

О.В. Григораш, А.Ю. Попов, Е.В. Воробьев
О.Я. Ивановский, А.С. Туаев

НОВАЯ ЭЛЕМЕНТНАЯ БАЗА



ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Монография



**О.В. Григораш, А.Ю. Попов, Е.В. Воробьев
О.Я. Ивановский, А.С. Туаев**

**НОВАЯ ЭЛЕМЕНТНАЯ БАЗА
Возобновляемых
Источников
Энергии**

Краснодар
2018

УДК 621.311
ББК 31.25
Н74

Р е ц е н з е н т ы:

Г. В. Никитенко – зав. кафедрой применения электрической энергии в сельском хозяйстве Ставропольского государственного аграрного университета, д-р техн. наук, профессор;

С. М. Воронин – профессор кафедры «Информационно-управляющие системы и теплоэнергетика» Азово-Черноморского инженерного института – филиал Донского государственного аграрного университета, д-р техн. наук, профессор.

Коллектив авторов:

О. В. Григораш, А.Ю. Попов, Е. В. Воробьев
О. Я. Ивановский, А. С. Туаев

Н74 Григораш О. В.

Новая элементная база возобновляемых источников электроэнергии: монография / О. В. Григораш [и др.]. – Краснодар : КубГАУ, 2018. – 202 с.

ISBN 978-5-6040179-4-4

В научном издании рассматриваются функциональные схемы источников, преобразователей и стабилизаторов параметров электроэнергии, предназначенные для использования в составе солнечных фотоэлектрических и ветроэлектрических установок, а также малых гидроэлектростанций, новизна которых подтверждена патентами РФ. Предложены структурно-схемные решения автономных систем электроснабжения, выполненных с использованием возобновляемых источников энергии, и рассматриваются особенности их проектирования.

Монография предназначена для научных и инженерно-технических работников, занимающихся вопросами разработки возобновляемых источников электроэнергии.

УДК 621.311
ББК 31.25

© Григораш О. В., Попов А. Ю.
Воробьев Е. В., Ивановский О. Я.,
Туаев А.С., 2018
© ФГБОУ ВО «Кубанский государственный
государственный аграрный университет
имени И. Т. Трубилина», 2018

ISBN 978-5-6040179-4-4

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
Глава 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	9
1.1 Перспективы возобновляемой энергетики.....	9
1.2 Развитие возобновляемой энергетики в мире.....	16
1.3 Состояние развития возобновляемой энергетики в России.....	17
1.4 Состояние и перспективы возобновляемой энергетики в Краснодарском крае.....	19
1.5 Оценка эффективности применения возобновляемых источников.....	21
1.6 Ресурсы возобновляемых источников энергии Краснодарского края.....	27
Глава 2 ГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	31
2.1 Выбор генераторов электроэнергии.....	31
2.2 Особенности расчета КПД и массы бесконтактных генераторов электроэнергии.....	37
2.3 Стабилизаторы напряжения генераторов.....	45
2.3.1 Стабилизаторы напряжения синхронных генераторов, возбуждаемых от постоянных магнитов.....	42
2.3.2 Стабилизаторы напряжения асинхронных генераторов емкостного возбуждения.....	42
Глава 3 СТАТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	51
3.1 Преобразователи напряжения переменного тока – выпрямители.....	51
3.2 Преобразователи напряжения постоянного тока – инверторы и конверторы.....	63
3.3 Преобразователи частоты.....	75
3.4 Универсальные модульные статические преобразователи электроэнергии.....	83
3.5 Методика упрощенного расчета фильтров статических преобразователей электроэнергии.....	89
Глава 4 СТАБИЛИЗАТОРЫ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	95
4.1 Стабилизаторы параметров электроэнергии ветроэнергетических установок на непосредственных преобразователях частоты.....	95

