборудования, так и оптимизацию его энергетических балансов и режимов с учетом изменяющейся нагрузки и энергии возобновляемого источника.

Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии имеет как минимум три важных положительных условия:

- экологическое
- инвестиционное
- региональное

По ряду районов уже сегодня минимальные и максимальные значения цен на электроэнергию, вырабатываемую различными видами нетрадиционных возобновляемых источников энергии и обычными тепловыми электростанциями, оказываются сопоставимы между собой.

Региональное значение нетрадиционных ВИЭ определяется тем, что в удаленных районах именно ВИЭ позволяют обеспечить необходимое децентрализованное энергоснабжение, не прибегая к ненадежному и дорогому завозу топлива. [1]

Общие ресурсы ВИЭ в мире и России приведены в таблице 1. [1]

Таблица 1.1 – Ресурсы ВИЭ в мире и России

Вид энергии	Теоретические ресурсы, млн., т.у.т.		Технические ресурсы, млн., т.у.т.	
	мир	Россия	мир	Россия
Энергия солнца	$1,3 \cdot 10^8$	$2,3 \cdot 10^6$	$5,3 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2,0 \cdot 10^5$	$2,6 \cdot 10^4$	$2,2 \cdot 10^4$	$2,0 \cdot 10^3$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$4,8 \cdot 10^9$	-	$1,7 \cdot 10^5$	$1,0 \cdot 10^2$
Энергия мирового океана	$2,5 \cdot 10^5$	-	-	-
Энергия биомассы	$9,9 \cdot 10^4$	10^4	$9,5 \cdot 10^3$	53
Гидроэнергия	$5,0 \cdot 10^3$	$3,6 \cdot 10^2$	$1,7 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2$

Обеспечение энергией удаленных и энергодефицитных регионов требует значительных затрат. Экономичнее развивать мощности малой гидроэнергетики, потенциал которой в России превышает такие ВИЭ, как ветер, излучение солнца и биомасса, вместе взятые.

1.1 Гидроэнергия

Гидроэлектроэнергия является крупнейшим источником возобновляемой энергии, обеспечивая 3,3 % потребления энергии в мире и 15,3 % мировой генерации электроэнергии в 2010 году.

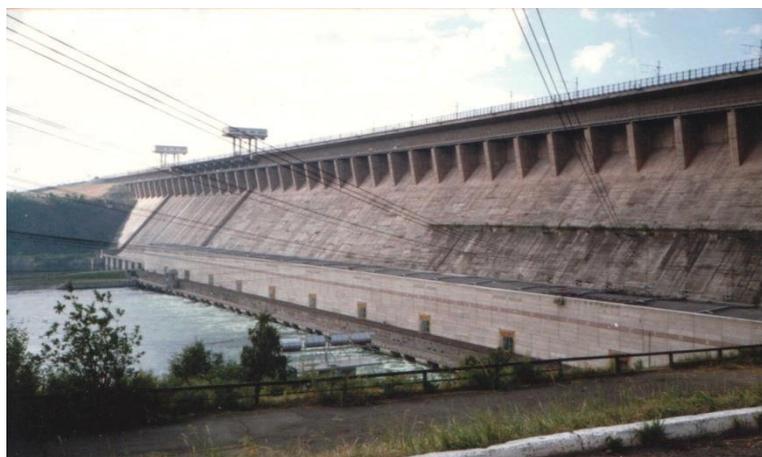


Рисунок 1.1 – Одна из самых крупных по выработке Российская ГЭС – Братская

На этих электростанциях, в качестве источника энергии используется потенциальная энергия водного потока.

ГЭС строят на реках, сооружая плотины и водохранилища. Также возможно использование кинетической энергии водного потока на так называемых свободно поточных (бесплотинных) ГЭС.

Достоинства:

- Себестоимость электроэнергии на ГЭС существенно ниже, чем на всех иных видах электростанций;
- Генераторы ГЭС можно достаточно быстро включать и выключать в зависимости от потребления энергии;
- Возобновляемый источник энергии;
- Значительно меньшее воздействие на воздушную среду, чем с другими видами электростанций;

Недостатки:

- Строительство ГЭС обычно более капиталоемкое;
- Часто эффективные ГЭС более удалены от потребителей;
- Водоохранилища часто занимают значительные территории;
- Плотины зачастую изменяют характер рыбного хозяйства, поскольку перекрывают путь к нерестилищам проходным рыбам, однако часто благоприятствуют увеличению запасов рыбы в самом водохранилище и осуществлению рыбоводства.

Типы ГЭС:

- | | |
|--------------------------|------------------------|
| 1. Плотинные | 5. Гидроаккумулирующие |
| 2. Бесплотинные | 6. Приливные |
| 3. Малые | 7. Волновые |
| 4. На океанских течениях | 8. Осмотические |

На 2010 год гидроэнергетика обеспечивает производство до 76 % возобновляемой и до 16 % всей электроэнергии в мире, установленная гидроэнергетическая мощность достигает 1015 ГВт.

Наиболее активное гидростроительство на начало 2000-х ведёт Китай, для которого гидроэнергия является основным потенциальным источником энергии, там размещено до половины малых-ГЭС мира.

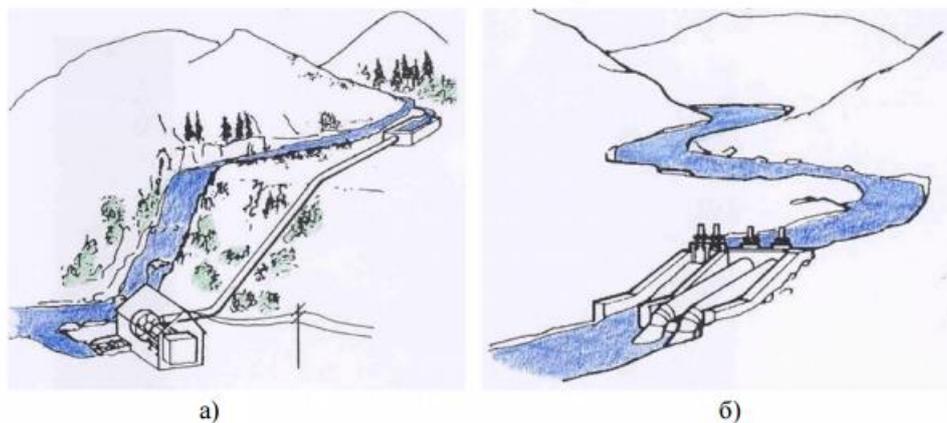
ГЭС могут устанавливаться практически на любых водотоках: от небольших ручьев до крупных рек. Относительная стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяют использовать простые и дешевые системы генерирования и стабилизации параметров производимой энергии. [3]

1.2 Напорная микроГЭС

Малая гидроэнергетика – это на сегодняшний день наиболее экономичное решение энергетических проблем для территорий, относящихся к зонам децентрализованного электроснабжения, которые составляют более 70% территории России.

В большинстве случаев именно микроГЭС используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения.

МикроГЭС не требует сооружать плотину. Обычно используют русловую или деривационную схему электростанции рисунок 1.2, по которой часть воды из реки отводится в напорный трубопровод и после использования в гидротурбине опять сбрасывается в реку.



а – деривационная; б – русловая
Рисунок 1.2 – Схемы создания напора в микроГЭС

Так как использовать энергию малых водоемов с помощью микроГЭС – самое эффективное направление развития альтернативных источников энергии в нашем регионе, то такой альтернативой может послужить напорная микроГЭС. [22]

Напорная микроГЭС обладает такими **преимуществами** как: Значительно уменьшает зависимость от центрального энергообеспечения любого предприятия. Имеет хороший потенциал по выработке электроэнергии и низкую стоимость затрат на монтаж сооружения электростанции.

Наиболее полезна: в местах дачных поселков, на фермах, предприятий и малых производств, в труднодоступных районах.

Найдёт применение в объектах водоснабжения, системах подачи воды, станций очистки сточных вод, которые требуют большого количества электроэнергии.

Источником могут послужить: небольшие реки, ручьи; напор на сбросах воды и системы водоочисток, плотины; промышленный и канализационный сброс воды; водоподготовки и различных трубопроводов предназначенных для перелива разных видов жидкости.

Одним из критериев актуальности данной тематики может служить активность в области научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по применению новых разработок.

Принцип действия микроГЭС достаточно прост: необходимый напор воды поступает на лопасти гидротурбины, которая приводит в действие генератор, вырабатывающий электроэнергию, далее с помощью преобразователя – преобразуется в 220В на нагрузку для потребителя. Так же можно подключить аккумулятор, например для питания инвертора.

Напорная микроГЭС состоит из:

Гидротурбины – в качестве гидротурбины используется горизонтальная осевая поворотно-лопастная (пропеллерная) турбина. Обладает небольшими размерами.

Асинхронного генератора – это работающая в генераторном режиме асинхронная электрическая машина. При помощи приводного двигателя ротор асинхронного электрогенератора вращается в одном направлении с магнитным полем, со скоростью больше магнитного поля.

Скольжение ротора при этом становится отрицательным, на валу асинхронной машины появляется тормозящий момент, и генератор передает энергию в сеть.

Устройства для передачи вращательного момента – в данном случае, это трос, закрепленный на валах турбины и генератора.

Поплавковой системы – понтона, удерживающего турбину на определенной глубине, а генератор на поверхности воды.

2 Обзор существующих технических решений

2.1 История развития микроГЭС и перспективы использования

МикроГЭС - один из наиболее ранних видов ГЭС в истории развития гидроэнергетики. Они были прообразом ГЭС и зачастую служили моделями крупных гидротурбин. По мере интенсивного развития гидроэнергетики ее основные технические решения стали переноситься и в малую гидроэнергетику. В 40-е годы была создана номенклатура микро-гидротурбин, которая включает все основные типы, применявшиеся в гидроэнергетике, пропеллерные, радиально-осевые, ковшовые.

На территории современной Российской Федерации первые микроГЭС создавались в середине прошлого века, в послевоенные годы. Всего за шесть лет, начиная с 1946 года, в СССР было построено порядка 7000 малых ГЭС, вырабатывающих ежегодно несколько сотен мегаватт электроэнергии. В настоящее время в России вновь начато производство оборудования для микро- и малых ГЭС. [4]

К категории микроГЭС относят станции мощностью менее 100 кВт, при этом мощность одного гидроагрегата, как правило, до 50 кВт. МикроГЭС мощностью 100 кВт может обеспечить электроэнергией сельский поселок с

населением 200 чел. или животноводческий комплекс на 300 голов крупного рогатого скота.

У России имеется значительный потенциал в области малой гидроэнергетики. Анализ технических возможностей энергетического использования стока многих малых рек показывает: (область равнинных рек мощностью до 1,7 и горных до 2 тыс. кВт), в основном именно эта часть гидроэнергетического потенциала технически может быть освоена микроГЭС.

Примерами являются разработанные и применявшиеся в РФ гирляндные ГЭС конструкции Б.С. Блинова и др., триплексная вертикальная Ю.М. Новикова, штанговая плоскопараллельная и плоско подъемная М.И. Логинова, Ю.М. Новикова, торцевая мембранная, роторного типа и капсульные гидроагрегаты, применяемые за рубежом.

МикроГЭС могут быть не только источником электроэнергии, но и прямым приводом различных машин. Самое широкое применение микроГЭС могут найти для обеспечения или резервирования электроэнергией стационарных сельских потребителей и объектов отгонного животноводства, горнодобывающих и геологоразведочных объектов, станций и постов гидрометслужбы, туристических и других рекреационных комплексов, лесозаготовительных и охотничьих хозяйств, предприятий по производству и переработке рыбы, военных объектов и многих других.

В настоящее время для энергоснабжения мелких рассредоточенных потребителей в основном применяются дизельные и бензоэлектрические агрегаты, выпускаемые отечественной промышленностью.

Наряду с важными преимуществами по транспортабельности, автоматическому регулированию, простоте пуска и остановки эти агрегаты имеют существенные недостатки:

Использование дефицитного дизельного и особенно бензинового топлива и масла, загрязнение окружающей природной среды выхлопными газами и топливом, необходимость создания запасов топлива и высокая

пожарная опасность, сложность доставки топлива на большие расстояния, необходимость постоянного обслуживания, высокий уровень шума.

Замена или дополнение (резервирование) дизельных и бензоэлектрических агрегатов там, где это возможно, микроГЭС может существенно улучшить энергоснабжение и повысить эффективность множества мелких потребителей.

Сооружение микроГЭС возможно при размещении их в составе различных гидротехнических объектов для попутного получения электроэнергии (на водосбросах, в системах водоснабжения, на каналах).

Применительно к различным природным условиям можно выделить два типа микроГЭС: реализующих потенциальную энергию или кинетическую энергию водотока.

Примерами первого типа являются микроГЭС с традиционным оборудованием, русловые либо деривационные, а также разрабатываемые в последние годы, так называемые рукавные ГЭС (разновидность деривационных).

Технические решения, применяемые при создании микроГЭС, разнообразны. Это и традиционные: применение практически всех гидротурбин, используемых в гидроэнергетике (радиально-осевых, пропеллерных, ковшовых); много нетрадиционных предложений, например гиляндрные ГЭС. [5]

2.2 Разновидности малых и микроГЭС

Рассмотрим несколько наиболее интересных вариантов малых ГЭС:

Гиляндрная микроГЭС – По расчетам ее разработчика Бориса Сергеевича Блинова, на реке со скоростью течением порядка 2,5 м/с каждый гидроагрегат гиляндрной микроГЭС произведет в среднем от 1,5 до 2 кВт. О действующих моделях такой гидроэлектростанции толком ничего неизвестно, поэтому судить о ее реальной эффективности сложно.

Недостатки: высокая материалоемкость; низкий КПД; создание препятствия для движения по реке (по сути – это та же плотина).

Рукавная микроГЭС – Ее создал также Б.С. Блинов. Разработка велась им в 70-х годах прошлого века одновременно с гирляндной гидроэлектростанцией.

Ее преимущество заключается в возможности использования малых водоемов - для выработки электроэнергии достаточным будет ручей, чей дебет воды превышает 50 л/с и чье русло имеет перепад высот более 5 м. Эффективны для использования энергии воды предгорных и горных рек со значительными уклонами дна реки и большими скоростями потока.

Напор создается за счёт прокладки напорного рукава вдоль русла реки. Когда река имеет излучину, то может быть использована деривационная схема создания напора на спрямлении русла реки.

Рукавные ГЭС - просты в установке и не требуют сооружения плотины и здания ГЭС. Их можно транспортировать с одного места на другое, монтировать за несколько часов и с малыми трудозатратами.

В СССР рукавные микроГЭС пользовались спросом и их производили на заводах, но ближе к 90-м выпуск был прекращен. Начиная с 2000 года – предпринимались неоднократные попытки наладить серийный выпуск рукавных микроГЭС, однако спрос на них невелик – вероятно, причина в малой известности этих гидроагрегатов.

Бесплотинная микроГЭС – Была построена Алтайским изобретателем Николаем Ивановичем Леневым в конце 90-х, патент на нее получил в 2001 году. Производительность микроГЭС Ленева, по утверждениям разработчиков, приобретших права на изготовление, составит от 2 до 20 кВт (в зависимости от модели).

Следует заметить, что, несмотря на заявленные в прессе многократные продажи моделей микроГЭС Ленева, результаты их испытаний и сведения по фактической эксплуатации ни разу не публиковались.

Гравитационная (водоворотная) микроГЭС – Австрийского инженера Франца Цотлетерера, запатентованная им в 2003 году.

На водоворотной микроГЭС, построенной на ручье с перепадом высоты в 1,3 м и при расходе воды 0,9 м³/с, максимальная мощность составила 9,5 кВт, выработка за год – порядка 35000 кВт/ч. Благодаря постоянному вращению воды гравитационно-вихревая ГЭС исправно работает в зимнее время – в центре воронки поток воды наиболее плотный и его температура примерно равна 4 °С, а формирующаяся по краям бетонного цилиндра корка льда препятствует охлаждению воды в центре, экранируя тепло обратно в воду.

Недостатки водоворотной микро-ГЭС: стоимость, с учетом бетонных работ, ограниченная мощность – до 150 кВт. Проект австрийца находится на стадии разработки, поскольку добиться стабильно высокой мощности на выходе пока не удается. [5]

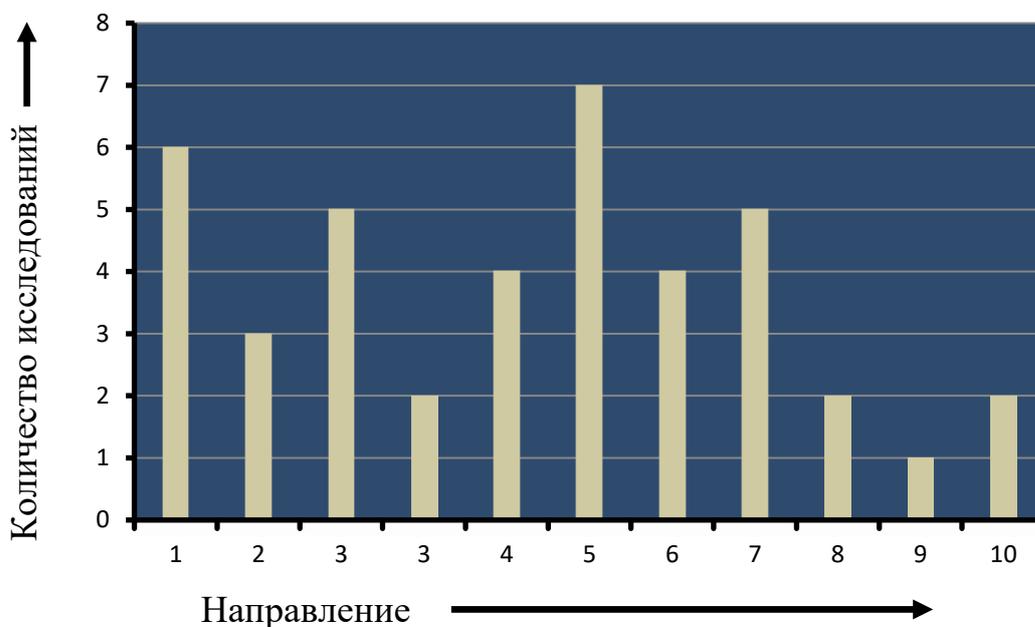
2.3 Патентный поиск

По сайту www1.fips.ru – Федерального Института Промышленной Собственности был проведен патентный поиск, на его основании были рассмотрены и проанализированы патенты [6-14] на развитие изобретений связанных с МикроГЭС. Анализ изобретений данных патентов [6-14] показал, в каком направлении развиваются микроГЭС, нововведения в них позволяют составить гистограмму основных направлений развития, рисунок 2.1.

В гистограмме показано количество внедряемых улучшений характеристик микроГЭС в каждом патенте.

По текущему количеству заявок на патенты было установлено, что за промежуток времени с 1980 по 2016 г. – есть два периода изобретений, когда развивались новые микроГЭС, с 1990 по 1995 годы, и с 2010 по 2015 г.

В период с 1995 по 2010 г. патентные заявки на новые изобретения поданы не были, причиной этому послужил значительный спад в экономике страны. с 2010 – 2015 г. – вновь появились заявки на данную тему. Что подтверждает актуальность исследований в этой области.



1 – упрощение конструкции, компактность;
 2 – повышение надежности;
 3 – повышение КПД; 4 – универсальность;
 5 – повышение технологичности; 6 – снижение стоимости;
 7 – обеспечение инвариантности; 8 – мобильность;
 9 – снижение воздействия на окружающую среду;
 10 – снижение минимальной глубины водоёма.
 Рисунок 2.1 – Направление развития изобретений микроГЭС

Гистограмма показывает, что максимальная цель в данном направлении это **повышение технологичности, упрощение конструкции, компактности, повышение КПД** микроГЭС.

Целью повысить данные показатели – является малое использование в промышленности, низкие показатели энергообеспечения и большие габариты изобретений, что не позволяет эксплуатировать их в любой местности, и круглый год.

Меньше всего в патентах рассматривается – уменьшение **воздействия на окружающую среду**, все существующие разработки оказывают наименьшее влияние на экологию. Так как водохранилища крупных ГЭС наносят экологии большой вред, из-за стремления его снизить, в мире последние десятилетия стали развиваться МикроГЭС.

Так же микроГЭС обеспечивает энергоснабжением труднодоступные и далеко отдаленные районы, имеет небольшие материальные затраты при строительстве станции и быстро компенсирует вложенные средства. [22]

3 Разработка гидротурбины, определение её основных параметров и характеристик

3.1 Выбор типа гидротурбины

В микроГЭС используются гидротурбины различного типа: осевые, диагональные, ковшовые, поперечно-струйные и т.д. По принципу действия все гидротурбины подразделяются на два основных типа – активные и реактивные. [17]

Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи свободно вытекающей из сопла.

К данному типу относятся:

- Водяные колеса (нория, среднебойное, наливное);
- Ковшовые турбины Пелтона;
- Наклонно-струйные турбины Тюрго;
- Турбины поперечного течения типа Банки;
- Турбины Тайсона и свободнопоточные турбины.

Реактивные гидротурбины используют преимущественно потенциальную энергию потока.

Основные их типы:

- Радиальные турбины Френсиса
- Пропеллерные турбины, в т.ч. вертикально и горизонтально-осевые турбины типа Каплан

1. Поворотно-лопастная турбина (Турбина Каплана) – реактивная турбина, лопасти которой могут поворачиваться вокруг своей оси одновременно, за счёт чего регулируется её мощность. Также мощность может регулироваться с помощью лопаток направляющего устройства.

Лопастные гидротурбины могут быть расположены как перпендикулярно её оси, так и под углом. Последняя разновидность называется диагональной турбиной. Поток воды в поворотно-лопастной турбине движется вдоль её оси. Ось турбины может располагаться как вертикально, так и горизонтально.

При вертикальном расположении оси поток перед поступлением в рабочую камеру турбины закручивается в спиральной камере, а затем спрямляется с помощью обтекателя. Это необходимо для равномерной подачи воды на лопасти турбины, а значит, уменьшения её износа.

2. Радиально-осевая турбина (Турбина Френсиса) – реактивная турбина. В рабочем колесе турбин поток сначала движется радиально (от периферии к центру), а затем в осевом направлении (на выход).

Основным преимуществом турбин данного типа является самый высокий оптимальный КПД из всех существующих типов.

Недостаток — менее пологая рабочая характеристика, чем у поворотно-лопастной гидротурбины.

3. Ковшовая турбина (турбина Пелтона) – ковшовые турбины конструктивно сильно отличаются от наиболее распространенных реактивных гидротурбин (радиально-осевых, поворотно-лопастных), у которых рабочее колесо находится в потоке воды. В ковшовых турбинах вода подается через сопла по касательной к окружности, проходящей через середину ковша.

Ковшовые гидротурбины применяются при напорах более 200 метров (чаще всего 300—500 метров и более), при расходах до 100 м/сек. Мощность наиболее крупных ковшовых турбин может достигать 200–250 МВт и более.

Преимуществами ковшовых турбин является возможность использования очень больших напоров, а также небольших расходов воды.

Недостатки турбины – неэффективность при небольших напорах, невозможность использования как насоса, высокие требования к качеству подаваемой воды (различные включения, такие как песок, вызывают быстрый износ турбины).

Каждый тип гидротурбин соответствует определенному диапазону напора и расхода воды. При выборе типа можно руководствоваться данной диаграммой, рисунок 3.1 [17]

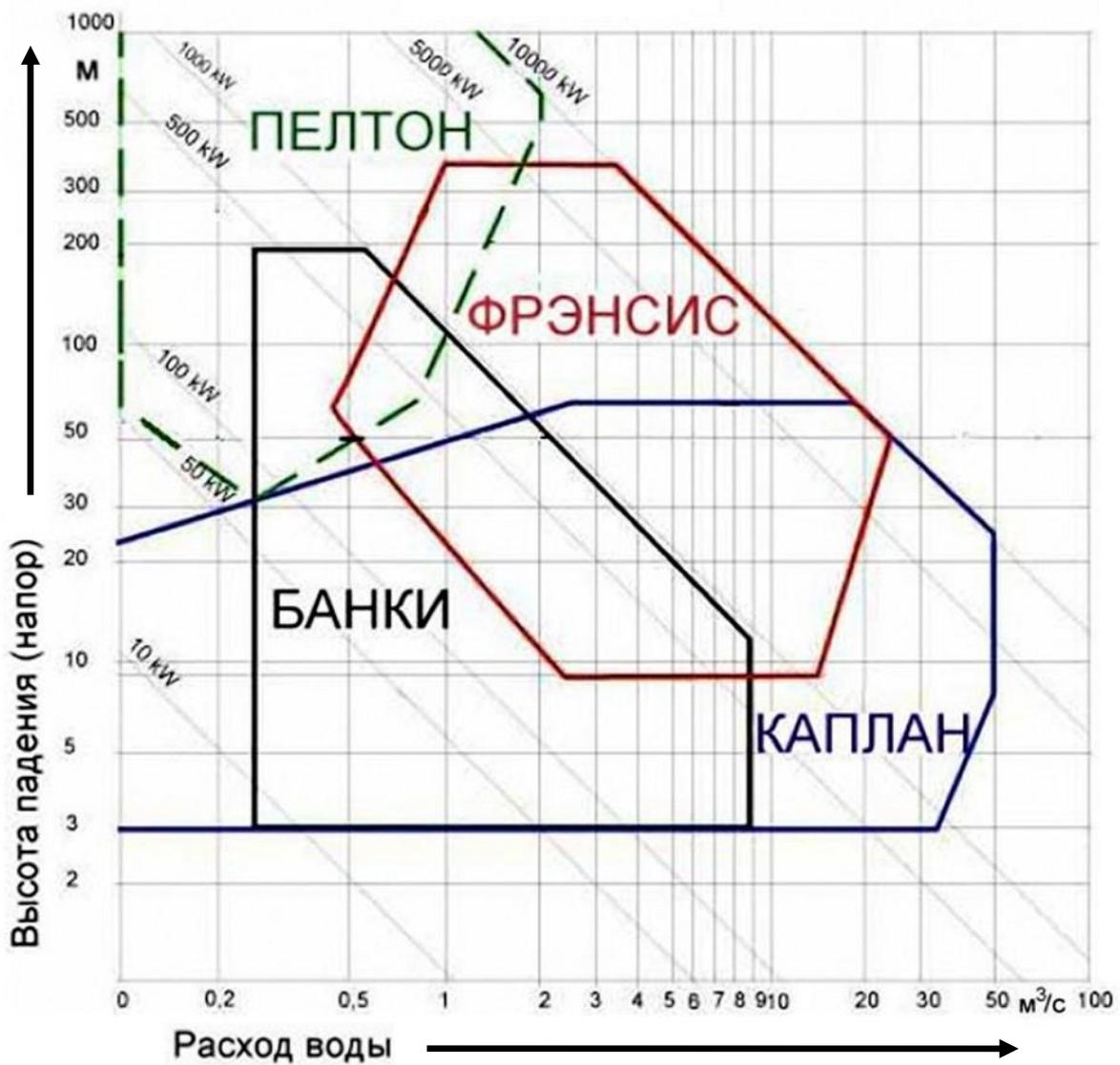
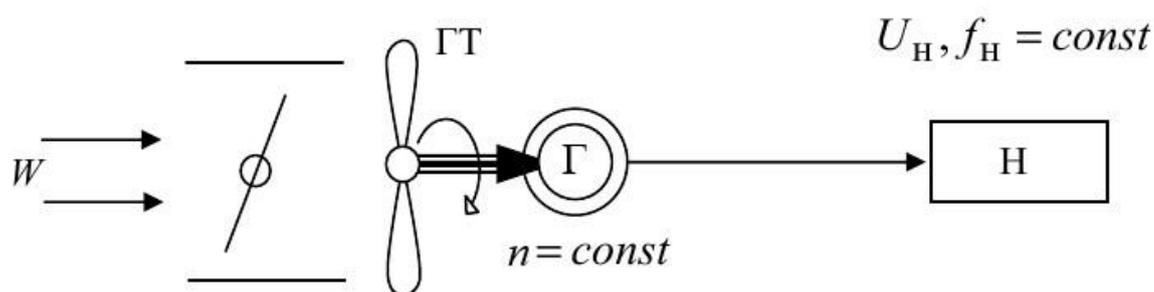


Рисунок 3.1 – Диаграмма диапазона области применения гидротурбин каждого типа

3.2 Системы стабилизации выходных параметров

Необходимость наличия в составе микроГЭС стабилизирующей системы: соизмеримость мощностей турбины, генератора и нагрузки приводит к значительному изменению выходных электрических параметров микроГЭС при изменении ее режима работы. [1, 15]

- Система с регулированием частоты вращения гидротурбины



W – энергия потока воды; ГТ – гидротурбина;
Г – генератор; Н – полезная нагрузка.

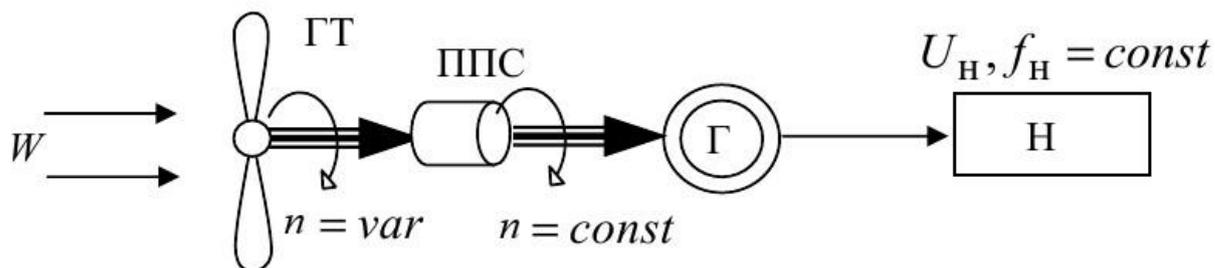
Рисунок 3.2 – Система с регулированием частоты вращения гидротурбины

Регулирование частоты вращения турбины заключается в изменении угла поворота рабочих лопастей или регулированием расхода воды. При этом происходит выравнивание мощности, развиваемой турбиной, и мощности нагрузки.

Недостатки регулируемых турбин:

1. Усложнение конструкции и необходимость в электромеханической системе регулирования частоты вращения установки;
2. Большая инерционность регулирования, из-за которой частота вращения в переходных режимах значительно отклоняется от номинальной.

- Система с приводом постоянной скорости



ППС – привод постоянной скорости.

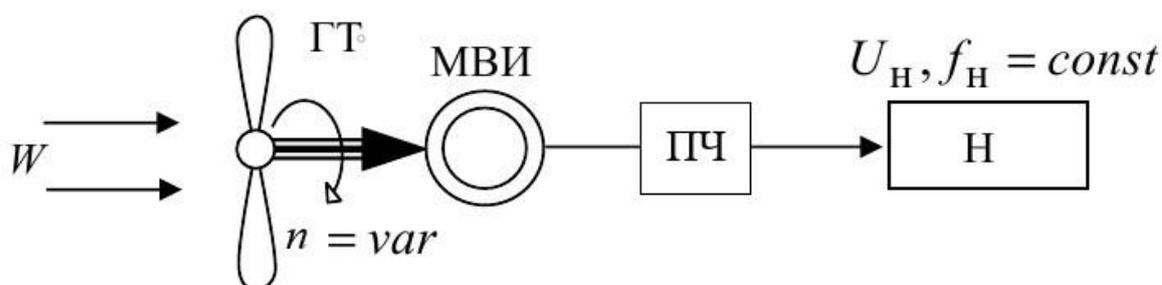
Рисунок 3.3 – Система с приводом постоянной скорости

Приводы постоянной скорости (ППС) обеспечивают постоянство частоты вращения выходного вала при изменяющейся в определенных пределах частоте вращения приводной турбины. В электроустановках, использующих ВИЭ, обычно применяют ППС с аккумулярованием механической энергии. В микроГЭС подобные системы могут применяться при малых кинетических энергиях потока.

Недостатки привода постоянной скорости:

1. Низкий КПД;
2. Большая инерционность.

- Система с преобразователями частоты



МВИ – машинно-вентильный источник; ПЧ – Преобразователь частоты.

Рисунок 3.4 – Система с преобразователем частоты

Машинно-вентильные источники электропитания позволяют стабилизировать частоту генерируемого переменного тока при изменяющейся в широком диапазоне частоте вращения привода системы.

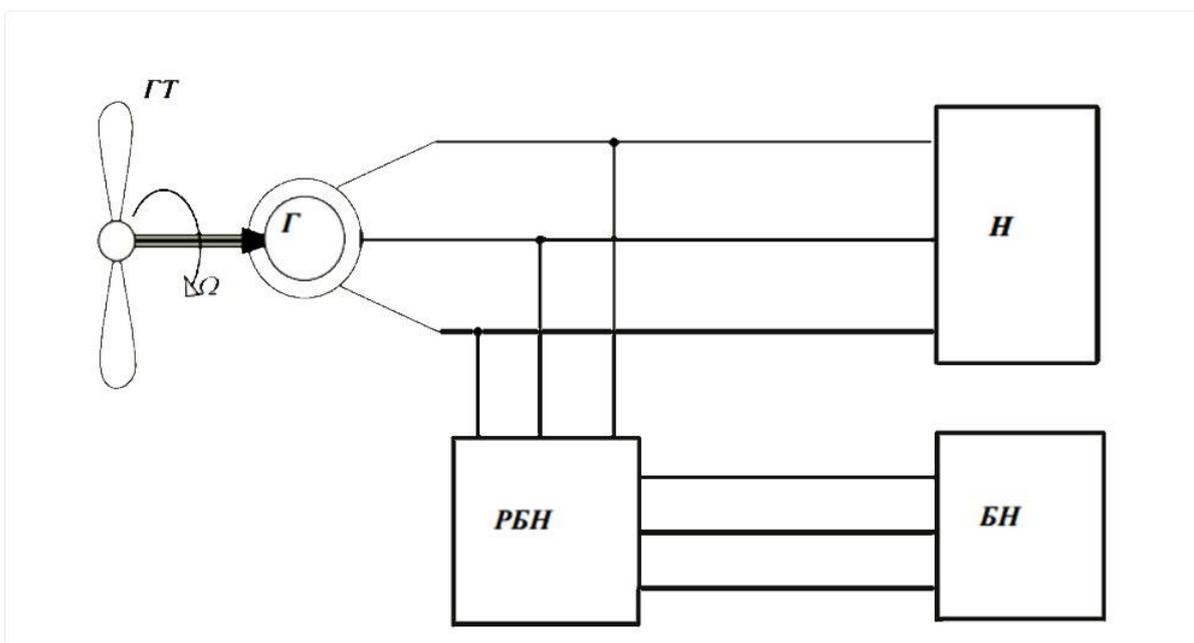
Достоинства:

1. Высокое качество выходного напряжения;
2. Независимость электрических параметров источника от режима работы турбины и параметров нагрузки.

Недостатки:

1. Сложность преобразовательной части и высокая стоимость;
2. Требуются специальные генераторы, способные работать в широком диапазоне частот вращения;
3. Возможность возникновения гидравлического удара.

- Система автобалластного регулирования

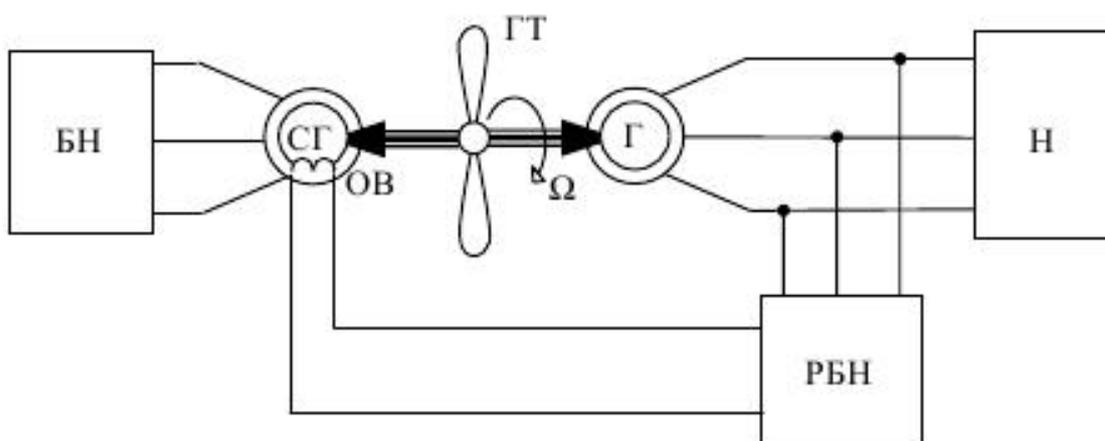


БН - балластная нагрузка; РБН - регулятор балластной нагрузки.

Рисунок 3.5 – Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

Достоинства:

1. Стабилизация частоты вращения гидроагрегата;
 2. При полном исключении из системы стабилизации электромеханических устройств высокое быстродействие;
 3. Возможность использования общепромышленных генераторов без запаса механической прочности возможность использования насосов в турбинном режиме;
 4. Возможность использования синхронных и асинхронных машин.
- Стабилизация тормозного момента



СГ – синхронный генератор; ОВ – обмотка возбуждения СГ.

Рисунок 3.6 – Структурная схема микроГЭС автобалластного типа, построенная на базе двух генераторов

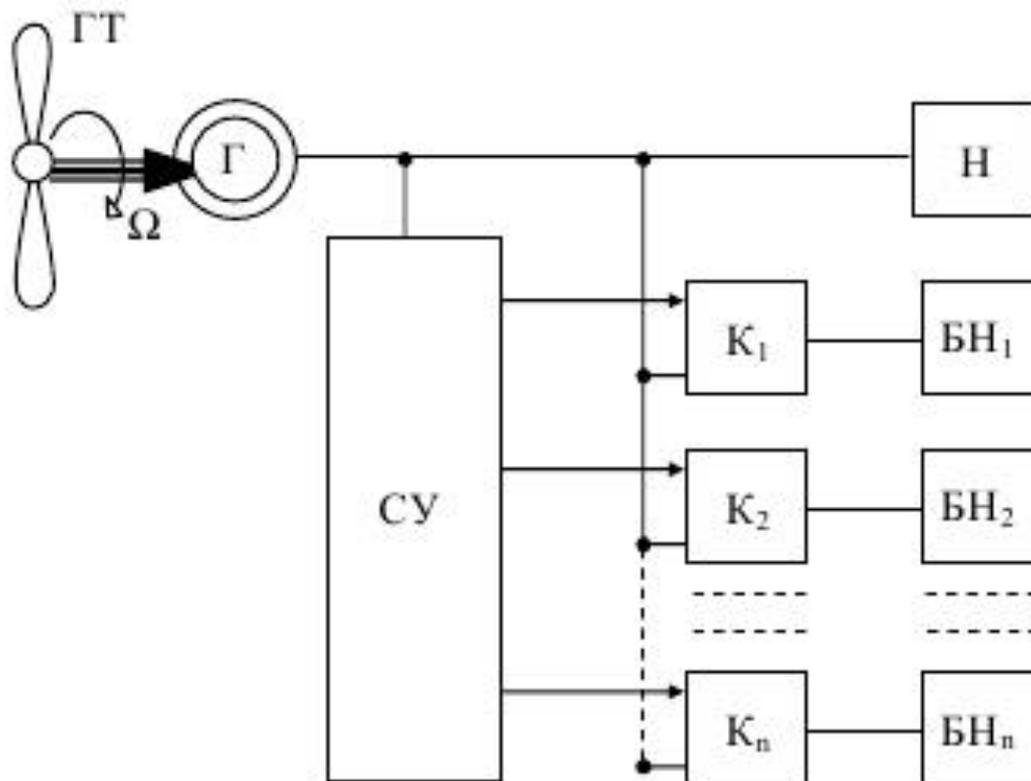
Достоинства:

1. Простота;
2. Небольшая мощность цепей управления;
3. Высокое быстродействие;
4. Отсутствие влияния регулирующих элементов на цепь нагрузки.

Недостатки:

1. Использование двух электрических машин соизмеримой мощности;
2. Необходимость дополнительного регулятора напряжения основного генератора;
3. Невозможность компенсации возможной несимметрии нагрузки.

- Стабилизация нагрузки 1



СУ – система управления; К – тиристорные ключи;
БН – балластная нагрузка.

Рисунок 3.7 – Структурная схема микроГЭС с дискретным балластом

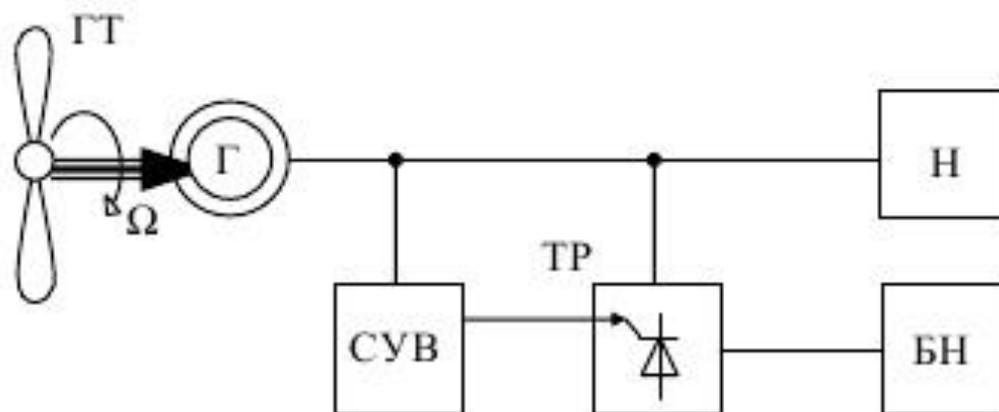
Достоинства:

1. Отсутствие искажений формы напряжения генератора при естественной коммутации вентилей регулятора.

Недостатки:

1. Необходимость использования большого числа управляемых вентилей (сложность, дороговизна), для хорошей точности стабилизации требуется большое количество дозированных ступеней балластной нагрузки.

- Стабилизация нагрузки 2



СУВ – система управления вентилями; ТР – тиристорный регулятор;
БН – балластная нагрузка.

Рисунок 3.8 – Структурная схема микроГЭС с фазовым управлением

Достоинства:

1. Относительно простые электрические схемы, плавность регулирования.

Недостатки:

1. Нелинейные искажения формы кривых фазных токов и напряжений генератора.

3.3 Расчёт проточной части осевой гидротурбины

Наибольшую быстроходность имеют лопастные и пропеллерные осевые турбины. Для рукавной (напорной) микроГЭС применяется осевая поворотно-лопастная (пропеллерная) гидротурбина. [16 – 19]

Зададимся начальными параметрами мощности и напора турбины для нахождения расхода воды через турбину.

Мощность на валу гидротурбины рассчитывается по формуле:

$$N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H .$$

где $\rho = 1000$ – плотность воды, кг/м³;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с²;

$N = 5000$ – расчетная мощность на валу гидротурбины, Вт;

$H = 5$ – напор турбины с учетом потерь, м.

Поскольку значения плотности воды и ускорения свободного падения при нормальных условиях остаются неизменными, для определения мощности водотока нужно лишь вставить в формулу полученные расход воды (Q) и ее напор (H).

Выглядеть формула будет так:

$$N = 9810 \cdot Q \cdot H .$$

Однако полностью преобразовать кинетическую энергию воды в электроэнергию невозможно – часть ее будет непременно потеряна.

Поэтому необходимо ввести в формулу определения мощности водотока КПД гидроагрегата, %.

Производительность микроГЭС в зависимости от их типа составляет порядка 0,55–0,95%. Зададимся значением КПД микроГЭС равным 0,8%.

Соответственно мощность микроГЭС рассчитывается так, Вт:

$$N = 9810 \cdot Q \cdot H \cdot \eta ,$$

Подставляя исходные величины, рассчитаем расход воды через турбину, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$Q = \frac{N}{9810 \cdot H \cdot \eta} ,$$

$$Q = \frac{5000}{9810 \cdot 5 \cdot 0,8} = 0,127 .$$

Диаметр рабочего колеса гидротурбины определяется по формуле, м:

$$D_1 = \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{H}}} ,$$

$$D_1 = \sqrt{\frac{0,127}{\sqrt{5}}} = 0,238 .$$

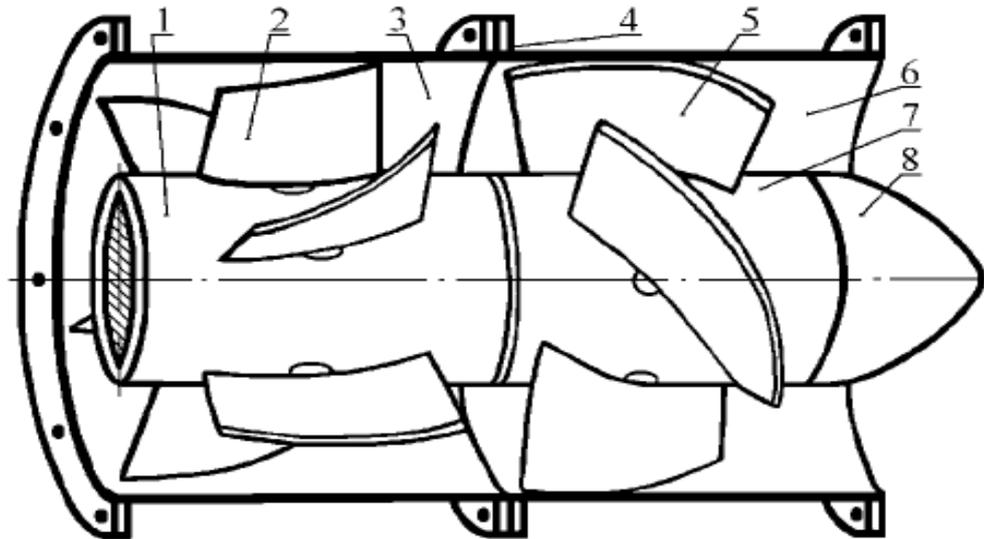
Частота вращения гидротурбины определяется по формуле, об/мин:

$$n = \frac{n_{1Г\text{ опт}} \cdot \sqrt{H}}{D_1} ,$$

$$n = \frac{80 \cdot \sqrt{5}}{0,238} = 750 .$$

где $n_{1T\text{ опт}} = 80$ – оптимальная приведённая частота вращения турбины, об/мин;

Проточная часть гидротурбины МикроГЭС мощностью 5 кВт, с напором 3 – 7 м, с расходом 100 – 150 л/с и частотой вращения 750 об/мин показана на рисунке 3.9 [19]



- 1 – направляющий аппарат; 2 – поворотная лопатка направляющего аппарата;
3 – корпус направляющего аппарата; 4 – фланец соединительный с герметической прокладкой и отверстиями для монтажа;
5 – поворотная лопасть рабочего колеса; 6 – корпус рабочего колеса;
7 – рабочее колесо; 8 – обтекатель

Рисунок 3.9 – Проточная часть осевой поворотно-лопастной (пропеллерной) гидротурбины

3.4 Расчёт асинхронной машины

Исходные данные:

Трёхфазный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Номинальная мощность, кВт: $P_2 = 5$;

Номинальная скорость, об/мин: $n_1 = 750$;

Номинальное напряжение, В: $U = 220/380$;

Частота питающей сети, Гц: $f = 50$;

Конструктивное исполнение ИМ 1001 (1081);

Исполнение по способу защиты IP 55;

Климатическое исполнение и категория размещения У2.

1. Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n_1},$$
$$p = \frac{60 \cdot 50}{750} = 4.$$

Число полюсов: $2p = 8$.

2. Выбор главных размеров:

2.1 Высота оси вращения (принимается ближайшее меньшее значение), мм: [20]

$$h = 132.$$

2.2 Внешний диаметр статора, м:

$$D_a = 0,225.$$

2.3 Внутренний диаметр статора, м:

$$D = K_D \cdot D_a,$$

$$D = 0,74 \cdot 0,225 = 0,167.$$

где $K_D = 0,74$ – коэффициент, характеризующий отношение внешних и внутренних диаметров.

2.4 Полусное деление, м:

$$\tau = \frac{\pi \cdot D}{(2 \cdot p)},$$
$$\tau = \frac{\pi \cdot 0,167}{(2 \cdot 4)} = 0,066 .$$

2.5 Расчетная мощность, Вт:

$$P' = P_2 \cdot \frac{k_E}{\eta \cdot \cos \varphi},$$
$$P' = P_2 = 5 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,936}{0,84 \cdot 0,74} = 7529 \approx 7530 .$$

где $k_E = 0,936$ – отношение ЭДС обмотки статора к номинальному напряжению;

$\eta = 0,84$ – предварительное значение КПД, %;

$\cos \varphi = 0,74$ – предварительное значение коэффициента мощности.

2.6 Электромагнитные нагрузки (предварительно):

где $A = 27,2 \cdot 10^3$ – линейная токовая нагрузка якоря, А/м;

$B_\delta = 0,88$ – магнитная индукция в воздушном зазоре, Тл.

2.7 Обмоточный коэффициент (предварительно для двухслойной обмотки):

$$K_{об1} = 0,91 .$$

2.8 Расчетная длина воздушного зазора, м:

$$l_\delta = \frac{P'}{k_B \cdot D^2 \cdot \Omega \cdot k_{об1} \cdot A \cdot B_\delta},$$
$$l_\delta = \frac{7530}{1,11 \cdot (0,167)^2 \cdot 78,54 \cdot 0,91 \cdot 27,2 \cdot 10^3 \cdot 0,88} = 0,142 .$$

где $k_B = 1,11$ – коэффициент формы поля.

2.9 Синхронная угловая частота генератора, рад/с:

$$\Omega = \frac{2\pi \cdot n_1}{60},$$
$$\Omega = \frac{2\pi \cdot 750}{60} = 78,54 .$$

2.10 Отношение:

$$\lambda = \frac{l_\delta}{\tau},$$
$$\lambda = \frac{0,142}{0,066} = 2,152 .$$

Полученное значение λ находится в рекомендуемых пределах.

3. Определение числа пазов, числа витков и площади поперечного сечения провода обмотки статора

3.1 Предельные значения t_1 :

где $t_{1\max} = 11,5$ – максимальное зубцовое деление, мм;

$t_{1\min} = 8,4$ – минимальное зубцовое деление, мм.

3.2 Число пазов статора:

$$Z_{1\min} = \frac{\pi \cdot D}{t_{1\max}},$$

$$Z_{1\min} = \frac{\pi \cdot 0,167}{0,0115} = 45.$$

$$Z_{1\max} = \frac{\pi \cdot D}{t_{1\min}},$$

$$Z_{1\max} = \frac{\pi \cdot 0,167}{0,0084} = 62.$$

Принимаем $Z_1 = 48$, тогда число катушек в катушечной группе:

$$q = \frac{Z_1}{2 \cdot p \cdot m},$$

$$q = \frac{48}{2 \cdot 4 \cdot 3} = 2.$$

где $m = 3$ – число фаз, обмотка двухслойная.

3.3 Зубцовое деление статора (окончательно), м:

$$t_{z1} = \frac{\pi \cdot D}{2 \cdot p \cdot m \cdot q},$$

$$t_{z1} = \frac{\pi \cdot 0,167}{2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2} = 11,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

3.4 Число эффективных проводников в пазу (предварительно при условии, $a = 1$):

$$u'_n = \frac{\pi \cdot D \cdot A}{I_{1H} \cdot Z_1},$$

$$u'_n = \frac{\pi \cdot 0,167 \cdot 27,2 \cdot 10^3}{12 \cdot 48} = 25.$$

где $A = 27,2 \cdot 10^3$ – принятое ранее значение линейной нагрузки, А/м;

$I_{1H} = 12$ – номинальный ток обмотки статора, А.

3.5 Номинальный ток обмотки статора, А:

$$I_{1H} = \frac{P_2}{m \cdot U_{1H} \cdot \eta \cdot \cos(\varphi)},$$
$$I_{1H} = \frac{5 \cdot 10^3}{3 \cdot 220 \cdot 0,84 \cdot 0,74} = 12 \text{ А}.$$

3.6 Число эффективных проводников в пазу:

$$u_n = a \cdot u'_n,$$
$$u_n = 2 \cdot 25 = 50.$$

где a – число параллельных ветвей обмотки $a = 2$, т.к. обмотка двухслойная.

3.7 Окончательное значение числа витков в фазе:

$$\omega_1 = \frac{u_n \cdot Z_1}{2 \cdot a \cdot m},$$
$$\omega_1 = \frac{50 \cdot 48}{2 \cdot 2 \cdot 3} = 200.$$

3.8 Окончательное значение линейной нагрузки, А/м:

$$A = \frac{2 \cdot I_{1HOM} \cdot \omega_1 \cdot m}{\pi \cdot D},$$
$$A = \frac{2 \cdot 12 \cdot 200 \cdot 3}{\pi \cdot 0,167} = 2,745 \cdot 10^4.$$

3.9 Магнитный поток, Вб:

$$\Phi = \frac{K_E \cdot U_{1HOM}}{4 \cdot K_B \cdot \omega_1 \cdot K_{об1} \cdot f_1},$$
$$\Phi = \frac{0,936 \cdot 220}{4 \cdot 1,11 \cdot 200 \cdot 0,91 \cdot 50} = 5,097 \cdot 10^{-3}.$$

3.10 Индукция в воздушном зазоре, Тл:

$$B_\delta = \frac{P \cdot \Phi}{D \cdot l_\delta},$$
$$B_\delta = \frac{4 \cdot 5,097 \cdot 10^{-3}}{0,167 \cdot 0,142} = 0,86.$$

Значения A и B_δ находятся в допустимых пределах.

3.11 Плотность тока в обмотке статора (предварительно), А/м²:

$$J_1 = \frac{(A \cdot J_1)}{A},$$
$$J_1 = \frac{187 \cdot 10^9}{2,745 \cdot 10^4} = 6,812 \cdot 10^6.$$

где $(A \cdot J_1) = 187 \cdot 10^9$ – среднее значение произведения $(A \cdot J_1)$ асинхронных двигателей, A^2/m^3 .

3.12 Сечение эффективного проводника (предварительно), mm^2 :

$$q_{эф} = \frac{I_{1H}}{a \cdot J_1},$$
$$q_{эф} = \frac{12}{2 \cdot 6,812 \cdot 10^6} = 8,808 \cdot 10^{-7} = 0,881.$$

3.13 Сечение элементарного проводника (предварительно), mm^2 :

$$q_{эл} = \frac{q_{эф}}{n_{эл}},$$
$$q_{эл} = \frac{0,881}{1} = 0,881.$$

Принимаем число элементарных проводников $n_{эл} = 1$.

Принимаем обмоточный провод марки ПЭТМ:

где $d_{эл} = 0,85$ – номинальный диаметр неизолированного провода, mm^2 ;

$q_{эл} = 0,567$ – площадь поперечного сечения неизолированного провода, mm^2 ;

$d_{из} = 0,915$ – среднее значение диаметра изолированного провода, mm .

3.14 Плотность тока в обмотке статора (окончательно), A/mm^2 :

$$J_1 = \frac{I_{1H}}{a \cdot q_{эл} \cdot n_{эл}},$$
$$J_1 = \frac{12}{2 \cdot 0,567 \cdot 1} = 10,58.$$

4 Расчет размеров зубцовой зоны статора и воздушного зазора

4.1 Принимаем предварительно:

где $B_{z1} = 1,9$ – зубцы статора при постоянном сечении, Тл;

$B_a = 1,35$ – ярмо статора, Тл.

4.2 Ширина зубца, mm :

$$b_{z1} = \frac{B_{\delta} \cdot t_1 \cdot l_{\delta}}{B_{z1} \cdot l_{ст1} \cdot k_c}.$$
$$b_{z1} = \frac{0,86 \cdot 11,1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,142}{1,9 \cdot 0,142 \cdot 0,97} = 5,18.$$

где $k_c = 0,97$ – коэффициент заполнения паза, для оксидированной стали марки 2013.

4.3 Высота паза статора, мм:

$$h_a = \frac{\Phi}{2 \cdot B_a \cdot l_{ст1} \cdot k_c},$$
$$h_a = \frac{5,097 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 1,35 \cdot 0,142 \cdot 0,97} \cdot 10^3 = 14.$$

4.4 Размеры паза в штампе принимаем:

где $b_{ш} = 3,5$ – ширина шлица паза, мм;

$h_{ш} = 0,55$ – высота шлица паза, мм.

4.5 Высота паза, мм:

$$h_{п} = \frac{D_a - D}{2} - h_a,$$
$$h_{п} = \frac{(0,225 - 0,167) \cdot 10^3}{2} - 14 = 15.$$

4.6 Ширина паза, мм:

$$b_1 = \frac{\pi \cdot (D + 2 \cdot h_{ш} - b_{ш}) - Z_1 \cdot b_{z1}}{Z_1 - \pi},$$
$$b_1 = \frac{\pi \cdot (167 + 2 \cdot 0,55 - 3,5) - 48 \cdot 5,18}{48 - \pi} = 6,42,$$
$$b_2 = \frac{\pi \cdot (D + 2 \cdot h_{п})}{Z_1} - b_{z1},$$
$$b_2 = \frac{\pi \cdot (167 + 2 \cdot 15)}{48} - 5,18 = 7,71,$$
$$h_1 = h_{п} - \left(h_{ш} + \frac{b_1 - b_{ш}}{2} \right),$$
$$h_1 = 15 - \left(0,55 + \frac{6,42 - 3,5}{2} \right) = 12,98.$$

4.7 Размеры паза по свету с учётом припуска на сборку, мм:

$$b'_1 = b_1 - \Delta b_{п},$$
$$b'_1 = 6,42 - 0,1 = 6,32,$$
$$b'_2 = b_2 - \Delta b_{п},$$
$$b'_2 = 7,71 - 0,1 = 7,61,$$
$$h'_1 = h_1 - \Delta h_{п},$$
$$h'_1 = 12,98 - 0,1 = 12,88.$$

4.8 Площадь поперечного сечения прокладок, мм²:

$$S_{пр} = 0,4 \cdot b_1 + 0,9 \cdot b_2,$$
$$S_{пр} = 0,4 \cdot 6,42 + 0,9 \cdot 7,71 = 9,511.$$

4.9 Площадь поперечного сечения корпусной изоляции в пазу, мм²:

$$S_{\text{из}} = b_{\text{из}} \cdot (2 \cdot h_{\text{п}} + b_1 + b_2),$$
$$S_{\text{из}} = 0,5 \cdot (2 \cdot 15 + 6,42 + 7,71) = 22,068.$$

где $b_{\text{из}} = 0,5$ – толщина изоляции в пазу, мм.

4.10 Площадь поперечного сечения паза для размещения проводников, мм²:

$$S_{\text{п}} = \frac{b_1 + b_2}{2} \cdot h_1 - (S_{\text{из}} + S_{\text{пр}}),$$
$$S_{\text{п}} = \frac{6,32 + 7,61}{2} \cdot 12,88 - (22,068 + 9,511) = 58,13.$$

4.11 Коэффициент заполнения паза:

$$k_3 = \frac{d_{\text{из}}^2 \cdot u_{\text{п}} \cdot n_{\text{эл}}}{S_{\text{п}}},$$
$$k_3 = \frac{0,915^2 \cdot 50 \cdot 1}{58,13} = 0,72.$$

Полученное значение k_3 допустимо для механизированной укладки обмотки.

5 Расчет размеров зубцовой зоны ротора

5.1 Воздушный зазор, мм:

$$\delta = 0,37.$$

5.2 Число пазов ротора:

$$Z_2 = 36.$$

5.3 Внешний диаметр ротора, м:

$$D_2 = D - 2\delta,$$
$$D_2 = 0,167 - 2 \cdot 0,37 \cdot 10^{-3} = 0,166.$$

5.4 Длина магнитопровода ротора, м:

$$l_{\text{ст}2} = l_{\text{ст}1} = 0,167.$$

5.5 Зубцовое деление ротора, мм:

$$t_{z2} = \frac{\pi \cdot D_2}{Z_2},$$
$$t_{z2} = \frac{\pi \cdot 0,166}{36} = 14.$$

5.6 Внутренний диаметр ротора равен диаметру вала, так как сердечник непосредственно насажен на вал, мм:

$$D_j = D_b = k_b \cdot D_a ,$$

$$D_j = 0,23 \cdot 0,225 = 52 .$$

где $k_b = 0,23$ – коэффициент для расчета диаметра вала.

5.7 Ток в стержне ротора, А:

$$I_2 = k_i \cdot I_1 \cdot v_i ,$$

$$I_2 = 0,79 \cdot 12 \cdot 30,33 = 287,52.$$

где $k_i = 0,79$ – коэффициент, учитывающий влияние тока намагничивания и сопротивления обмоток.

5.8 Коэффициент приведения токов:

$$v_i = \frac{2 \cdot m_1 \cdot \omega_1 \cdot K_{об1}}{Z_2 \cdot k_{ск}} ,$$

$$v_i = \frac{2 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 0,91}{36 \cdot 1} = 30,33 .$$

где $k_{ск} = 1$ – коэффициент скоса, пазы ротора выполняем без скоса.

5.9 Площадь поперечного сечения стержня (предварительно), мм²:

$$q_c = \frac{I_2}{J_2} ,$$

$$q_c = \frac{287,52}{2,5 \cdot 10^6} = 115 .$$

где $J_2 = 2,5 \cdot 10^6$ – плотность тока в стержне литой клетки, А/м².

5.10 Паз ротора:

где $b_{ш} = 1,5$ – ширина шлица паза, мм;

$h_{ш} = 0,75$ – высота шлица паза, мм;

$h'_{ш} = 0,3$ – высота перемычки над пазом, мм.

5.11 Допустимая ширина зубца, мм:

$$b_{z2} = \frac{B_{\delta} \cdot t_2 \cdot l_{\delta}}{B_{z2} \cdot l_{CT2} \cdot k_c} ,$$

$$b_{z2} = \frac{0,86 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 0,142}{1,85 \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 5,7 .$$

где $B_{z2} = 1,85$ – индукция в зубце ротора, Тл;

$k_c = 0,97$ – коэффициент заполнения сталью.

5.12 Размеры паза, мм:

$$b_1 = \frac{\pi \cdot (D_2 - 2 \cdot h_{ш} - 2 \cdot h'_{ш}) - Z_2 \cdot b_{z2}}{\pi + Z_2},$$

$$b_1 = \frac{\pi \cdot (166 - 2 \cdot 0,75 - 2 \cdot 0,3) - 36 \cdot 5,7}{\pi + 36} = 7,912,$$

$$b_2 = \sqrt{\frac{b_1^2 \cdot \left(\frac{Z_2 + \pi}{\pi} + \frac{\pi}{2}\right) - 4 \cdot q_c}{\frac{Z_2 + \pi}{\pi} + \frac{\pi}{2}}},$$

$$b_2 = \sqrt{\frac{7,912^2 \cdot \left(\frac{36 + \pi}{\pi} + \frac{\pi}{2}\right) - 4 \cdot 115}{\frac{36 + \pi}{\pi} + \frac{\pi}{2}}} = 5,225,$$

$$h_1 = (b_1 - b_2) \cdot \frac{Z_2}{2 \cdot \pi},$$

$$h_1 = (7,912 - 5,225) \cdot \frac{36}{2 \cdot \pi} = 15,395.$$

Принимаем, мм:

$$b_1 = 7,9; \quad b_2 = 5,2; \quad h_1 = 15,4.$$

5.13 Полная высота паза, мм:

$$h_{п2} = h_{ш} + h_{ш} + \frac{b_1}{2} + h_1 + \frac{b_2}{2},$$

$$h_{п2} = 0,3 + 0,75 + \frac{7,9}{2} + 15,4 + \frac{5,2}{2} = 23.$$

5.14 Сечение стержня, мм²:

$$q'_c = \frac{\pi}{8} \cdot (b_1^2 + b_2^2) + \frac{1}{2} \cdot (b_1 + b_2) \cdot h_1,$$

$$q'_c = \frac{\pi}{8} \cdot (7,9^2 + 5,2^2) + \frac{1}{2} \cdot (7,9 + 5,2) \cdot 15,4 = 136.$$

5.15 Плотность тока в стержне, А/м²:

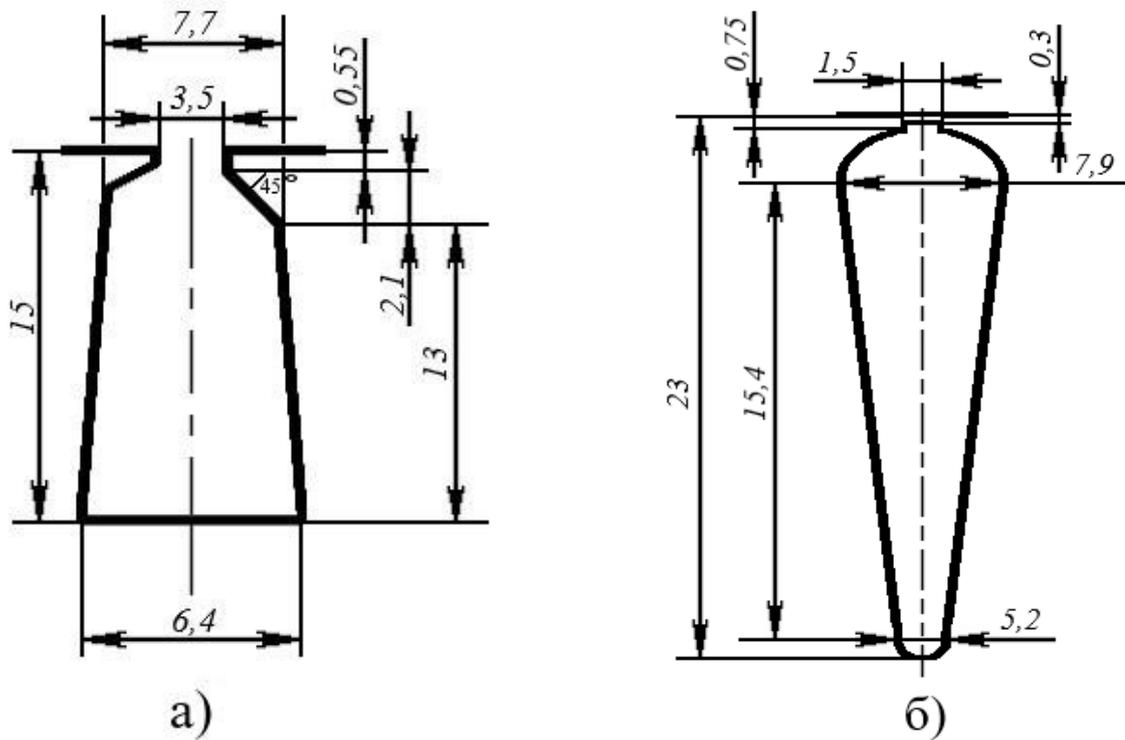
$$J_2 = \frac{I_2}{q_c},$$

$$J_2 = \frac{287,52}{136 \cdot 10^{-6}} = 2,114 \cdot 10^6.$$

5.16 Короткозамыкающие кольца. Площадь поперечного сечения, мм²:

$$q_{кл} = \frac{I_{кл}}{J_{кл}},$$

$$q_{кл} = \frac{420,3}{1,797 \cdot 10^6} = 233,9.$$



а – пазы статора; б – пазы ротора.
 Рисунок 3.10 – Пазы спроектированного двигателя $P_2 = 5$ кВт, $2p = 8$,
 $U = 220/380$ В

5.17 Плотность тока в кольцах, А/м²:

$$J_{\text{кл}} = 0,85 \cdot J_2 ,$$

$$J_{\text{кл}} = 0,85 \cdot 2,114 \cdot 10^6 = 1,797 \cdot 10^6 .$$

5.18 Ток в коротко замыкающих кольцах, А:

$$I_{\text{кл}} = \frac{I_2}{\Delta} ,$$

$$I_{\text{кл}} = \frac{287,52}{0,684} = 420,3 ,$$

$$\Delta = 2 \cdot \sin \frac{\pi \cdot p}{Z_2} ,$$

$$\Delta = 2 \cdot \sin \frac{\pi \cdot 4}{36} = 0,684 .$$

5.19 Размеры замыкающих колец, мм:

$$h_{\text{кл}} = 1,25 \cdot h_{\text{п2}} ,$$

$$h_{\text{кл}} = 1,25 \cdot 23 = 28,75 ,$$

$$b_{\text{кЛ}} = \frac{q_{\text{кЛ}}}{h_{\text{кЛ}}},$$

$$b_{\text{кЛ}} = \frac{233,9}{28,75} = 8,136,$$

$$q_{\text{кЛ}} = h_{\text{кЛ}} \cdot b_{\text{кЛ}},$$

$$q_{\text{кЛ}} = 28,75 \cdot 8,136 = 233,91,$$

$$D_{\text{к,ср}} = D_2 - h_{\text{кЛ}},$$

$$D_{\text{к,ср}} = 166 - 28,75 = 137,25.$$

6 Расчет магнитной цепи

6.1 Значения индукций, Тл:

$$B_{z1} = \frac{B_{\delta} \cdot t_1 \cdot l_{\delta}}{b_{z1} \cdot l_{\text{СТ1}} \cdot k_c},$$

$$B_{z1} = \frac{0,86 \cdot 11,1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,142}{5,18 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 1,61,$$

$$B_{z2} = \frac{B_{\delta} \cdot t_2 \cdot l_{\delta}}{b_{z2} \cdot l_{\text{СТ2}} \cdot k_c},$$

$$B_{z2} = \frac{0,86 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 0,142}{5,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 1,85,$$

$$B_a = \frac{\Phi}{2 \cdot h_a \cdot l_{\text{СТ1}} \cdot k_c},$$

$$B_a = \frac{5,097 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 1,12,$$

$$B_j = \frac{\Phi}{2 \cdot h_j \cdot l_{\text{СТ2}} \cdot k_c},$$

$$B_j = \frac{5,097 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 28 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 0,56,$$

$$h_j = \frac{2+p}{3,2 \cdot p} \cdot \left(\frac{D_2}{2} - h_{\text{п2}} \right),$$

$$h_j = \frac{2+4}{3,2 \cdot 4} \cdot \left(\frac{0,166}{2} - 23 \cdot 10^{-3} \right) = 28.$$

где $h_j = 28$ – расчетная высота ярма ротора, мм.

6.2 Магнитное напряжение воздушного зазора, А:

$$F_{\delta} = 1,59 \cdot 10^6 \cdot B_{\delta} \cdot k_{\delta} \cdot \delta,$$

$$F_{\delta} = 1,59 \cdot 10^6 \cdot 0,86 \cdot 1,26 \cdot 0,37 \cdot 10^{-3} = 637,4,$$

$$k_{\delta} = \frac{t_1}{t_1 - \gamma \cdot \delta},$$

$$k_{\delta} = \frac{11,1}{11,1 - 6,188 \cdot 0,37} = 1,26,$$

$$\gamma = \frac{\left(\frac{b_{ш1}}{\delta}\right)^2}{5 + \frac{b_{ш1}}{\delta}},$$

$$\gamma = \frac{\left(\frac{3,5}{0,37}\right)^2}{5 + \frac{3,5}{0,37}} = 6,188.$$

6.3 Магнитные напряжения зубцовых зон, А:

Статора:

$$F_{z1} = 2 \cdot h_{z1} \cdot H_{z1},$$

$$F_{z1} = 2 \cdot 15 \cdot 10^{-3} \cdot 878 = 26,34.$$

Для стали 2013, А/м: $H_{z1} = 878$ при $B_{z1} = 1,61$;

где $h_{z1} = h_{п1} = 15$ – расчетная высота зубца статора, мм.

Ротора:

$$F_{z2} = 2 \cdot h_{z2} \cdot H_{z2},$$

$$F_{z2} = 2 \cdot 33,48 \cdot 10^{-3} \cdot 1770 = 118,5.$$

Для стали 2013, А/м: $H_{z2} = 1770$ при $B_{z2} = 1,85$.

$$h_{z2} = h_{п2} - 0,1 \cdot b_2,$$

$$h_{z2} = 34 - (0,1 \cdot 5,2) = 33,48.$$

где $h_{z2} = 33,48$ – расчетная высота зубца статора, мм;

B_z – напряженность поля в зубце, Тл;

6.4 Коэффициент насыщения зубцовой зоны:

$$k_z = 1 + \frac{F_{z1} + F_{z2}}{F_\delta},$$

$$k_z = 1 + \frac{26,34 + 118,5}{637,4} = 1,227.$$

6.5 Магнитное напряжения ярма статора, А:

$$F_a = L_a \cdot H_a,$$

$$F_a = 0,083 \cdot 229 = 19,$$

$$L_a = \pi \cdot \frac{D_a - h_a}{2 \cdot p},$$

$$L_a = \pi \cdot \frac{0,225 - 0,014}{2 \cdot 4} = 0,083.$$

где $L_a = 0,083$ – длина средней магнитной линии статора, м;

Для стали 2013, А/м: $H_a = 229$ при $B_a = 1,12$ – напряженность поля в ярме статора.

6.6 Магнитное напряжения ярма ротора, А:

$$F_j = L_j \cdot H_j ,$$

$$F_j = 0,034 \cdot 59 = 2 ,$$

$$L_j = \pi \cdot \frac{D_j + h'_j}{2 \cdot p} ,$$

$$L_j = \pi \cdot \frac{(52+34) \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 4} = 34 \cdot 10^{-3} ,$$

$$h'_j = \frac{D_2 - D_j}{2} - h_{п2} ,$$

$$h'_j = \frac{0,166 - 0,052}{2} - 23 \cdot 10^{-3} = 34 \cdot 10^{-3} .$$

где L_j – длина средней магнитной силовой линии в ярме ротора, м;

h'_j – высота ярма ротора, м.

$$B_j = \frac{\Phi}{2 \cdot h'_j \cdot l_{ст2} \cdot k_c} ,$$

$$B_j = \frac{5,097 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 34 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97} = 0,46 .$$

Для стали 2013, А/м: $H_j = 59$ при $B_j = 0,46$ – напряженность поля в ярме ротора.

6.7 Магнитное напряжение на пару полюсов, А:

$$F_{ц} = F_{\delta} + F_{z1} + F_{z2} + F_a + F_j ,$$

$$F_{ц} = 637,4 + 26,34 + 118,5 + 19 + 2 = 803,2 .$$

6.8 Коэффициент насыщения магнитной цепи:

$$k_{\mu} = \frac{F_{ц}}{F_{\delta}} ,$$

$$k_{\mu} = \frac{803,2}{637,4} = 1,26 .$$

6.9 Намагничивающий ток, А:

$$I_{\mu} = \frac{p \cdot F_{ц}}{0,9 \cdot m \cdot \omega_1 \cdot k_{об1}} ,$$

$$I_{\mu} = \frac{4 \cdot 803,2}{0,9 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 0,91} = 6,53 .$$

6.10 Относительный ток:

$$I_{\mu*} = \frac{I_{\mu}}{I_{1ном}} ,$$

$$I_{\mu*} = \frac{6,53}{12} = 0,544 .$$

7 Параметры рабочего режима:

7.1 Активное сопротивление фазы обмотки статора, Ом:

$$r_1 = \rho_{115} \cdot \frac{L_1}{q_{\text{эф}} \cdot a},$$
$$r_1 = \frac{10^{-6} \cdot 362}{42,5 \cdot 0,881 \cdot 10^{-6} \cdot 2} = 4,83 .$$

$\theta_{\text{расч}} = 115$ – расчетная температура для класса нагревостойкости изоляции F, °С;

Для медных проводников, Ом·м:

$$\rho_{115} = \frac{10^{-6}}{42,5} .$$

7.2 Длина проводников фазы обмотки, м:

$$L_1 = l_{\text{ср1}} \cdot \omega_1 ,$$
$$L_1 = 1,81 \cdot 200 = 362 .$$

7.3 Средняя длина витка, м:

$$l_{\text{ср1}} = 2 \cdot (l_{\text{п1}} + l_{\text{л1}}) ,$$
$$l_{\text{ср1}} = 2 \cdot (0,167 + 0,738) = 1,81 ,$$
$$l_{\text{л1}} = K_{\text{л}} \cdot b_{\text{КТ}} + 2 \cdot B ,$$
$$l_{\text{л1}} = 1,5 \cdot 0,071 + 2 \cdot 0,316 = 0,738 ,$$
$$b_{\text{КТ}} = \frac{\pi \cdot (D + h_{\text{п1}})}{2 \cdot p} \cdot \beta_1 ,$$
$$b_{\text{КТ}} = \frac{\pi \cdot (0,167 + 0,015)}{2 \cdot 4} \cdot 1 = 0,071 .$$

где $l_{\text{п1}} = l_1 = 0,167$ – длина пазовой части, м;

$l_{\text{л1}}$ – длина лобовой части, м;

$b_{\text{КТ}}$ – средняя ширина катушки, м;

$K_{\text{л}} = 1,5$;

$B = 0,316$ – длина вылета прямолинейной части катушек из паза от торца сердечника до начала отгиба лобовой части, м;

$\beta_1 = 1$ – относительное укорочение шага обмотки статора.

7.4 Длина вылета лобовой части катушки, м:

$$l_{\text{ВЫЛ}} = K_{\text{ВЫЛ}} \cdot b_{\text{КТ}} + B,$$

$$l_{\text{ВЫЛ}} = 0,4 \cdot 0,071 + 0,316 = 0,344.$$

где $K_{\text{ВЫЛ}} = 0,4$ – коэффициент вылета.

7.4 Относительное значение, Ом:

$$r_{1*} = r_1 \cdot \frac{I_{1Н}}{U_{1Н}},$$

$$r_{1*} = 4,83 \cdot \frac{12}{220} = 0,263.$$

7.5 Активное сопротивление фазы алюминиевой обмотки ротора, Ом:

$$r_2 = r_c + \frac{2r_{\text{КЛ}}}{\Delta^2},$$

$$r_2 = 1,671 \cdot 10^{-4} + \frac{2 \cdot 2,876 \cdot 10^{-5}}{0,684^2} = 2,9 \cdot 10^{-4},$$

$$\Delta = 2 \cdot \sin \cdot \frac{\pi \cdot p}{Z_2},$$

$$\Delta = 2 \cdot \sin \cdot \frac{\pi \cdot 4}{36} = 0,684.$$

Для алюминиевой обмотки ротора, Ом·м:

$$\rho_{115} = \frac{10^{-5}}{20,5}.$$

где ρ_{115} – удельное сопротивление для литой алюминиевой обмотки ротора, Ом·м.

7.6 Сопротивление стержня, Ом:

$$r_c = \rho_{115} \frac{l_2}{q_c},$$

$$r_c = \frac{10^{-5}}{20,5} \cdot \frac{0,167}{136 \cdot 10^{-6}} = 1,671 \cdot 10^{-4}.$$

7.7 Сопротивление колец, Ом:

$$r_{\text{КЛ}} = \rho_{115} \frac{\pi \cdot D_{\text{КЛ,ср}}}{Z_2 \cdot q_{\text{КЛ}}},$$

$$r_{\text{КЛ}} = \frac{10^{-5}}{20,5} \cdot \frac{\pi \cdot 0,158}{36 \cdot 233,9 \cdot 10^{-6}} = 2,876 \cdot 10^{-5},$$

$$D_{\text{КЛ,ср}} = D_2 - b_{\text{КЛ}},$$

$$D_{\text{КЛ,ср}} = 0,166 - 0,00813 = 0,158.$$

где $D_{\text{КЛ,ср}}$ – средний диаметр замыкающих колец, м.

7.8 Приводим r_2 к числу витков обмотки статора, Ом:

$$r_2' = r_2 \cdot \frac{4 \cdot m \cdot (\omega_1 \cdot k_{o61})^2}{Z_2 \cdot k_{ск}^2},$$

$$r_2' = 2,9 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{4 \cdot 3 \cdot (200 \cdot 0,91)^2}{36 \cdot 1^2} = 3,2.$$

где $k_{ск} = 1$ – коэффициент скоса.

7.9 Относительное значение, Ом:

$$r_{2*}' = r_2' \cdot \frac{I_{1H}}{U_{1H}},$$

$$r_{2*}' = 3,2 \cdot \frac{12}{220} = 0,175.$$

7.10 Индуктивное сопротивление фазы обмотки статора, Ом:

$$x_1 = 15,8 \cdot \frac{f}{100} \cdot \left(\frac{\omega_1}{100}\right)^2 \cdot \frac{l_\delta}{p \cdot q} \cdot (\lambda_{п1} + \lambda_{л1} + \lambda_{д1}),$$

$$x_1 = 15,8 \cdot \frac{50}{100} \cdot \left(\frac{200}{100}\right)^2 \cdot \frac{0,142}{4 \cdot 2} \cdot (1,059 + 3,332 + 2,149) = 1,0167,$$

$$\lambda_{п1} = \frac{h_2}{3 \cdot b} \cdot k_\beta + \left(\frac{h_1}{b} + \frac{3 \cdot h_k}{b + 2 \cdot b_{ш}} + \frac{h_{ш}}{b_{ш}}\right) \cdot k_\beta',$$

$$\lambda_{п1} = \frac{14}{3 \cdot 7,7} \cdot 1 + \left(0 + \frac{3 \cdot 1,45}{7,7 + 2 \cdot 3,5} + \frac{0,55}{3,5}\right) \cdot 1 = 1,059.$$

где $\lambda_{п1}$ – коэффициент магнитной проводимости пазового рассеяния статора.

$$h_2 = h_{п} - 2 \cdot b_{из},$$

$$h_2 = 15 - 2 \cdot 0,5 = 14,$$

$$k_\beta' = 0,25 \cdot (1 + 3 \cdot \beta),$$

$$k_\beta' = 0,25 \cdot (1 + 3 \cdot 1) = 1,$$

$$k_\beta = k_\beta' = 1,$$

$$h_k = \frac{b_1 - b_{ш}}{2},$$

$$h_k = \frac{6,4 - 3,5}{2} = 1,45.$$

где $\beta = 1$ – относительное укорочение шага обмотки;

$b_{из} = 0,5$ – толщина изоляции в пазу, мм;

$b_1 = 6,4$ – ширина паза статора, мм;

$b = b_2 = 7,7$ – ширина паза статора, мм;

$b_{ш} = 3,5$ – ширина шлица паза, мм;

$h_{ш} = 0,55$ – высота шлица паза, мм;

$h_{\pi} = 15$ – высота паза статора, мм;

$h_1 = 0$ – проводники закреплены крышкой;

$l_{\delta} = l_{\delta} = 0,142$ – расчетная длина воздушного зазора, м;

$q = 2$ – число пазов на полюс и фазу;

l_l – длина лобовой части катушки, м.

$$\lambda_{л1} = 0,34 \cdot \frac{q}{l_{\delta}} \cdot (l_l - 0,64 \cdot \beta\tau),$$

$$\lambda_{л1} = 0,34 \cdot \frac{2}{0,142} \cdot (0,738 - 0,64 \cdot 1 \cdot 0,066) = 3,332.$$

где $\lambda_{л1}$ – коэффициент магнитной проводимости лобового рассеяния статора.

$$\lambda_{д1} = \frac{t_{z1}}{12 \cdot \delta \cdot k_{\delta}} \cdot \xi,$$

$$\lambda_{д1} = \frac{11,1}{12 \cdot 0,37 \cdot 1,26} \cdot 1,083 = 2,149,$$

$$\xi = 2 \cdot k'_{ск} \cdot k_{\beta} - k_{061}^2 \cdot \left(\frac{t_{z2}}{t_{z1}}\right)^2 \cdot (1 + \beta_{ск}^2),$$

$$\xi = 2 \cdot 1,2 \cdot 1 - 0,91^2 \cdot \left(\frac{14}{11,1}\right)^2 \cdot (1 + 0) = 1,083.$$

где $\lambda_{д1}$ – коэффициент магнитной проводимости дифференциального рассеяния статора;

$\beta_{ск} = 0$ – коэффициент скоса и $\frac{t_{z2}}{t_{z1}} = 1,26$, значит $k'_{ск} = 1,2$;

$\delta = 0,37$ – воздушный зазор, мм;

$k_{\delta} = 1,26$.

$$\Sigma\lambda_1 = \lambda_{\pi1} + \lambda_{л1} + \lambda_{д1},$$

$$\Sigma\lambda_1 = 1,059 + 3,332 + 2,149 = 6,54.$$

7.11 Относительное значение, Ом:

$$x_{1*} = x_1 \cdot \frac{I_{1n}}{U_{1n}},$$

$$x_{1*} = 1,0167 \cdot \frac{12}{220} = 0,055.$$

7.12 Индуктивное сопротивление фазы обмотки ротора, Ом:

$$x_2 = 7,9 \cdot f \cdot l_{\delta} \cdot (\lambda_{\pi2} + \lambda_{л2} + \lambda_{д2}) \cdot 10^{-6},$$

$$x_2 = 7,9 \cdot 50 \cdot 0,142 \cdot (2,267 + 0,185 + 2,563) = 281,291 \cdot 10^{-6},$$

$$\lambda_{п2} = \left(\frac{h_0}{3 \cdot b_1} \cdot \left(1 - \frac{\pi \cdot b_1^2}{8 \cdot q_c} \right)^2 + 0,66 - \frac{b_{ш}}{2 \cdot b_1} \right) \cdot k_d + \frac{h_{ш}}{b_{ш}} + 1,12 \cdot \frac{h'_{ш} \cdot 10^6}{I_2},$$

$$\lambda_{п2} = \left(\frac{17,48}{3 \cdot 7,9} \cdot \left(1 - \frac{\pi \cdot 7,9^2}{8 \cdot 115} \right)^2 + 0,66 - \frac{1,5}{2 \cdot 7,9} \right) \cdot 1 + \frac{0,75}{1,5} + 1,12 \cdot \frac{0,3 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6}{287,52} = 2,267.$$

где $\lambda_{п2}$ – коэффициент магнитной проводимости пазового рассеивания короткозамкнутого ротора;

$$h_0 = h_1 + 0,4 \cdot b_2,$$

$$h_0 = 15,4 + 0,4 \cdot 5,2 = 17,48.$$

где $h_1 = 15,4$ – высота паза ротора, мм;

$b_1 = 7,9$ – ширина паза ротора, мм;

$b_2 = 5,2$ – ширина паза ротора, мм;

$b_{ш} = 1,5$ – ширина шлица паза, мм;

$h_{ш} = 0,75$ – высота шлица паза, мм;

$h'_{ш} = 0,3$ – высота перемычки над пазом, мм;

$h_{кл} = 15,4$ – высота паза ротора, мм;

$b_{кл} = 7,9$ – ширина паза ротора, мм;

$k_d = 1$ – для рабочего режима.

$$\lambda_{л2} = \frac{2,3 \cdot D_{кл.ср}}{Z_2 \cdot l_{\delta} \cdot \Delta^2} \lg \frac{4,7 \cdot D_{кл.ср}}{h_{кл} + 2 \cdot b_{кл}},$$

$$\lambda_{л2} = \frac{2,3 \cdot 0,158}{36 \cdot 0,142 \cdot 0,684^2} \cdot \lg \frac{4,7 \cdot 0,158}{0,02875 + 2 \cdot 0,008136} = 0,185.$$

где $\lambda_{л2}$ – коэффициент магнитной проводимости лобового рассеивания ротора;

$$\lambda_{д2} = \frac{t_{z2}}{12 \cdot \delta \cdot k_{\delta}} \cdot \xi',$$

$$\lambda_{д2} = \frac{14}{12 \cdot 0,37 \cdot 1,26} \cdot 1,024 = 2,563,$$

$$\xi' = 1 + \frac{1}{5} \cdot \left(\frac{\pi \cdot p}{Z_2} \right)^2 - \frac{\pi \cdot p}{1 - \left(\frac{p}{Z_2} \right)^2},$$

$$\xi' = 1 + \frac{1}{5} \cdot \left(\frac{\pi \cdot 4}{36} \right)^2 - 0 = 1,024.$$

где $\lambda_{д2}$ – коэффициент магнитной проводимости дифференциального рассеивания обмотки, короткозамкнутого ротора;

$\Delta_z = 0$ – при закрытых пазах.

$$\Sigma\lambda_2 = \lambda_{\pi 2} + \lambda_{л 2} + \lambda_{д 2} ,$$

$$\Sigma\lambda_2 = 2,267 + 0,185 + 2,563 = 5,015.$$

7.13 Приводим x_2 к числу витков статора, Ом:

$$x'_2 = x_2 \cdot \frac{4 \cdot m \cdot (\omega_1 \cdot k_{об1})^2}{Z_2 \cdot k_{ск}^2} ,$$

$$x'_2 = 281,291 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{4 \cdot 3 \cdot (200 \cdot 0,91)^2}{36 \cdot 1^2} = 2,01 .$$

7.14 Относительное значение:

$$x'_{2*} = x'_2 \cdot \frac{I_{1н}}{U_{1н}} ,$$

$$x'_{2*} = 2,01 \cdot \frac{12}{220} = 0,11 .$$

8 Расчёт потерь

8.1 Потери в стали основные, Вт:

$$P_{ст.осн} = \rho_{\frac{1,0}{50}} \cdot \left(\frac{f_1}{50}\right)^\beta \cdot (k_{да} \cdot B_a^2 \cdot m_a + k_{дз} \cdot B_{z1}^2 \cdot m_z) ,$$

$$P_{ст.осн} = 2,5 \cdot (1,6 \cdot 1,12^2 \cdot 11,726 + 1,8 \cdot 1,61^2 \cdot 4,084) = 106,474 ,$$

$$m_a = \pi \cdot (D_a - h_a) \cdot h_a \cdot l_{ст1} \cdot k_{с1} \cdot v_c ,$$

$$m_a = \pi \cdot (0,225 - 0,014) \cdot 0,014 \cdot 0,167 \cdot 0,97 \cdot 7,8 \cdot 10^3 = 11,726 ,$$

$$m_z = h_{z1} \cdot b_{z1ср} \cdot Z_1 \cdot l_{ст1} \cdot k_{с1} \cdot v_c ,$$

$$m_z = 13 \cdot 10^{-3} \cdot 5,18 \cdot 10^{-3} \cdot 48 \cdot 0,167 \cdot 0,97 \cdot 7,8 \cdot 10^3 = 4,084 .$$

где $\rho_{\frac{1,0}{50}} = 2,5$ – удельные потери для стали 2013, Вт/кг;

m_a – масса стали ярма статора, кг;

m_z – масса зубцов статора, кг;

$v_c = 7,8 \cdot 10^3$ – удельная масса стали, кг/м³;

$k_{да} = 1,6$;

$k_{дз} = 1,8$ – коэффициенты, учитывающие влияние на потери в стали

неравномерности распределения потока по сечениям магнитопровода.

8.2 Поверхностные потери в роторе , Вт:

$$P_{пов2} = p_{пов2} \cdot (t_{z2} - b_{ш2}) \cdot Z_2 \cdot l_{ст2} ,$$

$$P_{пов2} = 267,4 \cdot (15,2 - 1,5) \cdot 38 \cdot 0,167 = 22,9 ,$$

$$p_{\text{пов2}} = 0,5 \cdot k_{0,2} \cdot \left(\frac{Z_1 \cdot n_1}{10000} \right)^{1,5} \cdot (B_{0,2} \cdot t_{Z1} \cdot 10^3)^2 ,$$

$$p_{\text{пов2}} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{48 \cdot 750}{10000} \right)^{1,5} \cdot (0,271 \cdot 11,1 \cdot 10^3)^2 = 46,35 ,$$

$$B_{0,2} = \beta_{0,2} \cdot k_{\delta} \cdot B_{\delta} ,$$

$$B_{0,2} = 0,25 \cdot 1,26 \cdot 0,86 = 0,271 .$$

где $p_{\text{пов2}}$ – удельные поверхностные потери, Вт/м²;

$k_{0,2} = 1,5$ – коэффициент, учитывающий влияние обработки поверхности головок зубцов ротора на удельные потери;

$B_{0,2}$ – амплитуда пульсации, Тл;

$$\beta_{0,2} = 0,25 .$$

8.3 Пульсационные потери в зубцах ротора, Вт:

$$P_{\text{пул2}} = 0,11 \cdot \left(\frac{Z_1 \cdot n}{1000} \cdot B_{\text{пул2}} \right)^2 \cdot m_{Z2} ,$$

$$P_{\text{пул2}} = 0,11 \cdot \left(\frac{48 \cdot 750}{1000} \cdot 0,151 \right)^2 \cdot 4,919 = 15,989 ,$$

$$B_{\text{пул2}} = \frac{\varnothing_1 \cdot \delta}{2 \cdot t_{Z2}} \cdot B_{Z2\text{ср}} ,$$

$$B_{\text{пул2}} = \frac{6,188 \cdot 0,37 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}} \cdot 1,85 = 0,151 ,$$

$$m_{Z2} = Z_2 \cdot h_{Z2} \cdot b_{Z2} \cdot l_{\text{ст2}} \cdot k_{c2} \cdot \varnothing_c ,$$

$$m_{Z2} = 36 \cdot 33,48 \cdot 10^{-3} \cdot 5,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,167 \cdot 0,97 \cdot 4,42 \cdot 10^3 = 4,919 .$$

где $B_{\text{пул2}}$ – пульсационная индукция, Тл;

m_{Z2} – масса стали зубцов ротора, кг;

$$\varnothing_c = 4,42 \cdot 10^3 ;$$

$$\varnothing_1 = 6,188 .$$

8.4 Сумма добавочных потерь в стали, Вт:

$$P_{\text{ст.доб}} = P_{\text{пов2}} + P_{\text{пул2}} ,$$

$$P_{\text{ст.доб}} = 46,35 + 15,989 = 62,33 .$$

8.5 Полные потери в стали, Вт:

$$P_{\text{ст}} = P_{\text{ст.осн}} + P_{\text{ст.доб}} ,$$

$$P_{\text{ст}} = 106,474 + 62,33 = 168,804 .$$

8.6 Механические потери, Вт:

$$P_{\text{мех}} = K_T \cdot \left(\frac{n}{10}\right)^2 \cdot D_a^4,$$

$$P_{\text{мех}} = 1,3 \cdot (1 - 0,225) \cdot \left(\frac{750}{10}\right)^2 \cdot 0,225^4 = 14,524.$$

где для двигателей с $2p = 8$ коэффициент $K_T = 1,3 \cdot (1 - D_a)$.

8.7 Добавочные потери, Вт:

$$P_{\text{доб.н}} = 0,005 \cdot P_{1\text{н}} = 0,005 \cdot \frac{P_{2\text{н}}}{\eta},$$

$$P_{\text{доб.н}} = 0,005 \cdot \frac{5000}{0,84} = 29,762.$$

8.8 Холостой ход двигателя, А:

$$I_{\text{х.х}} = \sqrt{I_{\text{х.х.а}}^2 + I_{\mu}^2},$$

$$I_{\text{х.х}} = \sqrt{1,214^2 + 6,53^2} = 6,642,$$

$$I_{\text{х.х.а}} = \frac{P_{\text{ст}} + P_{\text{мех}} + P_{\text{э1.х.х}}}{m \cdot U_{1\text{ном}}},$$

$$I_{\text{х.х.а}} = \frac{168,804 + 14,524 + 617,86}{3 \cdot 220} = 1,214.$$

где $I_{\text{х.х.а}}$ – активная составляющая тока холостого хода, А.

8.9 Электрические потери в статоре при холостом ходе, Вт:

$$P_{\text{э1.х.х}} \approx 3 \cdot I_{\mu} \cdot r_1,$$

$$P_{\text{э1.х.х}} = 3 \cdot 6,53^2 \cdot 4,83 = 617,86.$$

8.10 Коэффициент мощности при холостом ходе:

$$\cos\varphi_{\text{х.х}} = \frac{I_{\text{х.х.а}}}{I_{\text{х.х}}},$$

$$\cos\varphi_{\text{х.х}} = \frac{1,214}{6,642} = 0,183.$$

4 Математическое моделирование системы

4.1 Актуальность математической модели

В магистерской диссертации одним из этапов исследований является разработка математической модели, ключевым этапом является исследование электромеханических процессов в системе: источник-преобразователь-нагрузка. В ряде преимуществ был выбран асинхронный генератор. [24]

Современный этап развития электротехнической промышленности характеризуется сложными связями, взаимодействиями между узлами и электромеханическими системами. Для того что бы и быстро проверить работоспособность электротехнической системы и визуализировать результаты экспериментов, оценить процессы, измерить параметры и вносить изменения, целесообразнее использовать математическое моделирование.

На данный момент существует множество способов моделирования. Наиболее простым в освоении и применении является метод визуального объектно-ориентированного моделирования. Суть метода заключается в пошаговом воспроизведении преобразований из структурных блоков с конкретным функциональным назначением. Применительно к электромеханическим системам наибольшую популярность получил пакет программ Matlab/Simulink. Преимуществом визуального моделирования является:

- 1) Высокая скорость работы программы относительно событий исследуемой системы в реальном масштабе времени.
- 2) Моделирование дает возможность изучить процессы и свойства еще не существующего объекта.
- 3) Абсолютно дешевый и безопасный способ относительно прямых экспериментов.

Существуют специальные языки визуального моделирования, которые значительно упрощают процесс создания программы, описывающей модель объекта по сравнению с универсальными языками программирования.

Применительно к электромеханическим системам наибольшую популярность получил Simulink.

Simulink – визуальная среда моделирования, дающая возможность при помощи стандартных блок-диаграмм строить модели динамических, в том числе дискретных, непрерывных и нелинейных систем. Данная программная среда отличается своей простотой и широкими возможностями выбора объектов моделирования, используя стандартные библиотеки, для решения задач механических, электросиловых и гидравлических систем, а также осуществлять развитый модельно-ориентированный подход при разработке систем управления.

В пакете программ Matlab/Simulink представлено огромное количество блоков для построения математических моделей. Было создано множество моделей для описания генерирования электроэнергии на базе синхронных генераторов и генераторов постоянного тока. Однако малое использование асинхронных машин в качестве генератора привело к тому, что на данный момент нет адекватной математической модели асинхронного генератора. В связи с этим разработана модель асинхронной машины работающей в генераторном режиме.

Моделирование даёт возможность наглядного представления о работе асинхронной машины в генераторном режиме, и как изменяются значения напряжения и тока на нагрузке у потребителя от текущих значений параметров модели.

4.2 Возбуждение асинхронного генератора

При работе асинхронной машины в генераторном режиме потребляется намагничивающий ток и требуется источник реактивной мощности, образующий поток возбуждения. При отсутствии первоначального магнитного поля в обмотке статора поток возбуждения создают с помощью конденсаторов, параллельно подключенных к фазам обмотки статора. [24]

Принципиальная схема работы асинхронного генератора показана на рисунке 4.1

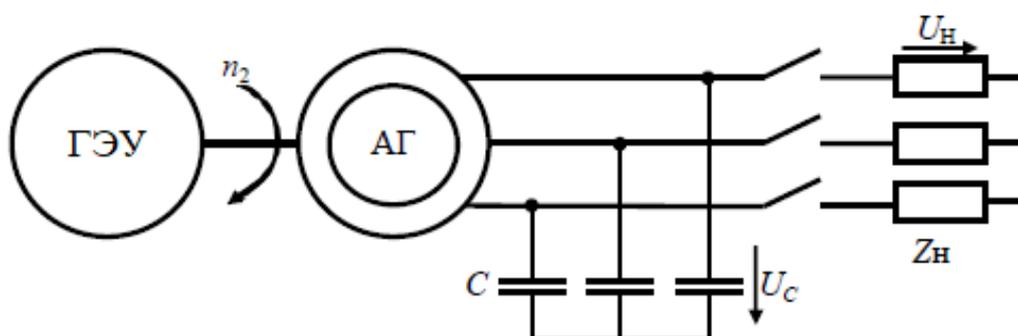


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема АГ с конденсаторным возбуждением.

Для выбора ёмкости конденсаторов воспользуемся таблицей 4.1

Таблица 4.1 – Обозначения для представленных моделей

Мощность генератора, кВт	Требуемая для возбуждения емкость конденсатора, мкФ		
	Х.Х	Номинальная нагрузка	
		$\cos\varphi = 1$	$\cos\varphi = 0,8$
2	28	36	60
5	60	75	138
7	74	98	182
10	92	130	245
15	120	172	342

4.3 Дифференциальные уравнения модели

В пакете программ Matlab/Simulink дифференциальные уравнения и их решения происходят внутри блоков модели.

Стандартные решатели представляют собой пакет программ, состоящий из функций: ode45, ode23, ode113, ode15s, ode23s, ode23t, ode23tb, которые получили обобщенное название solver (решатель).

Все решатели ode45, ode23, ode133, ode15s, ode23s, ode23t, ode23tb могут решать системы уравнений явного вида $y' = f(t, y)$:

$$\begin{cases} \bar{y}'(x) = \bar{f}(x, \bar{y}(x)) \\ \bar{y}(x_0) = \bar{y}_0 \end{cases}$$

В модели используется решатель ode45. Данный решатель реализует следующий метод решения системы обыкновенных дифференциальных уравнений:

- ode45 – одношаговый явный метод Рунге–Кутты 4 и 5 порядка. Это классический метод, рекомендуется для начальной пробы решения, обычно дает удовлетворительные результаты.

Для наглядности выделим основные дифференциальные уравнения модели. [21]

Уравнения механической системы асинхронной машины:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \omega_m &= \frac{1}{2H} (T_e - F\omega_m - T_m), \\ \frac{d}{dt} \theta_m &= \omega_m. \end{aligned}$$

где ω_m – угловая частота вращения ротора;

θ_m – угловое положение ротора;

H – суммарная инерционная постоянная машины и нагрузки;

T_e – электромагнитный момент;

T_m – механический момент на валу;

F – суммарный коэффициент вязкости трения (машины и нагрузки).

Уравнения электрической системы асинхронной машины:

- Проекция переменной на ось q

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + d\psi_{qs}/dt + \psi_{ds} ,$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + d\psi_{ds}/dt - \omega \psi_{qs} ,$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + d\psi'_{qr}/dt + (\omega - \omega_r) \psi'_{dr} ,$$

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + d\psi'_{dr}/dt - (\omega - \omega_r) \psi'_{qr} ,$$

$$T_e = 1,5p(\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}).$$

- Проекция переменной на ось d

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} ,$$

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} ,$$

$$\psi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} ,$$

$$\psi'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} ,$$

$$L_s = L_{ls} + L_m ,$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m .$$

где ω – координата угловой скорости;
 ω_r – электрическая угловая частота вращения ротора;
 V_{qs}, V_{ds} – проекции напряжения статора на ось q и d;
 V'_{qr}, V'_{dr} – проекции напряжения ротора на ось q и d;
 ψ_{qs}, ψ_{ds} – проекции потокосцепления статора на ось q и d;
 ψ'_{qr}, ψ'_{dr} – проекции потокосцепления ротора на ось q и d;
 i_{qs}, i_{ds} – проекции тока статора на ось q и d;
 i'_{qr}, i'_{dr} – проекции тока ротора на ось q и d;
 R_s, R'_r – активное сопротивление статора и ротора;
 L_{ls} – индуктивность рассеяния статора;
 L_s, L'_r – полная индуктивность статора и ротора;
 L_m – индуктивность цепи намагничивания;
 P – число пар полюсов.

4.4 Структура математической модели в Simulink

Схема модели асинхронной машины выполненная в программе Matlab R2014a/Simulink, представлена на рисунке 4.2 [25]

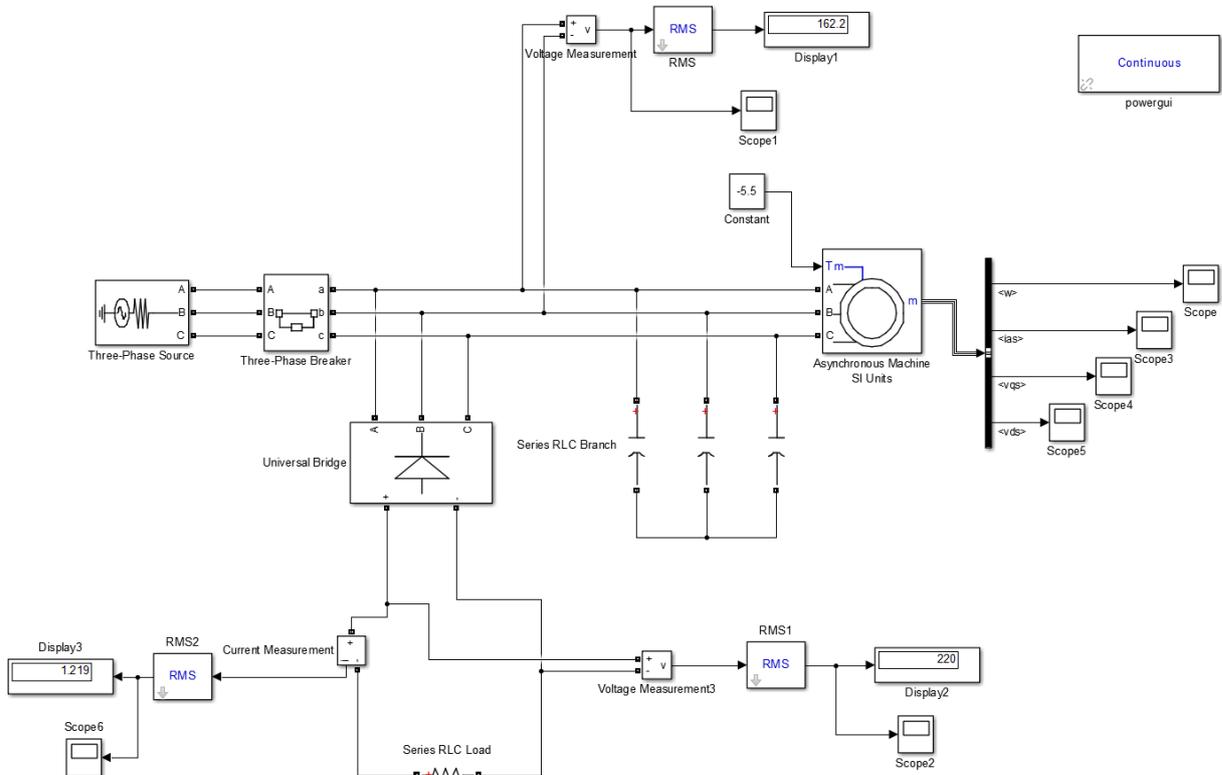


Рисунок 4.2 – Модель генерирования на базе асинхронной машины

Параметры блоков: [21, 25]

➤ [Asynchronous Machine SI Units (Асинхронная машина)]

Блок моделирует, асинхронную электрическую машину в двигательном или генераторном режимах.

Режим работы определяется знаком электромагнитного момента машины.

Configuration

Preset model (Выбор модели): [No];

Mechanical input (Механический вход): [Torque T_m];

Rotor type (Тип ротора): [Squirrel-cage];

Reference frame (Система координат): [Rotor].

Parameters

Nom. power, L-Lvolt. and frequency (Номинальная мощность P_n (ВА), действующее лин. напряжение U_n (В) и номинальная частота f_n (Гц)): [5000 380 50];

Stator (Активное сопротивление R_s (Ом) и индуктивность L_s (Гн) статора): [4.83 0.003236];

Rotor (Активное сопротивление R_r (Ом) и индуктивность L_r (Гн) ротора): [3.2 0.0064];

Mutual inductance (Взаимная индуктивность (Гн)): [0.1529];

Inertia, frictionfactor, polepairs (Момент инерции J (кг·м²), коэффициент трения F (Н·м·с) и число пар полюсов p): [0.029 0.009541 4];

Initial conditions (Начальные условия): [0 0 0 0 0 0 0].

Load Flow

Mechanical power (Механическая мощность W): [1.492e+006].

➤ [Three-phase Source (Трёхфазный источник напряжения)]

Блок используется для подзарядки конденсаторов.

Phase-to-phase rms voltage (Действующее значение линейного напряжения U (В)): [380];

Phase angle of phase A (Начальная фаза напряжения в фазе А(град)): [0];

Frequency (Частота источника (Гц)): [50];

Internal connection (Соединение фаз источника): [Yg - звезда с заземленной нейтралью];

Source resistance (Собственное сопротивление источника (Ом)): [0.8929];

Source inductance (Собственная индуктивность источника (Гн)): [0];

Base voltage V rms ph-ph (Действующее значение линейного базового напряжения): [0].

➤ **[Three-phase Breaker (Трёхфазный выключатель переменного тока)]**

Предназначен для отключения схемы от трехфазного источника напряжения. Выключатель настроен на закрытое начальное положение, на время срабатывания 1 с.

Initial status (Начальное состояние ключей): [Closed (ключ закрыт)];

Switching times (Управление временем срабатывания (с)): [1];

Breaker resistance R_{on} (Сопротивление выключателя (Ом)): [0.01];

Snubber resistance R_s (Сопротивление искрогасящей цепи (Ом)): [1e6];

Snubber capacitance C_s (Емкость искрогасящей цепи (Ф)): [inf].

➤ **[Universal Bridge (Универсальный мост)]**

Данный блок моделирует универсальный мост. В данном случае полупроводниковым прибором был выбран диод. Блок используется для выпрямления напряжения.

Snubber resistance R_s (Сопротивление искрогасящей цепи (Ом)): [5000];

Snubber capacitance C_s (Емкость искрогасящей цепи (Ф)): [1e6];

Power Electronic device (Вид полупроводниковых приборов моста): [Diodes (Диод)];

R_{on} (Сопротивление выключателя (Ом)): [1e-3];

L_{on} (Индуктивность (Гн)): [0];

Forward voltage (Падение напряжения (В)): [0].

➤ **[Series RLC Branch (Трёхфазная последовательная RLC-цепь)]**

Блок реализует последовательную ветвь элементов RLC. В качестве элемента был выбран конденсатор с емкостью 75 мкФ.

Branch type (Тип цепи): [C];

Capacitance (Ёмкость (Ф)): [75e-6].

➤ **[Series RLC Load (Трехфазная последовательная RLC-нагрузка)]**

В данной схеме была использована только активная нагрузка.

Nominal voltage V_n (Номинальное линейное напряжение (В)): [380];

Nominal frequency f_n (Номинальная частота (Гц)): [50];

Active power P (Активная мощность на три фазы (Вт)): [800];

Inductive reactive power Q_L (positive var) (Реактивная мощность индуктивности на три фазы (вар)): [0];

Capacitive reactive power Q_C (negative var) (Реактивная мощность емкости на три фазы (вар)): [0].

➤ **[Voltage Measurement (Вольтметр)]**

Блок выполняет измерение мгновенного значения напряжения между двумя узлами схемы.

➤ **[Current Measurement (Амперметр)]**

Блок выполняет измерение мгновенного значения тока, протекающего через соединительную линию (провод).

➤ **[Constant (Источник постоянного сигнала)]**

Блок используется для подачи постоянного отрицательного момента на асинхронную машину.

➤ **[Scope (Осциллограф)]**

Блок строит графики исследуемых сигналов в функции времени. Позволяет наблюдать за изменениями сигналов в процессе моделирования.

➤ **[Display (Цифровой дисплей)]**

Блок предназначенный для отображения значения сигнала в виде числа.

➤ **[RMS (Выпрямитель)]**

Блок предназначенный для отображения действующего значения.

Fundamental frequency (Основная частота (Гц)): [50];

Initial RMS value (Начальное среднеквадратичное значение выходного сигнала. По умолчанию – 120): [120];

Sample time (Время выборки блока (с). По умолчанию - 0): [0].

4.5 Процессы моделирования

Объектно–ориентированное моделирование позволяет исследовать модель при различных параметрах скорости потока, величины и характера нагрузки, источников реактивной энергии, режимов работы преобразователя на стороне нагрузки. [25]

В процессе разработки выяснилось, что для обеспечения адекватной работы математической модели необходимо соблюсти следующие условия: конденсаторы должны быть заряженными, на асинхронную машину необходимо подавать отрицательный момент вращения для режима работы в генераторном режиме.

Данная модель начинает работу при включенном трехфазном выключателе переменного тока [Three-phase Breaker], питаюсь от трёхфазного источника напряжения [Three-phase Source], который подзаряжает конденсаторы. В течение первой секунды асинхронная машина [Asynchronous Machine SI Units] работает в двигательном режиме.

После окончания первой секунды ($T \geq 1c$), конденсаторы [Series RLC Branch] ёмкостью 75мкФ заряжаются. Выключатель переменного тока [Three-phase Breaker] размыкает свой контакт, тем самым отключая линию, по которой питалась асинхронная машина от источника напряжения. На вал генератора подается постоянный отрицательный момент блоком [Constant], а подключённые в цепь возбуждения заряженные конденсаторы переводят машину в генераторный режим.

При переходе асинхронной машины в генераторный режим, источник напряжения отключён, генератор благодаря конденсаторам начинает работать автономно, и напряжение на нагрузке без выпрямителя падает до номинального значения 380 В.

В качестве выпрямителя [Universal Bridge] был выбран диод. Блок используется для выпрямления напряжения.

Осциллографы [Score 1,2] подключенные к измерительным блокам тока и напряжения на нагрузке, строят графики исследуемых сигналов в функции времени. Позволяют наблюдать за изменениями сигналов в процессе моделирования.

Для того, что бы добиться необходимых результатов, произведены исследования различных параметров математической модели асинхронной машины работающей в генераторном режиме.

Первый опыт проводится без блока [Universal Bridge], отрицательный момент $\text{const} = -9$. Из рисунка 4.3 видно: что в период работы от трехфазного источника тока ($0 \leq T \leq 1$) амплитуда напряжения возрастает. После отключения источника, генератор начинает работать автономно, и напряжение на нагрузке падает до номинального значения 380 В.

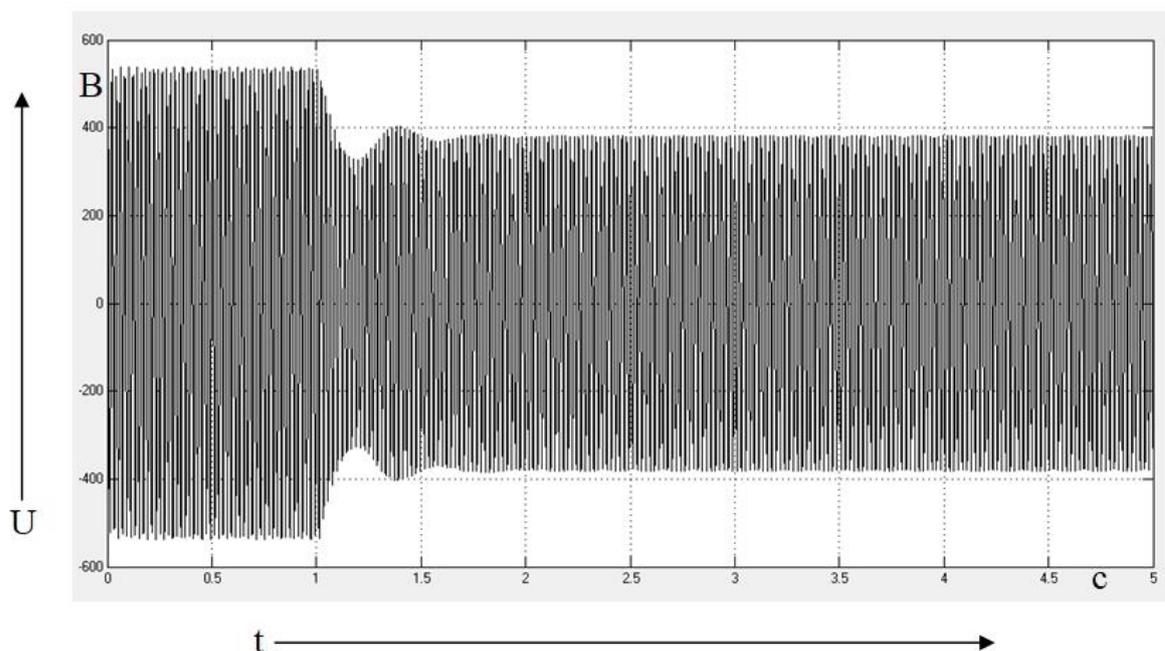


Рисунок 4.3 – Осциллограмма напряжения без выпрямителя

Увеличенная осциллограмма напряжения на нагрузке без выпрямителя показана на рисунке 4.4

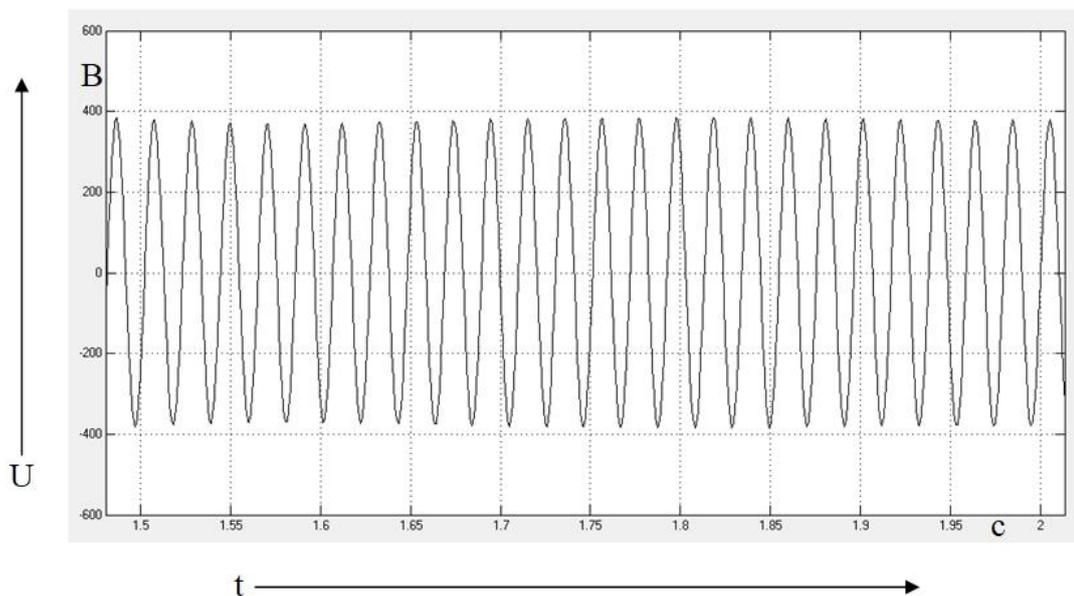


Рисунок 4.4 – Осциллограмма напряжения на нагрузке без выпрямителя (увеличенная)

Второй опыт проводится с применением блока [Universal Bridge].

В момент отключения от источника напряжения, следует переходный процесс длительностью 2,5с. После этого напряжение достигает номинального значения 220В, рисунок 4.5, 4.6

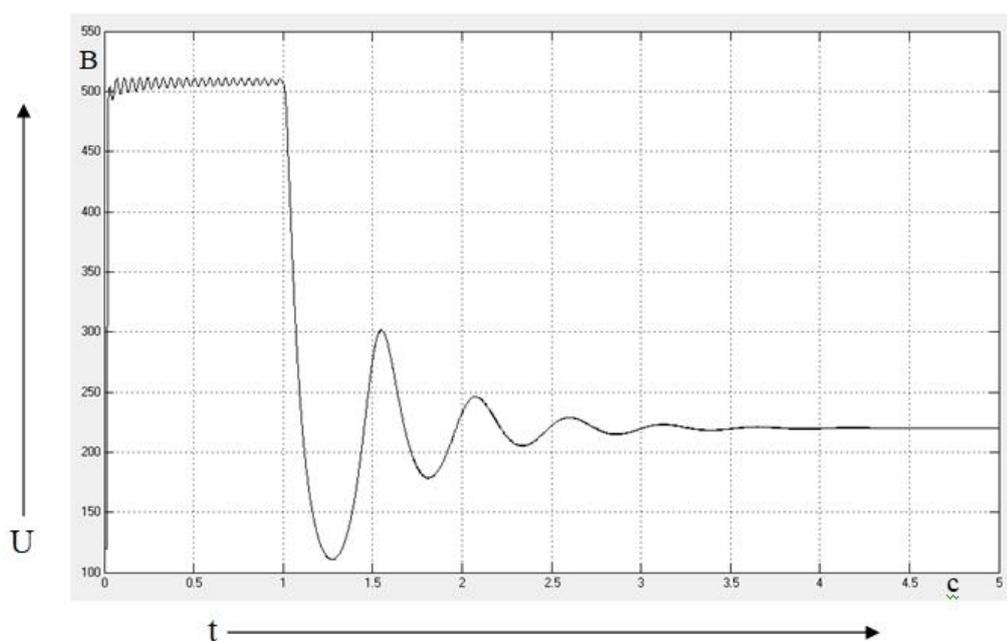


Рисунок 4.5 – Осциллограмма выпрямленного напряжения на нагрузке

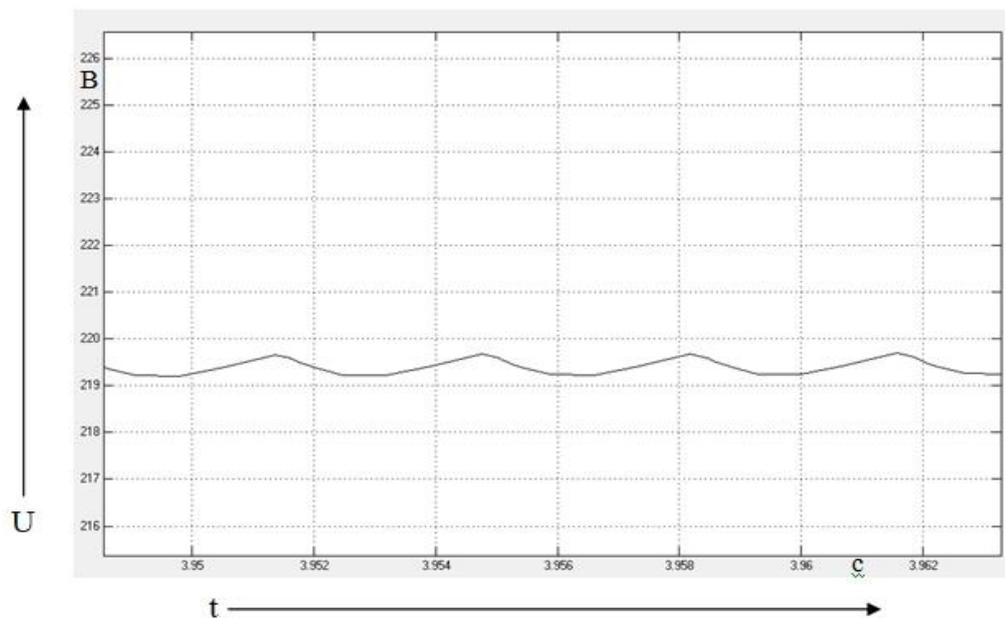


Рисунок 4.6 – Осциллограмма выпрямленного напряжения на нагрузке (увеличенная)

Осциллограмма выпрямленного напряжения при переходном процессе
 рисунок 4.7

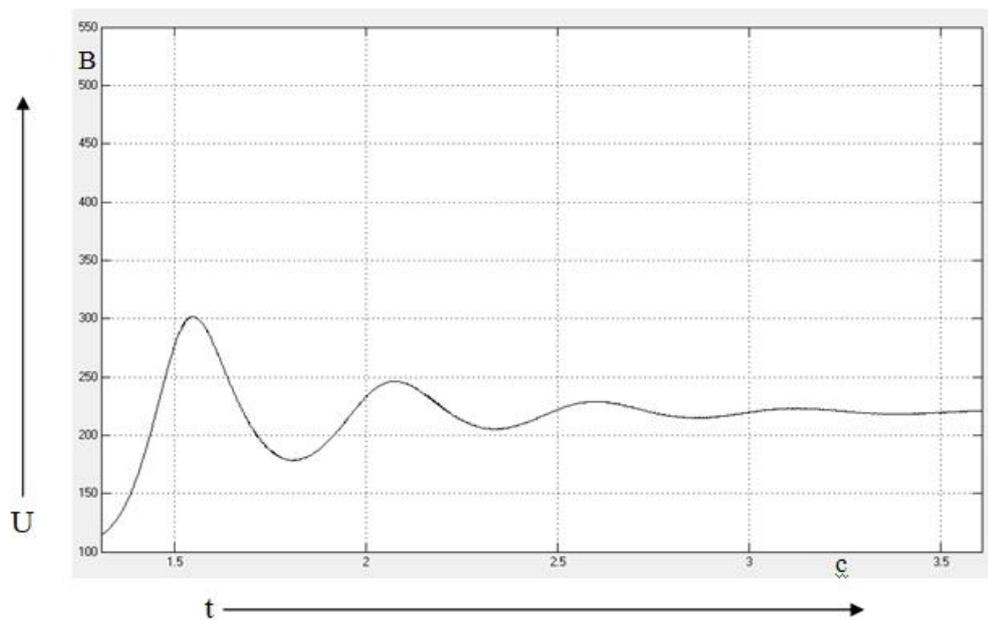


Рисунок 4.7 – Осциллограмма выпрямленного напряжения при переходном процессе

Третий опыт проводился с набросом нагрузки, Вт

$$P_1 = 800, P_2 = 200, P_3 = 200$$

К схеме добавляется дополнительная активная нагрузка и ключи, разомкнутые в изначальном состоянии, время закрытия ключей – четвёртая и шестая секунда, рисунок 4.8

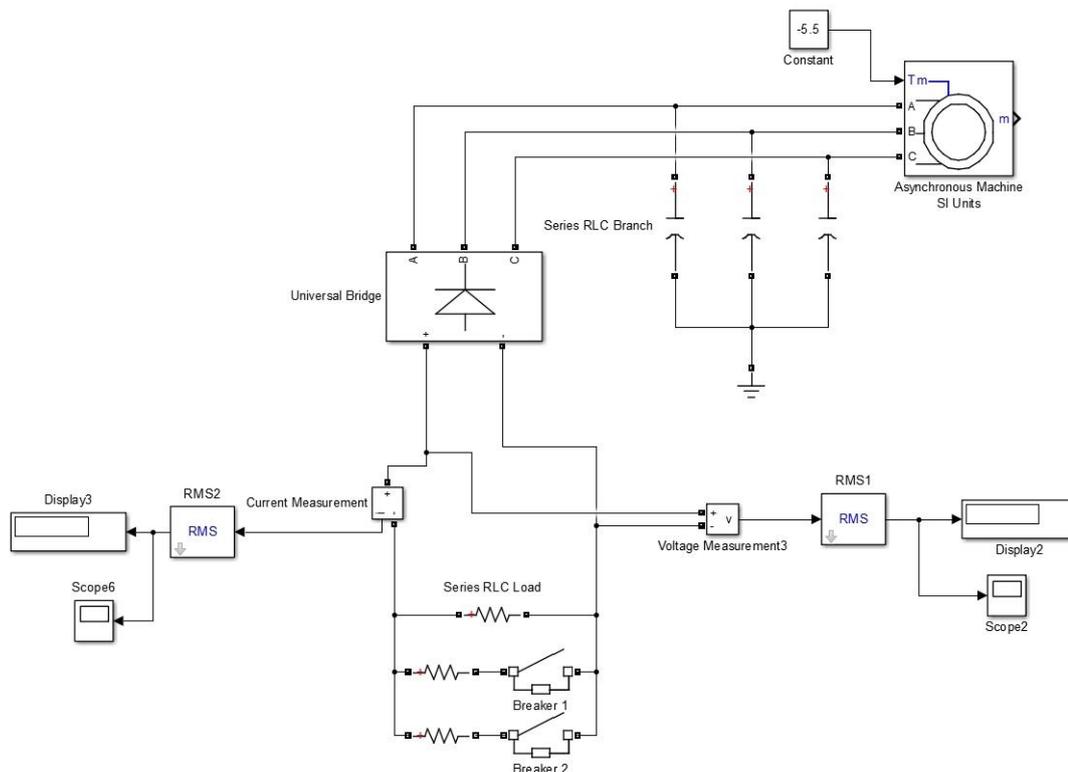


Рисунок 4.8 – Схема модели с добавлением дополнительной нагрузки

Использовался блок [RMS] для показа действующего значения. Как показано на рисунке 4.9 видно, что при росте активной нагрузки, напряжение падает, что является нормальным явлением.

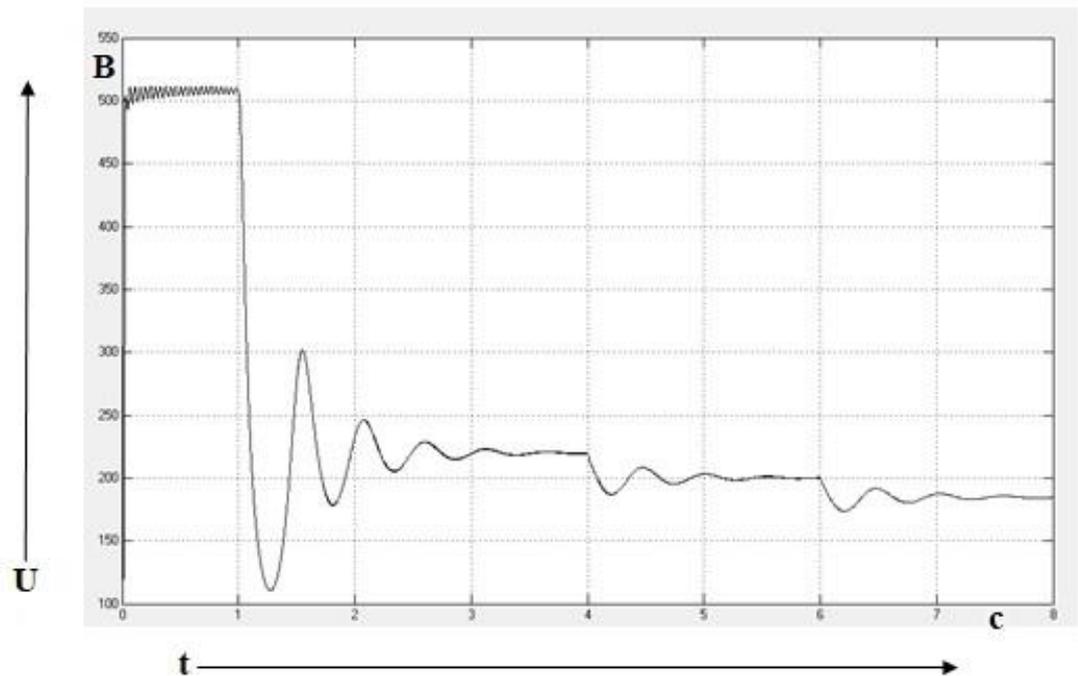


Рисунок 4.9 – Осциллограмма выпрямленного напряжения с набросом нагрузок

В четвертом опыте изменяем величину активной мощности на нагрузке, в диапазоне изменения от $\pm 50\%$ от номинальной мощности $P = 800$ (Вт), $Q_L = 0$ (вар), $\cos\varphi = 1$. Результаты заносим в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Значения токов и напряжений на нагрузке с выбранными параметрами активной мощности. Постоянным отрицательным моментом на валу асинхронной машины

Активная мощность P, Вт	Напряжение U, В	Ток I, А
400	285	0,788
480	268	0,891
560	253	0,982
640	240	1,065
720	229	1,144
800	220	1,217
880	211	1,288
960	204	1,354
1040	197	1,418
1120	190	1,477
1200	185	1,535

На основании данных, полученных из таблицы 4.2, строим графики функции напряжения и тока от величины активной нагрузки, рисунок 4.10, 4.11

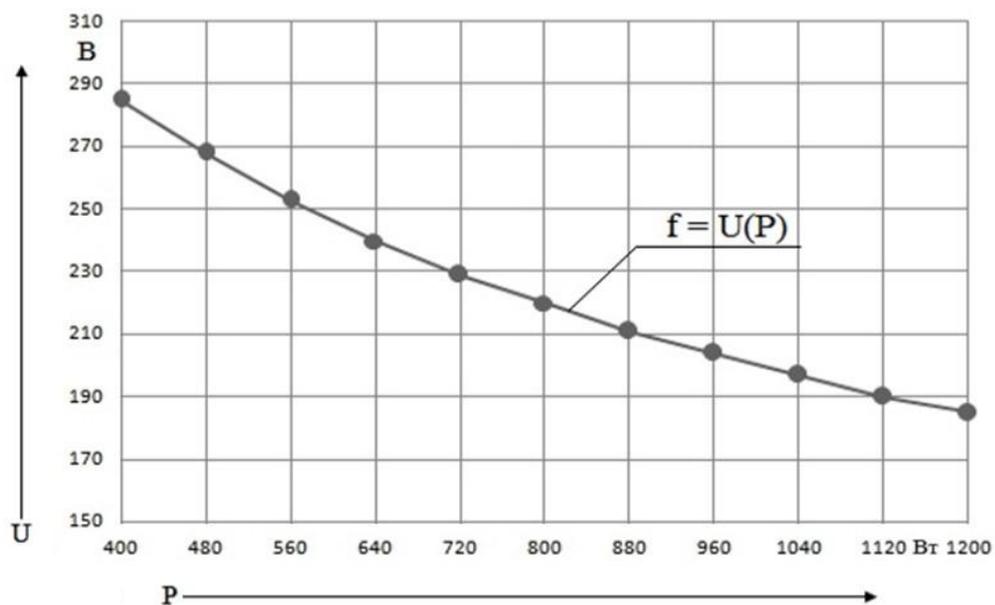


Рисунок 4.10 – График зависимости напряжения от активной нагрузки $f = U(P)$

Аналогично для графика тока, рисунок 4.11

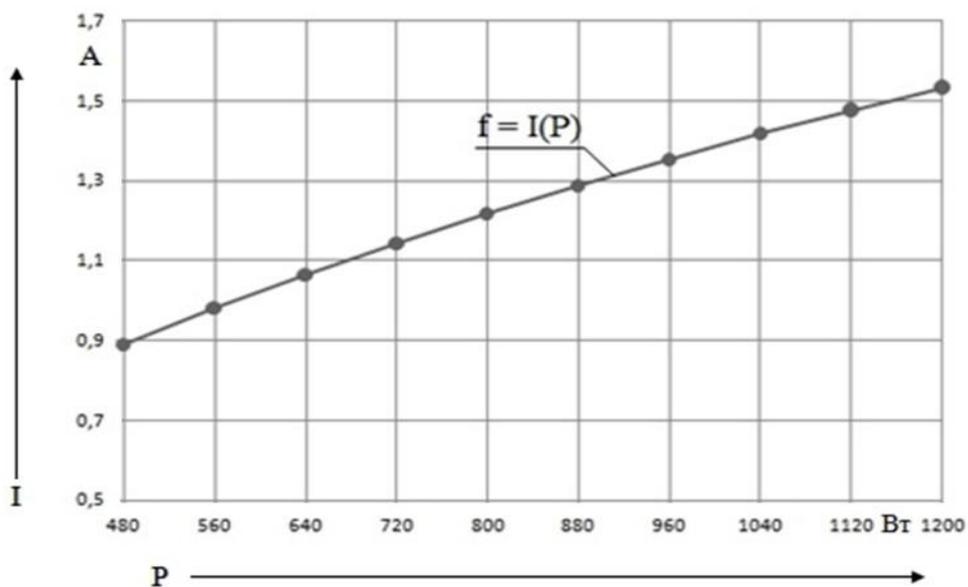


Рисунок 4.11 – График зависимости тока от активной нагрузки $f = I(P)$

В пятом опыте к величине активной мощности, добавляем реактивную нагрузку, рисунок 4.12

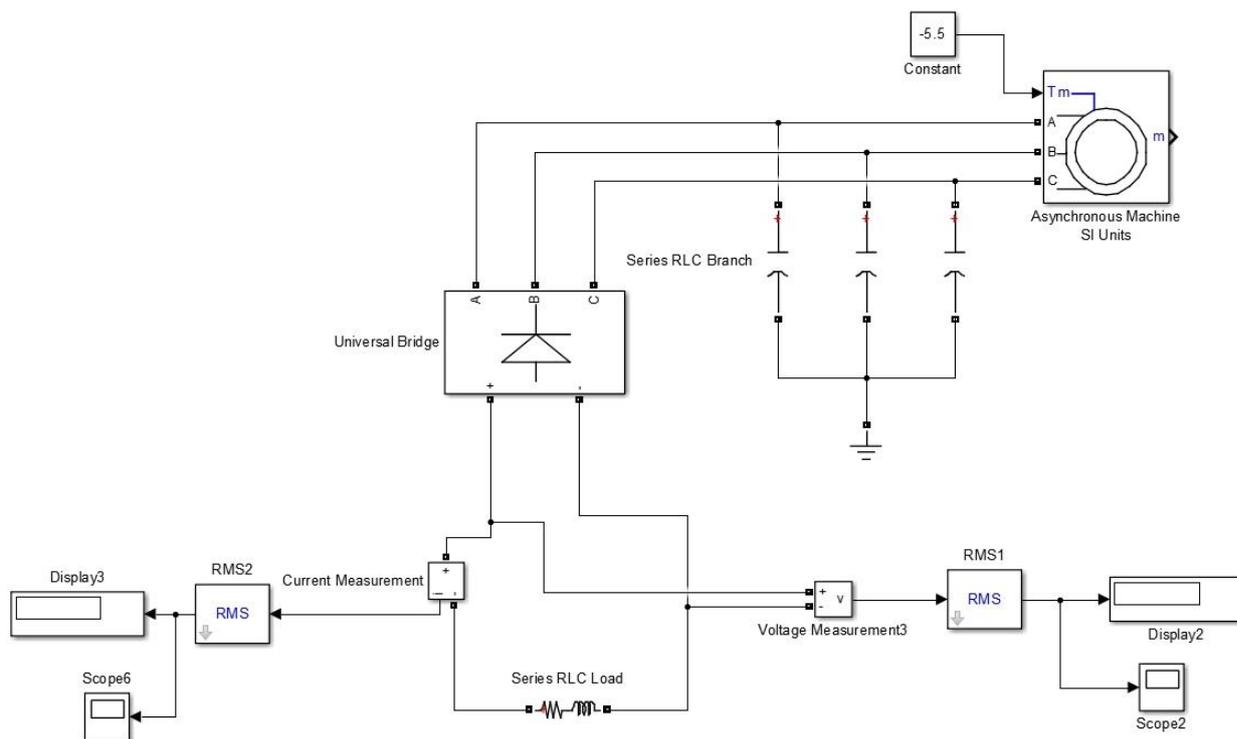


Рисунок 4.12 – Схема модели с добавлением реактивной нагрузки

Результаты заносим в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Значения тока и напряжения на нагрузке с выбранными параметрами активной и реактивной мощности, коэффициента мощности. С постоянным отрицательным моментом на валу асинхронной машины

Активная мощность P, Вт	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Полная мощность S, ВА	Реактивная мощность Q_L , вар	Напряжение U, В	Ток I, А
800	1	800	0	220	1,22
800	0,95	842	262	211	1,29
800	0,8	1000	600	182	1,57
800	0,7	1143	816	160	1,81
800	0,6	1333	1066	138	2,13
800	0,5	1600	1386	114	2,52

На данном этапе модель позволяет проводить расчёты до значения коэффициента мощности не менее $\cos \varphi = 0,5$. Предположительно это может быть связано с работой выпрямителя со стороны нагрузки.

На основании данных, полученных из таблицы 4.3, строим графики функции напряжения и тока от величины коэффициента мощности, рисунок 4.13, 4.14

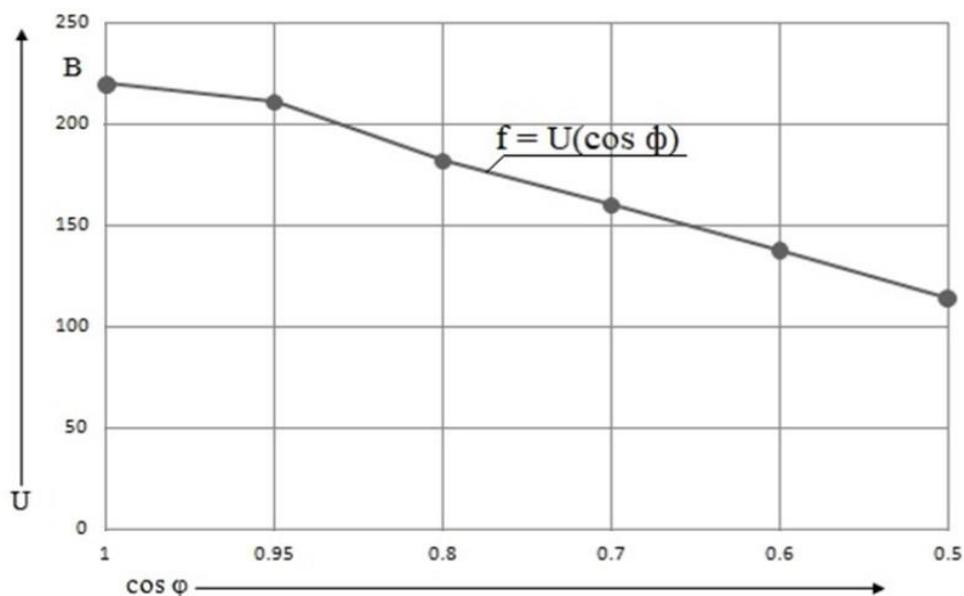


Рисунок 4.13 – График зависимости напряжения от коэффициента мощности $f = U(\cos \varphi)$

Аналогично для графика тока, рисунок 4.14

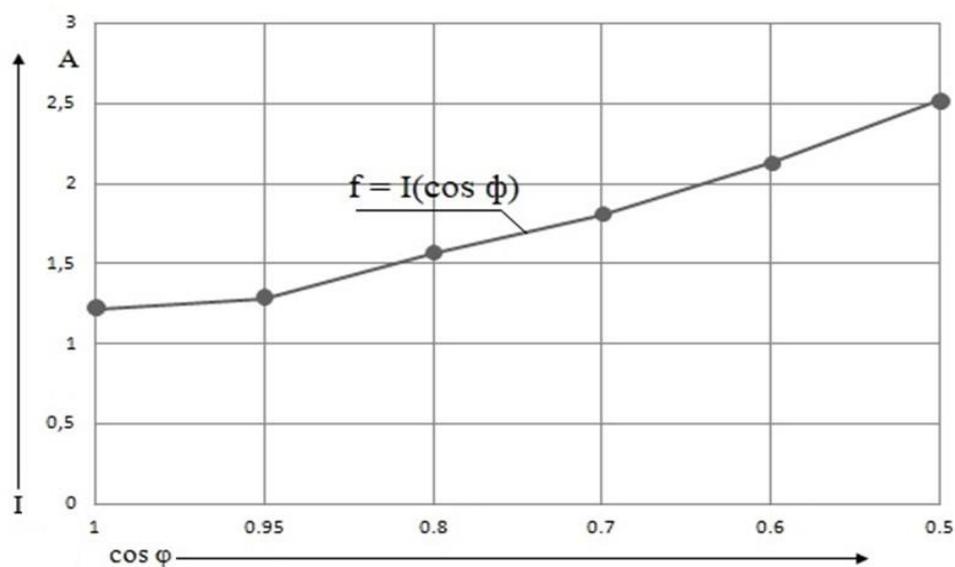


Рисунок 4.14 – График зависимости тока от коэффициента мощности $f = I(\cos \varphi)$

Таблица 4.4 – Значения сопротивлений на нагрузке с выбранными параметрами реактивной мощности. С постоянной величиной активной мощности и момента

Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Реактивная мощность Q_L , вар	Полная мощность S , ВА	Активное сопротивление R , Ом	Реактивное сопротивление X_L , Ом	Полное сопротивление Z , Ом	Напряжение U , В	Ток I , А
1	0	800	180,3	0	180,3	220	1,22
0,95	262	842	155,3	163,5	225,5	211	1,29
0,8	600	1000	92,7	115,9	148,4	182	1,57
0,7	816	1143	61,8	88,3	107,7	160	1,81
0,6	1066	1333	38,8	64,7	75,4	138	2,13
0,5	1386	1600	22,6	45,2	50,5	114	2,52

На основании данных, полученных из таблицы 4.4, строим графики функции напряжения и тока от величины полного сопротивления, рисунок 4.15, 4.16

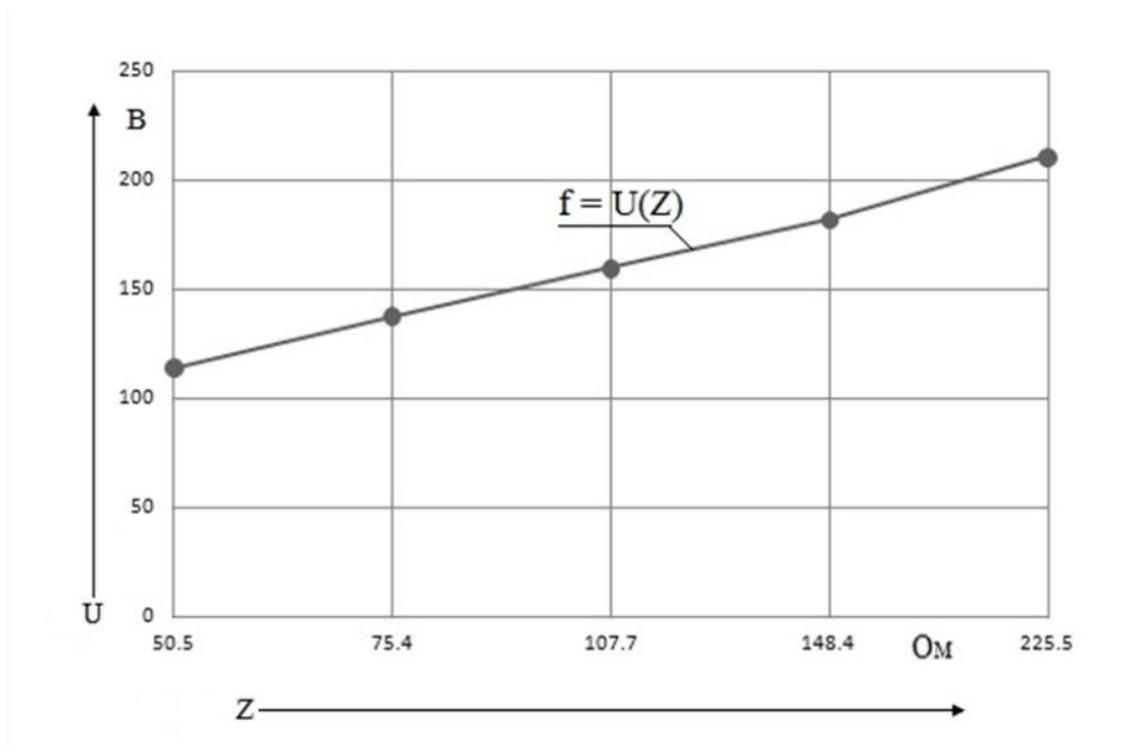


Рисунок 4.15 – График зависимости напряжения от величины полного сопротивления $f = U(Z)$

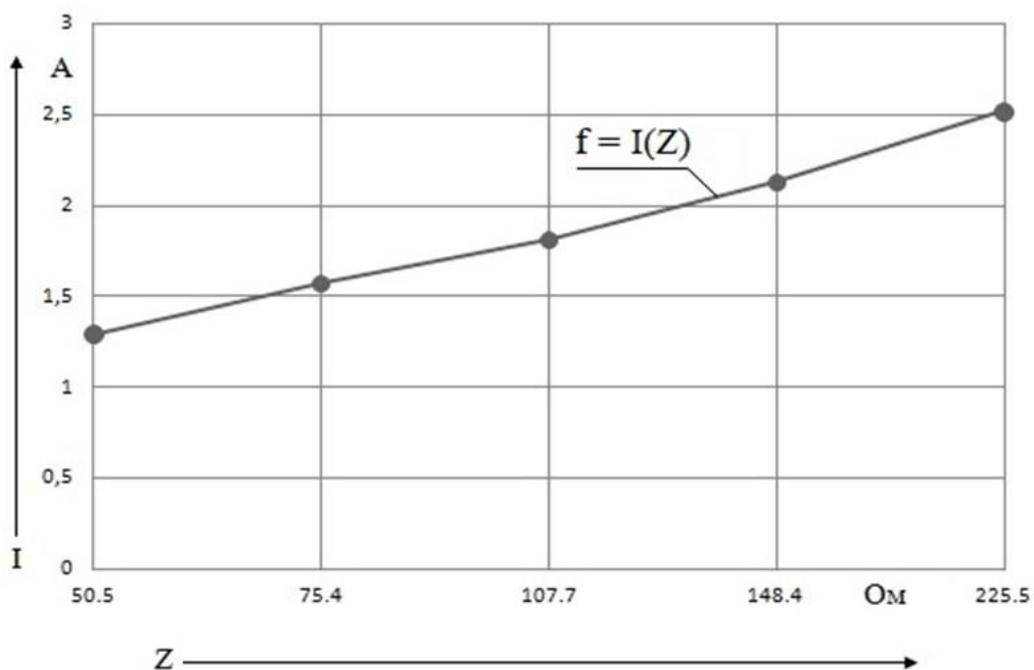


Рисунок 4.16 – График зависимости тока от величины полного сопротивления $f = I(Z)$

В шестом опыте изменяем момент вращения, поданный на асинхронную машину, в диапазоне $\pm 50\%$ от номинального значения

Результаты заносим в таблицу 4.5

Таблица 4.5 – Значения тока и напряжения на нагрузке с выбранным моментом вращения на валу асинхронной машины

Активная мощность P, Вт	Момент вращения	Напряжение U, В	Ток I, А
800	-2,75	140	0,77
800	-3,3	159	0,88
800	-3,85	178	0,98
800	-4,4	192	1,06
800	-4,95	207	1,14
800	-5,5	220	1,22
800	-6,05	232	1,28
800	-6,6	244	1,35
800	-7,15	255	1,41
800	-7,7	266	1,47
800	-8,25	276	1,53

На основании данных, полученных из таблицы 4.5, строим графики функции напряжения и тока от величины момента вращения, рисунок 4.17, 4.18

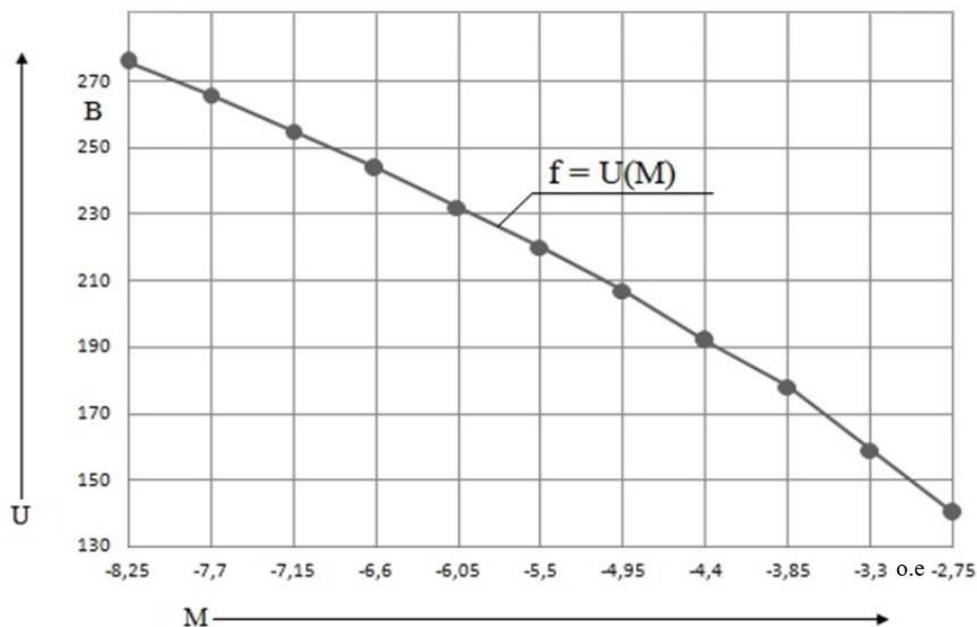


Рисунок 4.17 – График зависимости напряжения от величины момента вращения $f = U(M)$

Аналогично для графика тока, рисунок 4.18

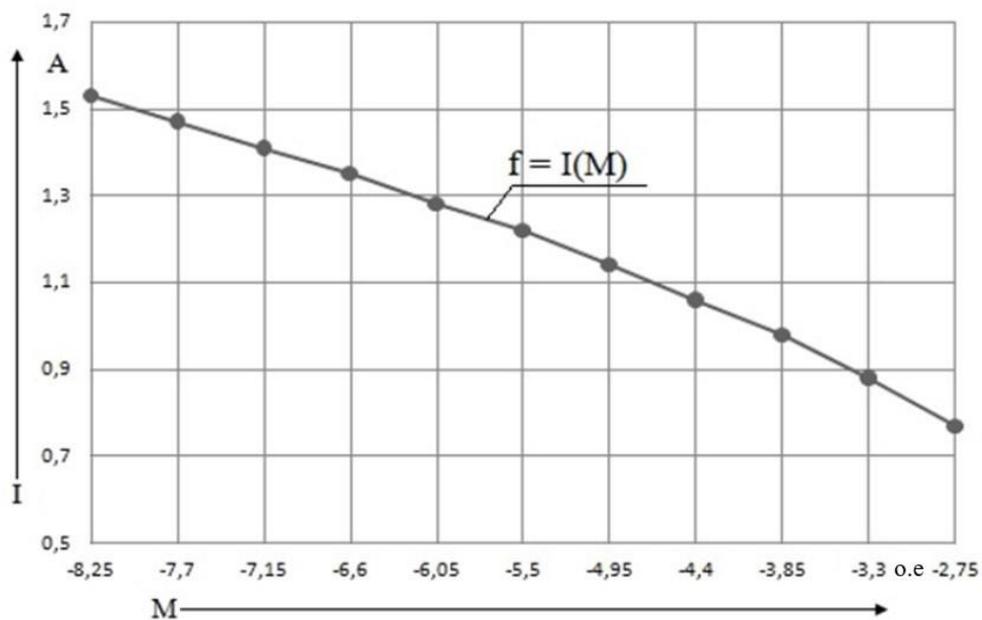


Рисунок 4.18 – График зависимости тока от величины момента вращения $f = I(M)$

Из результатов опытов можно сделать вывод, что данная математическая модель работает, и может служить для исследования автономной системы электроснабжения на базе асинхронного генератора. В том числе модель позволяет исследовать выходные электрические параметры генератора, преобразователя, переменных входящих в состав модели.

Процессы моделирования показали, что выходные параметры напряжения и тока на нагрузке регулируются. Изменяя в модели различные параметры активной и реактивной мощности, момента, полного сопротивления можно добиться желаемого результата и построить графики зависимости этих величин.

При увеличении активной мощности – действующее напряжение на нагрузке уменьшается, а ток возрастает. Аналогичная ситуация при добавлении реактивной мощности и уменьшении полного сопротивления цепи. Увеличивая отрицательный момент вращения – напряжение и ток возрастают. Так же, данная модель может быть улучшена путем добавления блоков регулирования напряжения и частоты.

4.6 Математическая модель инвертора

В модели асинхронной машины были проведены эксперименты по замене способа её возбуждения. На место конденсаторов в качестве источника реактивной мощности можно использовать полупроводниковый преобразователь – инвертор. [25]

Инвертор служит устройством для преобразования постоянного тока в переменный ток, с изменением величины его напряжения. Обычно представляет собой генератор периодического напряжения, по форме приближённого к синусоиде, или дискретного сигнала.

Как и любое другое силовое устройство, инвертор должен иметь высокий КПД, высокую надежность и приемлемые массогабаритные характеристики. Кроме того, должен иметь допустимый уровень высших гармонических составляющих в кривой выходного напряжения (допустимое

значение коэффициентов гармоник) и не создавать при работе недопустимый для других потребителей уровень пульсации на зажимах источника энергии.

В системах чистого измерения Grid-tie инвертор используется для подачи энергии от солнечных батарей, ветрогенераторов, гидроэлектростанций и других источников зелёной энергии в общую электрическую сеть.

Ниже приведены схемы моделей инверторов, выполненных в программе Matlab R2014a/Simulink, представлены на рисунках 4.19, 4.20

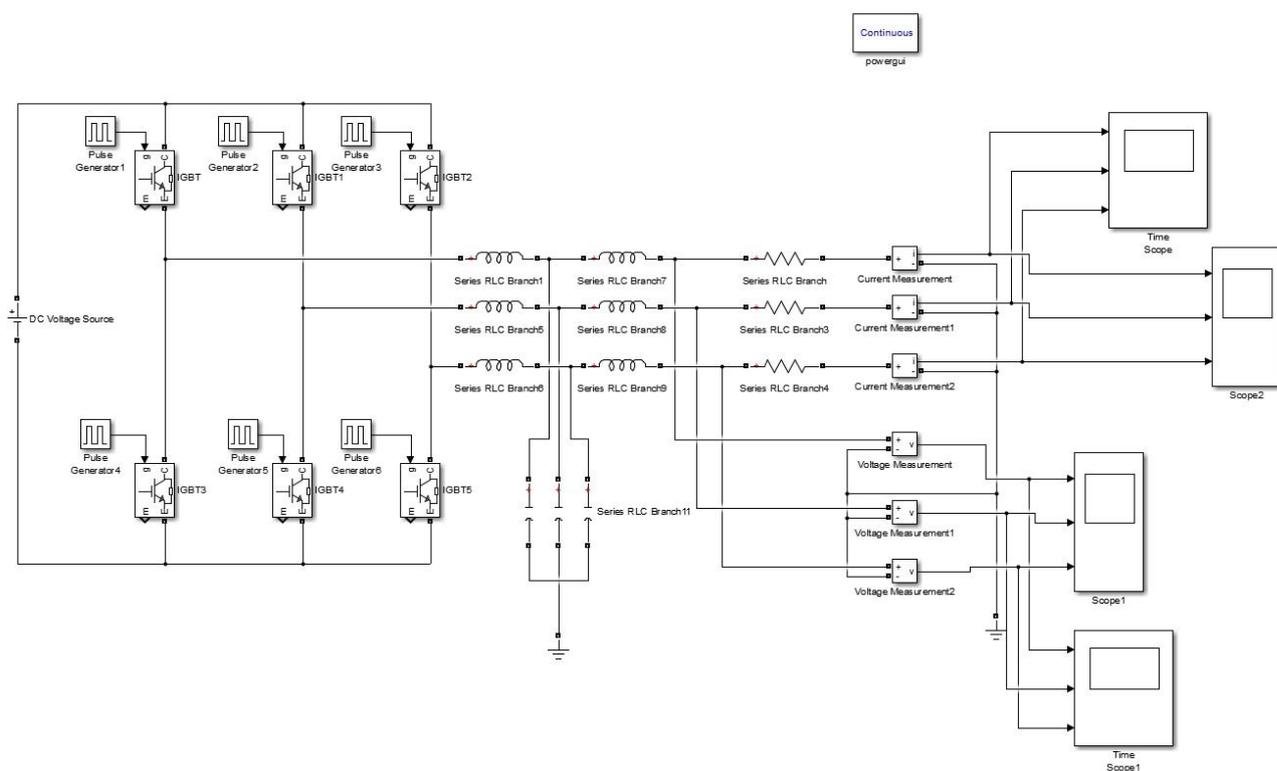


Рисунок 4.19 – Схема модели трёхфазного инвертора с фильтром

Трёхфазный инвертор с широтно-импульсной модуляцией представлен на рисунке 4.20

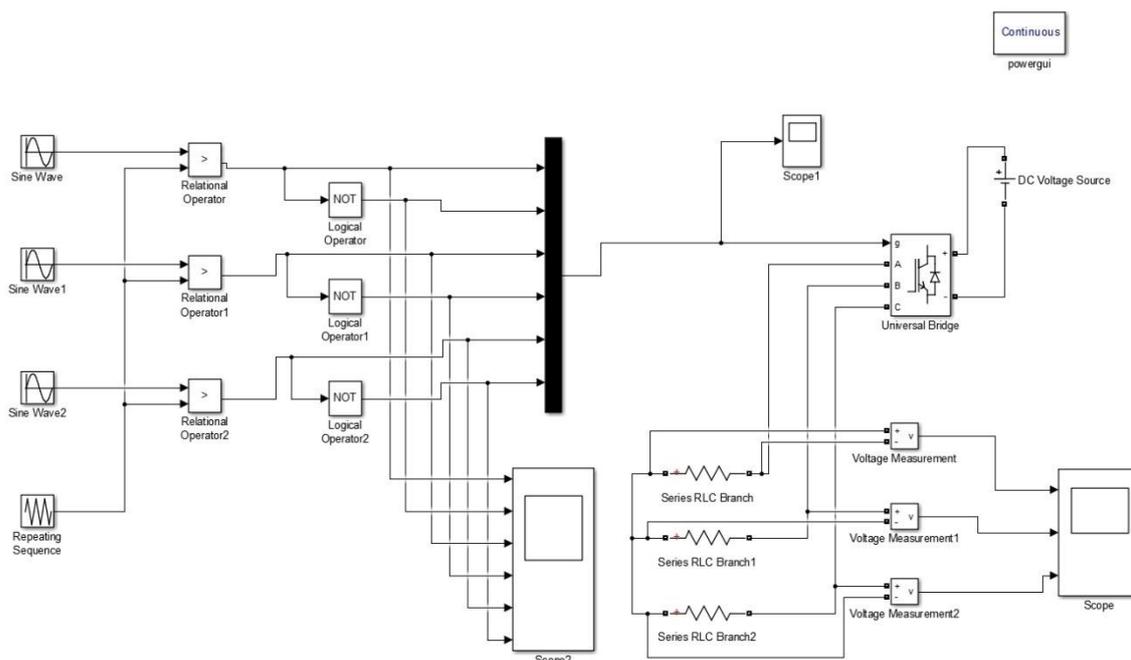


Рисунок 4.20 – Схема модели трёхфазного инвертора с ШИМ

Данные модели работают в нужном диапазоне и могут послужить для их дальнейшего интегрирования в систему. Рассмотрим более подробно первый вариант трехфазного инвертора с фильтром, рисунок 4.19

Параметры блоков: [21, 25]

➤ [DC Voltage Source (Идеальный источник постоянного напряжения)]

Блок вырабатывает постоянное по уровню напряжение.

Amplitude (Амплитуда (В)): [200].

➤ [Pulse Generator (Источник импульсного сигнала)]

Блок формирует прямоугольный импульс.

Pulse Type – Способ формирования сигнала. Может принимать два значения:

Time based – По текущему времени.

Sample based – По величине модельного времени и количеству расчетных шагов.

Amplitude (Амплитуда): [1];

Period (Период (с)): [.02];

Задается в секундах для Time-based Pulse Type или в шагах модельного времени для Sample-based Pulse Type.

Pulse width (Ширина импульсов (% от периода)): [50];

Задается в % по отношению к периоду для Time-based Pulse Type или в шагах модельного времени для Sample-based Pulse Type.

Phase delay (Фазовая задержка (с)):

Блок 1: [0]; Блок 2: [(120/360)·.02]; Блок 3: [(240/360)·.02];

Блок 4: [(180/360)·.02]; Блок 5: [(300/360)·.02]; Блок 6: [(60/360)·.02].

Задается в секундах для Time-based Pulse Type или в шагах модельного времени для Sample-based Pulse Type.

➤ [IGBT (Биполярный IGBT транзистор)]

Моделирует биполярный транзистор с изолированным затвором.

Resistance Ron (Сопротивление во включенном состоянии (Ом)): [0,001];

Inductance Lon (Индуктивность во включенном состоянии (Гн)): [0];

Forward voltage Vf (Падение напряжения в прямом направлении (В)): [1];

Current 10% fall time Tf (Время спада тока до уровня 0.1 от тока в момент выключения (с)): [1e-6];

Current tail time Tt (Время затягивания (с)): [2e-6];

Время, за которое ток уменьшится до нуля от уровня 0.1 тока в момент выключения.

Initial current Ic (Начальное значение тока (А)): [0];

При значении параметра равном нулю моделирование начинается при закрытом состоянии прибора. Если параметр задан положительным значением, то моделирование будет начато при открытом состоянии прибора.

Snubber resistance Rs (Сопротивление демпфирующей цепи (Ом)): [1e5];

Snubber capacitance Cs (Емкость демпфирующей цепи (Ф)): [inf];

На выходном порту блока обозначенном m, формируется векторный Simulink–сигнал из двух элементов. Первый элемент – ток коллектор-эмиттер транзистора, второй – напряжение коллектор-эмиттер транзистора.

➤ **[Series RLC Branch (Последовательная RLC-цепь)]**

Блок моделирует последовательное включение сопротивлений. В модели используются все три типа сопротивлений в каждом отдельном блоке.

Resistance R (Сопротивление (Ом)): [10];

Inductance L (Индуктивность (Гн)): [0,08], [0,06];

Capacitance C (Емкость (Ф)): [50e-6].

➤ **[Voltage Measurement (Вольтметр)]**

Блок выполняет измерение мгновенного значения напряжения между двумя узлами схемы.

➤ **[Current Measurement (Амперметр)]**

Блок выполняет измерение мгновенного значения тока, протекающего через соединительную линию (провод).

➤ **[Scope (Осциллограф)]**

Блок строит графики исследуемых сигналов в функции времени. Позволяет наблюдать за изменениями сигналов в процессе моделирования.

➤ **[Time Scope (Временной Осциллограф)]**

Блок отображает сигналы во временной области.

Ниже приведены показания осциллографов:

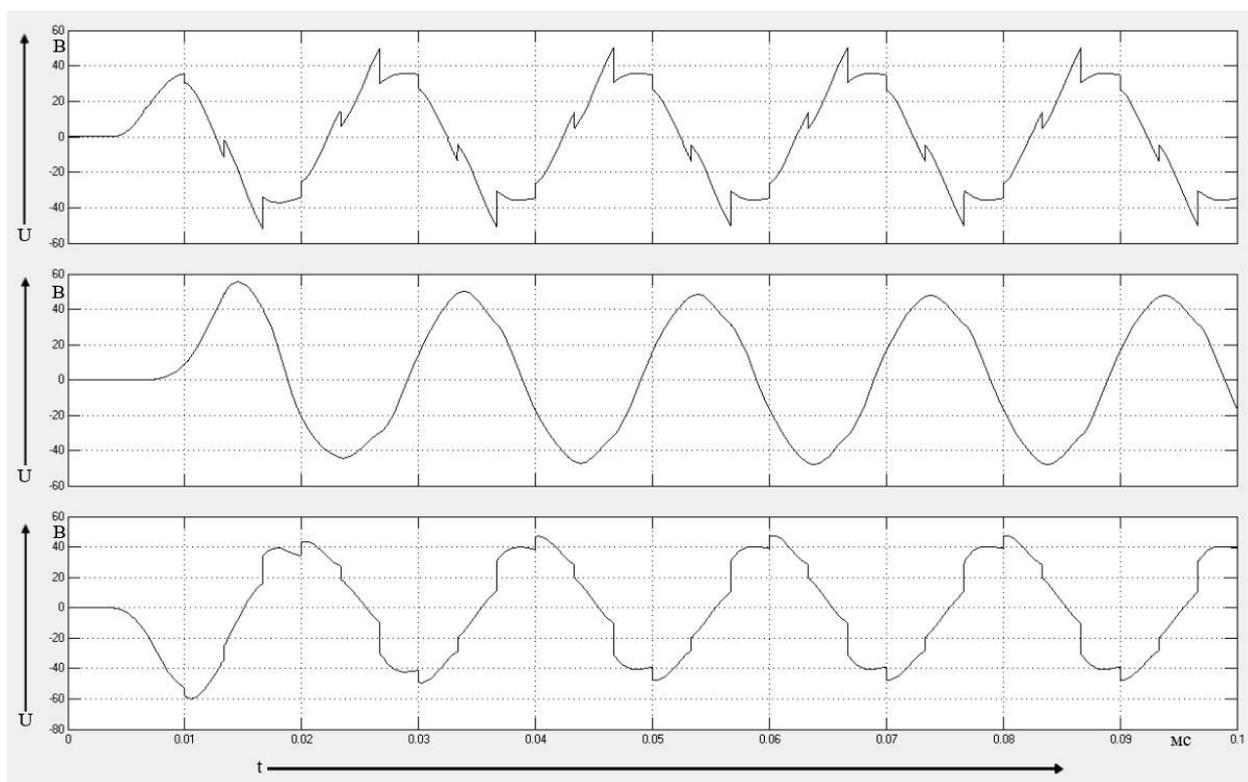


Рисунок 4.21 – Осциллограммы зависимостей амплитуд трёх фаз напряжений от времени

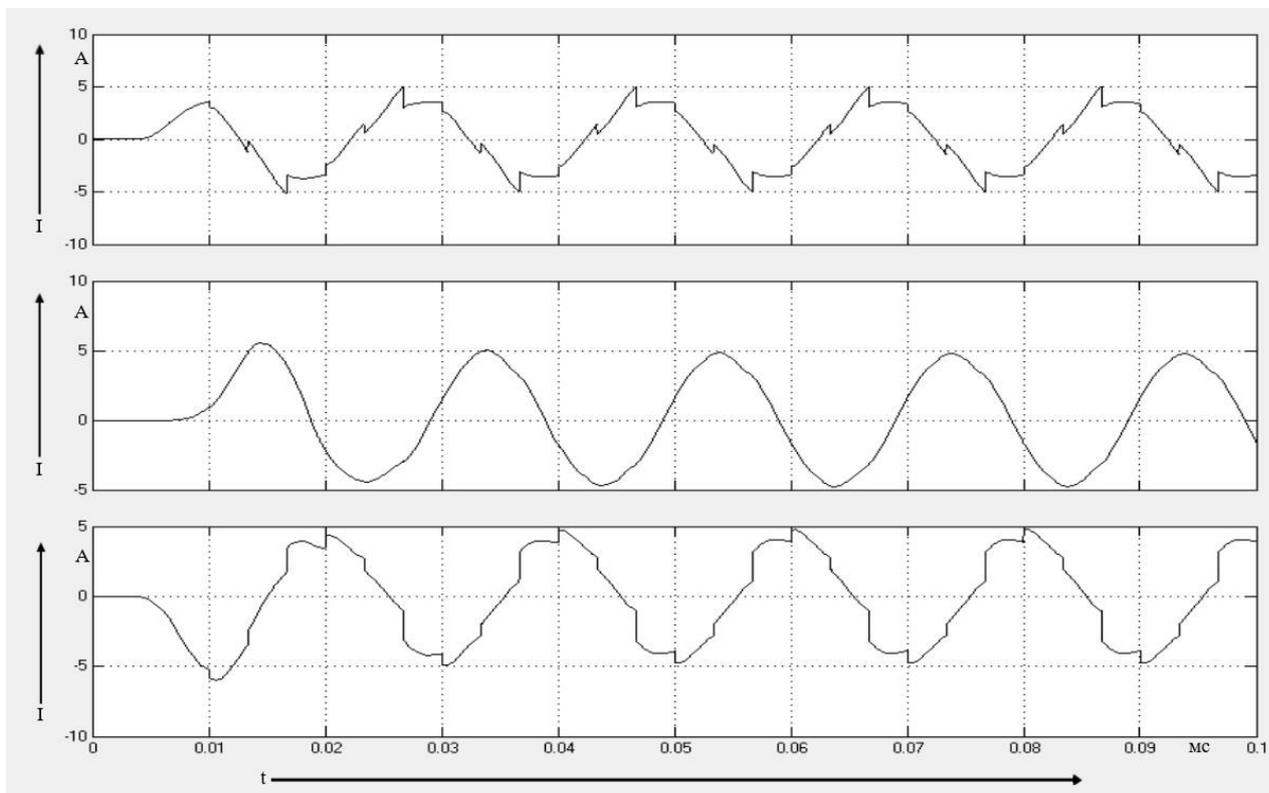


Рисунок 4.22 – Осциллограммы зависимостей амплитуд трёх фаз токов от времени

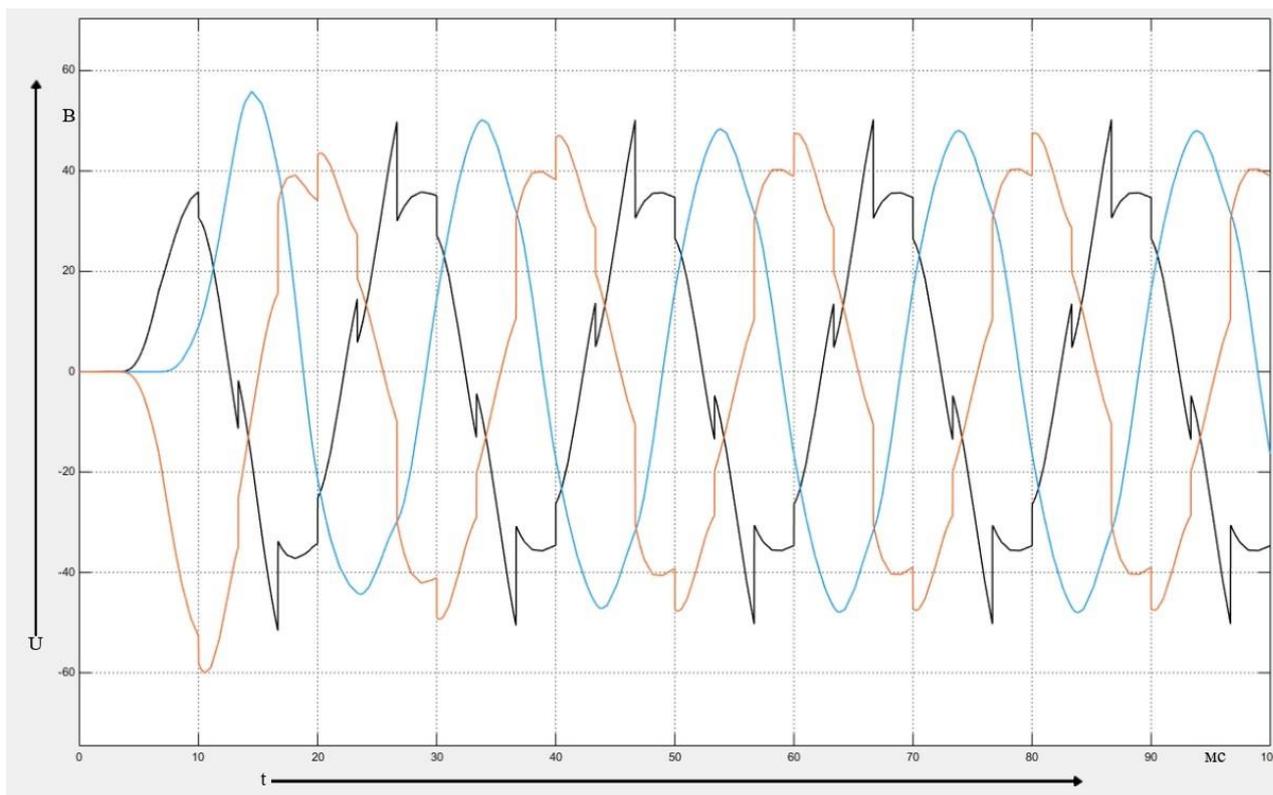


Рисунок 4.23 – Сигналы временной осциллограммы зависимости амплитуд трёх фаз напряжений от времени

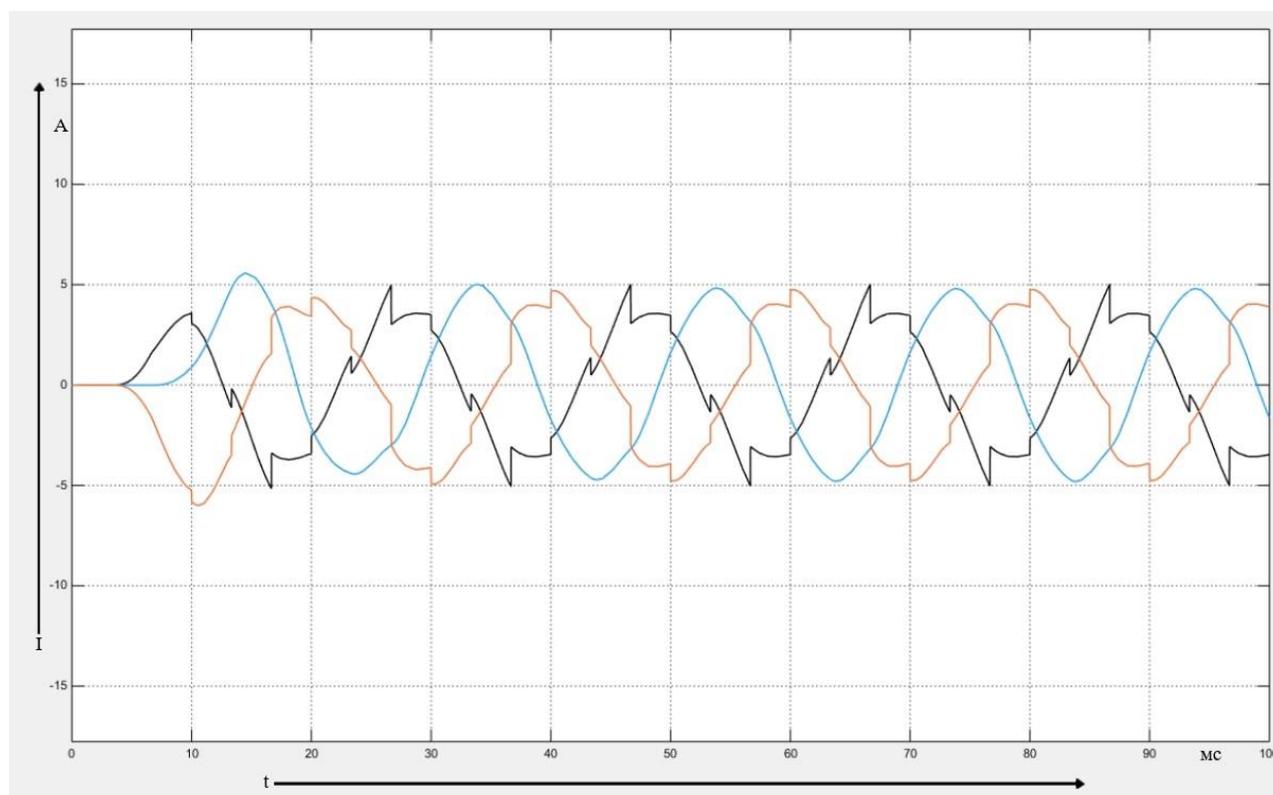


Рисунок 4.24 – Сигналы временной осциллограммы зависимости амплитуд трёх фаз тока от времени

Изменяя значения угла управления [Phase Delay] на 10 электрических градусов каждого из блоков [Pulse Generator] в диапазоне от 0 до 60, замеряем значения напряжения и тока на одной фазе и строим графики этих зависимостей. Для точности используется блок [RMS] что бы показать действующее значение.

Результаты заносим в таблицу 4.6

Таблица 4.6 – Значения действующих амплитуд токов и напряжений на одной фазе с выбранными значениями угла управления

Угол управления α , эл.град	Напряжение U, В	Ток I, А
0	29,72	2,972
10	29,09	2,909
20	28,37	2,837
30	27,64	2,764
40	27	2,7
50	26,52	2,652
60	26,26	2,626

На основании данных, полученных из таблицы 4.6, строим графики функции напряжения и тока от величины угла управления.

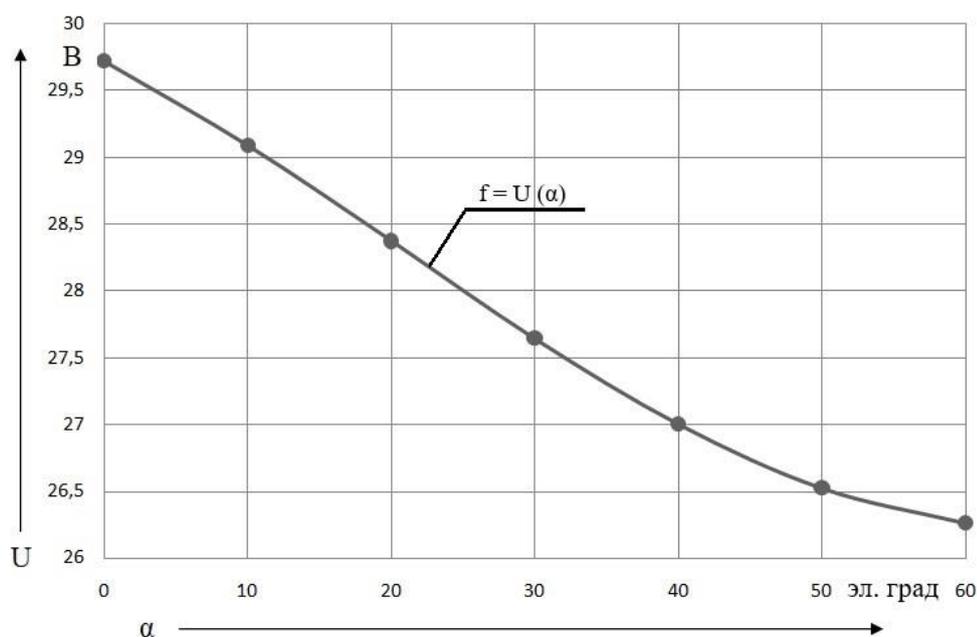


Рисунок 4.25 – График зависимости амплитуд напряжения от величины угла управления $f = U(\alpha)$

Аналогично для графика тока, рисунок 4.26

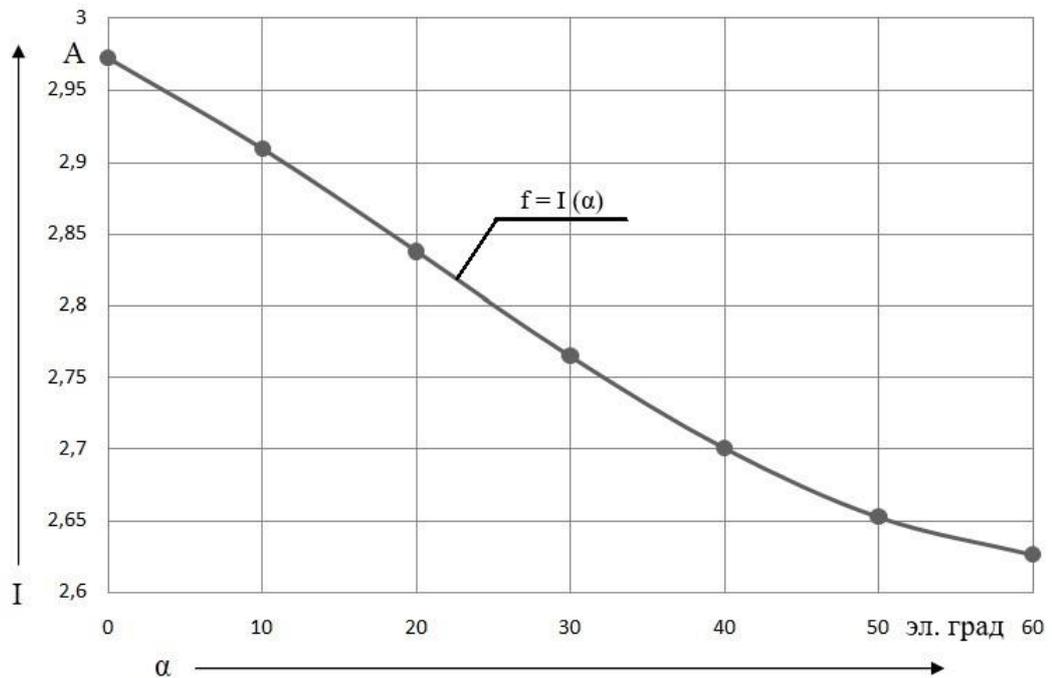


Рисунок 4.26 – График зависимости амплитуд тока от величины угла управления $f = I(\alpha)$

Результаты моделирования показывают, что математическая модель инвертора работает, и может послужить для замены конденсаторного способа возбуждения автономной системы электроснабжения на базе асинхронного генератора, путем добавления блоков модели инвертора в подсистему.

5 Экономический расчет

Для того, что бы определить – какая экономическая выгода и срок окупаемости микроГЭС, необходимо сложить все предполагаемые расходы на разработку, строительство и обслуживание микроГЭС в течение предполагаемого срока службы оборудования. Затем можно сравнить этот показатель стоимости электроснабжения со стоимостью электроэнергии от других альтернативных источников, в качестве сравнения выбрана дизельная электростанция.

Какими бы ни были большими первоначальные затраты на микроГЭС, как правило, стоимость обслуживания её незначительна, а время использования велико.

В первую очередь определим количество мощности, которая микроГЭС будет вырабатывать по минимуму.

Т.к расход воды в водотоке составляет $0,127 \text{ м}^3/\text{с}$, КПД предварительно $0,8$, а напор равен 5 метрам, то мощность равна, Вт:

$$N = 9810 \cdot Q \cdot H \cdot \eta,$$

$$N = 9810 \cdot 0,127 \cdot 5 \cdot 0,8 \approx 5000.$$

Допустим, что микроГЭС производит 5 кВт/ч 24 часа в сутки, 365 дней в году. Соответственно, за сутки ее производительность W составит 120 кВт/ч , за месяц – $3,6 \text{ МВт/ч}$, а за год – $43,8 \text{ МВт/ч}$.

5.1 Расчет стоимости установки

Готовая установка микроГЭС состоит:

1. Асинхронной машины серии АИРМ132М8 работающей в генераторном режиме, цена которой составляет $22\,300 \text{ р.}$

2. Осевая поворотно-лопастная (пропеллерная) гидротурбина типа Каплан с системой трубопровода – $12\,000 \text{ р.}$

3. Система конденсаторного возбуждения: на каждую фазу пусковой и рабочий конденсатор СВВ65 на 75мФ – $6 \cdot 373 = 2\,238 \text{ р.}$

4. Выпрямитель (диодный) стоимостью – $8\,524 \text{ р.}$

5. Инвертор стоимостью – 80 000 р.

6. Свинцово–кислотная аккумуляторная

батарея Delta GX 12–200 – 30 000 р.

Итого: Полная комплектация установки микроГЭС составила 155 000 р.

Таблица 5.1 – Расчет материальных затрат

Основные элементы установки	Материал / Марка	Масса, кг	Цена, р/кг	Стоимость, р.
Магнитопровод	Сталь электротехническая 2013 0,5 мм	35	306	10 710
Обмотка статора АГ	Провод ПЭТМ-155 диаметр с изоляцией 0,915	15	626	9 390
Обмотка ротора АГ	Алюминий	5	100	500
Корпус	СЧ 21-20	20	70	1 400
Вал	Сталь 45 Диаметр 38 мм	7	34	238
Гидротурбина	Сталь			12 000
Конденсаторы	СВВ65			2 238
Выпрямитель				8 524
Инвертор				80 000
Аккумулятор				30 000
Итого				155 000

Полная стоимость комплектного гидросилового оборудования, р.: [26]

$$K_{уст} = 155\ 000.$$

Стоимость проектных работ по определению места установки станции на местности практически не связана с ее мощностью и может приниматься постоянной, зависящей только от МРОТ, р:

$$K_{пр} = 50 \text{ МРОТ},$$

$$K_{пр} = 50 \cdot 11\ 163 = 558\ 150 .$$

где МРОТ = 11 163 (с 1 мая 2018 г.) – минимальный размер оплаты труда, р.

Стоимость строительных и монтажных работ по установке станции на местности ($K_{стр}$) определяется в зависимости от полной установленной мощности микроГЭС и среднего уклона реки (ΔH). Для этого в расчетах применяются следующие коэффициенты:

где $K_p = 0,05$ – коэффициент затрат на установку станции, в расчетах принимается постоянным;

K_H – коэффициент, учитывающий изменение затрат на установку станции в зависимости от среднего уклона русла реки.

Значительный разброс в значениях коэффициента, объясняется пропорциональным уменьшением длины и диаметра напорного трубопровода и, соответственно, затрат на его монтаж с увеличением напора. В данной работе средний уклон реки ΔH принят равным 3 – 7 м/км, $K_H = 0,8$.

После определения поправочных коэффициентов, стоимость строительных и монтажных работ по установке станции определяется из выражения, р:

$$K_{стр} = K_p \cdot K_H \cdot K_{уст} ,$$

$$K_{стр} = 0,05 \cdot 0,8 \cdot 155\,000 = 6\,200 .$$

Суммарные капитальные затраты составляют, р.:

$$K_{м.гэс \Sigma} = K_{уст} + K_{пр} + K_{стр} ,$$

$$K_{м.гэс \Sigma} = 155\,000 + 558\,150 + 6\,200 = 719\,350 .$$

Так как современные конструкции микроГЭС обеспечивают полностью автоматизированный режим работы, то годовые расходы на эксплуатацию станции сводятся к периодической ревизии и чистке водозаборного устройства и смазке механических вращающихся частей установки.

При этом величина расходов на обслуживание станции практически не зависит от её мощности и конструктивного исполнения.

В связи с этим величина расходов на обслуживание микроГЭС принимается постоянной, зависящей от МРОТ, р.:

$$C_{обсл} = 36 \text{ МРОТ} ,$$

$$C_{обсл} = 36 \cdot 11\,163 = 401\,868 .$$

Величина затрат на ремонт определяется в зависимости от стоимости комплектной установки и стоимости строительных и монтажных работ по установке станции, р.:

$$C_{\text{рем}} = K_{\text{рем}} \cdot (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}),$$

$$C_{\text{рем}} = 0,2 \cdot (155\,000 + 6\,200) = 32\,240.$$

где $K_{\text{рем}} = 0,2$ – коэффициент затрат на ремонт.

Суммарные эксплуатационные затраты составляют, р.:

$$C_{\text{м.гэс } \Sigma} = C_{\text{обсл}} + C_{\text{рем}},$$

$$C_{\text{м.гэс } \Sigma} = 401\,868 + 32\,240 = 434\,108.$$

Установленная мощность станции должна обеспечивать выработку энергии, необходимой в течение суток. С целью оптимизации энергетического баланса автономной системы электроснабжения предполагается использовать свинцово–кислотные аккумуляторные батареи, для запасания энергии в часы минимума потребляемой мощности и её расходования в остальные часы суток.

В качестве аккумуляторных батарей выбираются аккумуляторы с емкостью 200 А·ч, напряжением 12 В.

Себестоимость микроГЭС за год составляет, р.:

$$S_{\text{м.гэс}} = K_{\text{м.гэс } \Sigma} + C_{\text{м.гэс } \Sigma},$$

$$S_{\text{м.гэс}} = 719\,350 + 434\,108 = 1\,153\,458.$$

5.2 Расчет стоимости дизельного генератора

Для сравнения срока окупаемости микроГЭС возьмём трёхфазный дизельный генератор российского производства мощностью 5кВт.

Технические характеристики генератора DFB5500S–3:

Номинальная мощность, кВт: $P = 5$;

Максимальная мощность, кВт: $P = 5,5$;

Количество оборотов, об/мин: $n = 3000$;

Номинальное напряжение, В: $U = 220/380$;

Частота питающей сети, Гц: $f = 50$;

Двигатель UD186 – четырехтактного типа;

Тип запуска – электростартер;

Топливо – дизель;

Объем топливного бака, л: 11,5;

Расход топлива при номинальной мощности, л/час: 1,8;

Цена дизельного генератора составляет, р.: 46000.

Средняя цена за дизельное топливо в нашем регионе на первое полугодие 2018 года составляет: 43 рубля за литр. Предположительно за 24 рабочих часа дизельный генератор расходует при номинальной мощности 43,2 литра топлива, что равняется 1858 р. За месяц 55 740 р., за год 668 880 р.

Суммарные капитальные затраты составляют, р.:

$$K_{\text{диз}\Sigma} = K_{\text{уст}},$$

$$K_{\text{диз}\Sigma} = 46\ 000.$$

где $K_{\text{уст}} = 46\ 000$ – цена дизель генератора, р.

Величина расходов на обслуживание в год рассчитывается индивидуально и определяется в зависимости от замены масла, фильтров, свечей зажигания, зарплаты персоналу и пр. Поэтому прикинем годовые расходы на обслуживание генератора до 10кВт, р.:

$$C_{\text{обсл}} = C_{\text{обсл.мес}} \cdot 12,$$

$$C_{\text{обсл}} = 20\ 000 \cdot 12 = 240\ 000.$$

где $C_{\text{обсл.мес}} = 20\ 000$ – средняя цена обслуживания дизель генератора до 10 кВт в месяц, р.

Суммарные эксплуатационные затраты составляют, р.:

$$C_{\text{диз}\Sigma} = C_{\text{топ}} + C_{\text{обсл}},$$

$$C_{\text{диз}\Sigma} = 747\ 720 + 240\ 000 = 987\ 720.$$

где $C_{\text{топ}} = 747\ 720$ – годовые затраты на дизельное топливо (цена с доставкой), р.

Себестоимость дизельной электростанции за год составляет, р.:

$$S_{\text{диз}} = K_{\text{диз}\Sigma} + C_{\text{диз}\Sigma},$$

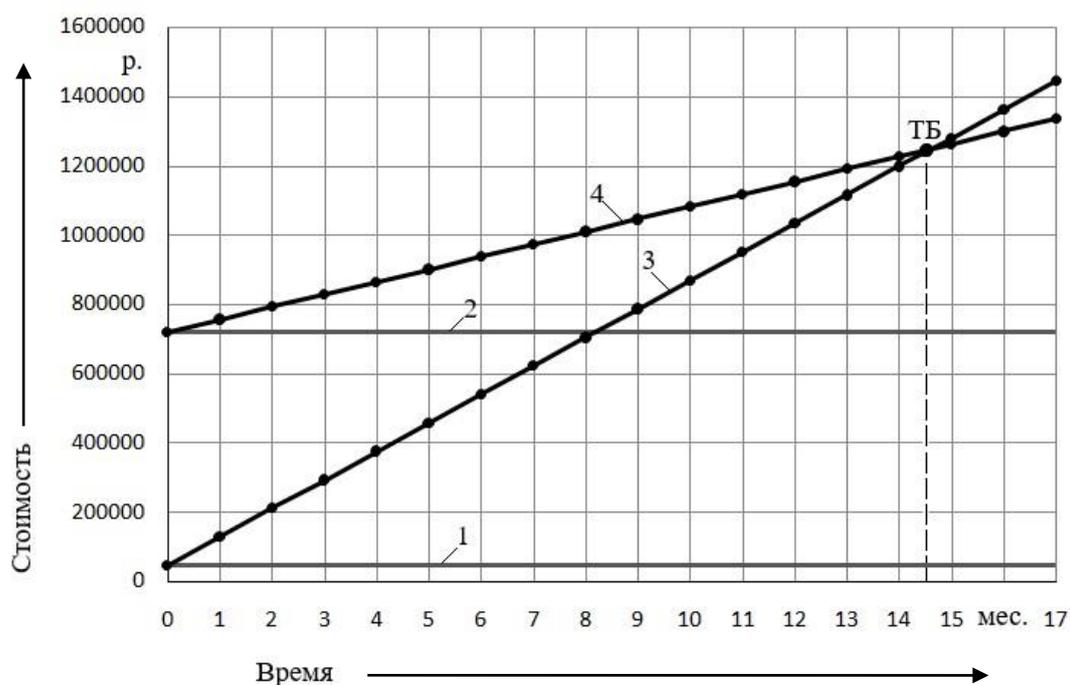
$$S_{\text{диз}} = 46\ 000 + 987\ 720 = 1\ 033\ 720.$$

Для определения срока окупаемости установки микроГЭС составим таблицу и построим график зависимости общей стоимости от времени эксплуатации.

Таблица 5.2 – Расчет себестоимостей микроГЭС и дизельного генератора

Тип затрат	Стоимость, Р.	
	МикроГЭС	Дизельный генератор
Суммарные капитальные затраты	719 350	46 000
Суммарные эксплуатационные затраты в год	434 108	987 720
Себестоимость за год	1 153 458	1 033 720

Из полученных данных таблицы 5.2 строим график срока окупаемости микроГЭС, рисунок 5.



ТБ – точка безубыточности;

1 – суммарные капитальные затраты на ДЭС;

2 – суммарные капитальные затраты микроГЭС;

3 – полные затраты на ДЭС; 4 – полные затраты на микроГЭС.

Рисунок 5.1 – График срока окупаемости микроГЭС

С помощью экономического расчета определена полная себестоимость установки, она составила 1 153 458 рублей, и срок окупаемости, взяв для сравнения дизельный генератор. Он составил 14,5 месяцев.

Заключение

В заключение своего исследования подведем итоги и сделаем краткие выводы: использование возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) является высокоперспективным направлением развития человечества, которое имеет массу достоинств. Особенно важно, что такие способы получения электроэнергии экологичны и не расходуют топливные ресурсы планеты, а недостатки, снижающие их использование – каждый год исчезают благодаря новым инновациям в производстве для повсеместного использования в качестве не только резервных, но и основных источников энергии.

Вторая глава посвящена истории развития гидроэнергетики в России и мире, создание первых мини и микроГЭС, перспективы их использования, разновидности изобретений создателей. А так же проведен патентный поиск на развитие изобретений связанных с микроГЭС. Проведенный анализ данных патентов дал понять, в каком направлении развивается малая гидроэнергетика.

Именно микроГЭС является ранним видом ГЭС в истории развития гидроэнергетики. МикроГЭС была прообразом крупных гидроэлектростанций, и зачастую играла роль для моделей крупных гидротурбин.

В третьей главе были проанализированы различные типы гидротурбин, выявлены их плюсы и минусы для использования в среде микроГЭС. Представлены все основные методы стабилизации выходных параметров системы.

Для рукавной напорной микроГЭС подобрана осевая поворотно-лопастная пропеллерная гидротурбина, рассчитаны её параметры и характеристики. Произведён расчёт асинхронной машины на 5 киловатт, работающей в генераторном режиме.

Четвертая глава содержит разработку математической модели, созданная модель послужила для исследования автономной системы электроснабжения на базе асинхронного генератора, позволила визуально исследовать выходные электрические параметры генератора, преобразователя, переменных входящих в состав модели.

Изменяя в модели различные параметры активной и реактивной мощности, момента, полного сопротивления – добились желаемого результата и построили графики зависимости напряжения и тока от этих величин.

В дополнении к основной модели были проведены эксперименты по замене конденсаторного способа возбуждения асинхронной машины путем добавления в схему инвертора. Приведены две модели инвертора, которые могут послужить для их дальнейшего интегрирования в систему. Показаны основные показания осциллографов и проведен опыт по изменению значения угла управления, с графическим анализом.

В пятой главе экономически обоснована целесообразность использования напорной микроГЭС в качестве альтернативного источника электроэнергии относительно дизельной электростанции.

Срок окупаемости напорной микроГЭС довольно быстр, меньше чем за 15 месяцев данная установка окупает свои суммарные вложения и приносит экономию, что должно позитивно сказываться на перспективе использования возобновляемых источников энергии, учитывая быстрый срок окупаемости и несение меньших затрат связанных с горюче-смазочными материалами.

Чего не скажешь о дизельных установках. Затраты на дизельное топливо с каждым годом увеличиваются, что должно подталкивать людей использовать другие источники автономной электроэнергии.

Список использованных источников

- 1 Лукутин, Б. В. Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие / Б. В. Лукутин. – Томск: ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», 2008. – 187 с.
- 2 Давыдова, А. Солнце, ветер и волны. Есть ли будущее у возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке [Электронный ресурс] / А. Давыдова, С.Мудрый. Дата обновления: 06.07.2016. URL: <https://dv.land/economics/solnce-veter-volny> (дата обращения: 29.02.2018)
- 3 Возобновляемая энергия / Материал из Википедии – свободной энциклопедии [Электронный ресурс]: URL: https://ru.wikipedia.org/w/index.php?title=Возобновляемая_энергия&stable=0. (дата обращения: 17.09.2017).
- 4 МикроГЭС – электроэнергия от водного протока [Электронный ресурс]: Domastroim.SU [2008 –2018]. URL: http://www.domastroim.su/articles/electro/electro_1464.html (дата обращения: 21.10.2017).
- 5 Обухов, С. Г. Микрогидроэлектростанции: курс лекций к магистерской программе «Возобновляемые источники энергии» / С. Г. Обухов. – Томск: ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», 2009. – 63 с.
- 6 Пат. 1462019 А1 СССР, МПК⁷ F 03 В 13/00. Гидроэнергетический агрегат / Б. А. Ботбаев, В. А. Витовский, В. Р. Шеленберг ; заявитель и патентообладатель Киргизский науч.-исслед. отдел энергетики. – № 4192895/25-06; заявл. 09.02.87 ; опубл. 28.02.89. Бюл. № 8. – 3 с.: ил.
- 7 Пат. 1664962 А1 СССР, МПК⁷ E 02 В9/06. Напорный водовод малой ГЭС / Н. А. Ходанков, В. В. Афанасьев, А. Ж. Боданов, К. П. Аширалиев. ; заявитель и патентообладатель Джамбулский гидромелиоративно-строительный институт. – № 4655646/15; заявл. 27.02.89; опубл. 23.07.91. Бюл. № 27. – 2 с.: ил

8 Пат. 1803598 А1 СССР, МПК⁷ F 03 В 17/06. Бесплотинная ГЭС/ С. Р. Расулов, А. Ф. Ширинский.; заявитель и патентообладатель Таджикский научно-исследовательский отдел энергетики. – № 4767690/29; заявл. 11.12.89; опубл. 23.03.93. Бюл. № 11. – 5 с.: ил.

9 Пат. 2380478 С1 Российская Федерация, МПК⁷ Е 02 В 7/02. Мобильная плотина парашютного типа / В. М. Палецких, А. А. Усман.; заявитель и патентообладатель В. М. Палецких, А. А. Усман.; – № 2008124532/03; заявл. 16.06.08; опубл. 27.01.10. Бюл. № 3. – 12 с.: ил.

10 Пат. 9157411 В2 США, Электрическая энергогенерирующая система / Д. Л. Криппс.; заявитель и патентообладатель Д. Л. Криппс, №14/311566.; заявл. 23.06.14; опублик. 13.10.15. – 10 с.: ил.

11 Пат. 1642055 А1 СССР, МПК⁷ F 03 В 13/00. Приливная ГЭС / В. Г. Соколов, И. В. Соколова.; – № 4679884/29; заявл. 18.04.89; опубл. 15.04.91. Бюл. № 14. – 2 с.: ил.

12 Пат. 2418131 С1 Российская Федерация, МПК⁷ Е 02 В 7/02, Е 02 В 9/00. Мобильное гидроэнергетическое сооружение наполняемого типа / Д. В. Кашкарин, П. А. Годин, М. А. Годин.; заявитель и патентообладатель Д. В. Кашкарин.; – № 2009140849/21; заявл. 03.11.09; опубл. 10.05.11. Бюл. № 13. – 6 с.: ил.

13 Пат. 29051 А4 Республика Казахстан, МПК⁷ F 03 В 13/00, F 03 С 4/00. Мобильная ГЭС / Б. С. Ахметов, Л. Ш. Балгабаева.; О. В. Киселева, П. Т. Харитонов.; заявитель и патентообладатель Республиканское гос. пред. на праве хоз. ведения "Казахский национальный тех. унив. им. К. И. Сатпаева" Мин. обр. и науки Республики Казахстан.; - № 2013/1459.1; заявл. 30.10.13; опубл. 15.10.14. Бюл. № 10. – 6 с.: ил.

14 Пат. 29180 А4 Республика Казахстан, МПК⁷ Н 02 К 29/00. Мобильная Микро-ГЭС / Б. С. Ахметов, П. Т. Харитонов.; заявитель и патентообладатель Б. С. Ахметов, П. Т. Харитонов.; – № 2013/0323.1; заявл. 15.03.13; опубл. 17.11.14. Бюл. № 11. – 4 с.: ил.

15 Плотников, И. А. Микрогидроэнергетика [Электронный ресурс] / презентация power point / И. А. Плотников. – Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Энергетический институт; Томск, 2014. – 45 с.: ил.

URL: <http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/i/IGORPLT/Student/Tab/Микрогидроэнергетика.pdf> (дата обращения: 18.05.2018).

16 Файловый архив студентов [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о выборе основного энергетического оборудования гидроэнергетических установок. URL: <https://studfiles.net/preview/6757188/> (дата обращения: 22.05.2018).

17 Смирнов, И. Н. Гидравлические турбины и насосы. Учеб. пособие для энерг. и политехнич. вузов. – М.: «Высшая школа», 1969. – 400 с.

18 Студенческая библиотека онлайн [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о расчете проточной части гидротурбин, [2013 – 2018]. URL: http://studbooks.net/1828357/matematika_himiya_fizika/vybor_osnovnyh_parametrov_gidroturbiny (дата обращения: 22.04.2018).

19 Патент 2371602 Российская Федерация, МПК F 03В 3/00, F 03В 13/00. Осевая гидротурбина / В. М. Иванов, Т. Ю. Иванова, А. А. Блинов. – № 2008100434/06; Заявл. 09.01.2008; Оpubл. в Б.И., 27.10.2009, №30. – 10 с.: ил.

20 Копылов, И. П. Проектирование электрических машин: учебник для бакалавров / И. П. Копылов ; отв. ред. И. П. Копылов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Издательство Юрайт, 2016. – 767 с.

21 Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.: ил.

22 Афанасьев, Д. И. Система электроснабжения на базе напорной микроГЭС / Д. И. Афанасьев, Р. В. Кузьмин // Научно-техническое творчество аспирантов и студентов: материалы 47-й научно-технической конференции студентов и аспирантов (59-61 стр.), Комсомольск-на-Амуре, 10-21 апреля

2017 г. / редкол.: Э.А. Дмитриева (отв. Ред.) [и др.]. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВО «КНАГТУ», 2017. – 1292 с.

23 Афанасьев, Д. И. Анализ направлений развития систем электроснабжения / Д. И. Афанасьев, А. В. Дьячков, И. В. Санников // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. Науки о природе и технике. – 2017. – № IV - 1(32). – С. 4-10.

24 Афанасьев, Д.И. Разработка модели асинхронного генератора / Д. И. Афанасьев, Р. В. Кузьмин // Научно-техническое творчество аспирантов и студентов: материалы 48 науч.-техн. конф. студентов и аспирантов, Комсомольск-на-Амуре, 9-20 апр. 2018 г. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВО «КНАГУ», 2018. – С. 250-254.

25 Афанасьев, Д.И. Моделирование процессов микроГЭС на базе асинхронного генератора/ Д. И. Афанасьев, Р. В. Кузьмин // Научно-техническое творчество аспирантов и студентов: материалы 48 науч.-техн. конф. студентов и аспирантов, Комсомольск-на-Амуре, 9-20 апр. 2018 г. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВО «КНАГУ», 2018. – С. 250-254.

26 Лукутин, Б.В. Оценка технико-экономической эффективности использования накопителей электроэнергии в автономной микрогидроэлектростанции / Б.В. Лукутин, Е.Ж. Сарсикеев, Е.Б. Шандарова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 145.