4.2 Стабилизаторы бесконтактных генераторов ветроэнергетических установок.....	104
4.3 Расчет энергетического потенциала и экономической эффективности ветровой энергетики.....	109
4.4 Перспективы малых гидроэлектростанций.....	115
4.5 Способы стабилизации напряжения малых гидроэлектростанций.....	119
Глава 5 СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.....	125
5.1 Расчет потенциала солнечной энергетики.....	125
5.2 Особенности конструкции, работы и расчета солнечных фотоэнергетических установок.....	131
5.3 Новые функциональные решения автономных инверторов.....	138
5.4 Классификация и основные способы построения солнечных электростанций.....	141
5.5 Солнечные энергосистемы гарантированного электроснабжения.....	148
Глава 6 ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ СТРУКТУРНО-СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	155
6.1 Комбинированные системы электроснабжения.....	155
6.2 Синтез модульных систем бесперебойного электроснабжения.....	166
6.3 Способы синтеза оптимальной структуры автономных систем электроснабжения.....	173
6.4 Концепция построения систем бесперебойного электроснабжения.....	182
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	191
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	192

ОСНОВНЫЕ ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АБ	- аккумуляторная батарея;
АГ	- асинхронный генератор;
АГЭ	- автономная гибридная электростанция;
АИН	- автономный инвертор напряжения;
АИТ	- автономный инвертор тока;
АИЭ	- автономный источник электроэнергии;
АСЭ	- автономная система электроснабжения;
ВИЭ	- возобновляемые источники энергии;
ВЭС	- ветроэлектрическая станция;
ВЭУ	- ветроэлектрическая установка;
ГПТ	- генератор постоянного тока;
КСЭ	- комбинированная система электроснабжения;
КПД	- коэффициент полезного действия;
МПП	- массогабаритные показатели;
МГЭС	- малая гидроэлектростанция;
НПЧ	- непосредственный преобразователь частоты;
ПЭ	- преобразователь электроэнергии;
СБ	- солнечная батарея;
СБЭ	- система бесперебойного электроснабжения;
СГ	- синхронный генератор;
СГПМ	- синхронный генератор с постоянными магнитами;
СПЭ	- статический преобразователь электроэнергии;
СУ	- система управления;
СФЭС	- солнечная фотоэлектрическая станция;
СФЭУ	- солнечная фотоэлектрическая установка;
СЭС	- система электроснабжения;
ТВМП	- трансформатор с вращающимся магнитным полем;
УСП	- универсальный статический преобразователь;
ФУ	- функциональный узел;
ЦСУ	- центральная система управления.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия является главной составляющей жизни человека и без освоения новых видов энергии человек не способен полноценно существовать.

В настоящее время человечеством освоена добыча основных традиционных энергетических ресурсов – угля, нефти и газа, научились использовать энергию рек, освоен «мирный атом», но все активнее обсуждаются вопросы использования новых видов энергии, поскольку по оценкам специалистов, мировых запасов ископаемого топлива осталось: угля не более чем на 200 лет; нефти – на 40 лет; газа на – 60 года; ядерного топлива – на 40 лет. В настоящее время уже наблюдается устойчивая тенденция удорожания нефти и газа. И чем дальше, тем более быстрыми темпами.

Широкие в настоящее время начали внедряться возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Основными причинами тенденции к освоению ВИЭ являются три.

1. Ограниченный ресурс традиционных источников энергии.
2. Экологические проблемы, связанные с добычей и переработкой энергетических ресурсов традиционной энергетики.
3. Неограниченный ресурс возобновляемой энергетики.

Все это привело к более глубокому изучению и использованию ВИЭ.

В настоящее время становится бесспорным тезис о том, что наше устойчивое будущее находится в прямой зависимости от развития экологически чистой энергетики, использующей энергию возобновляемых и нетрадиционных природных ресурсов – Солнца, ветра, термальных вод, малых водотоков, энергии биомассы, приливов и отливов и т.д.

В первую очередь, экологические проблемы, достигающие катастрофических значений, ведут переоценке подходов развития возобновляемой и нетрадиционной и энергетики.

Вторым важным фактором является продолжающийся рост цен в мировом масштабе на органическое топливо и электроэнергию. С другой стороны, возобновляемые источники энергии испытывают противоположную тенденцию: мировая стоимость электроэнергии для ветровых, фотоэлектрических, геотермальных и биогазовых установок постоянно падает.

Важный экономический факт. Известно, что каждый год в мире потребляется столько нефти, сколько ее образуется в природных условиях за 2 млн. лет. Гигантские темпы потребления традиционных энергоресурсов по относительно низкой цене, которые не отражают реальные совокупные затраты

общества, по существу означают жизнь в займы, кредиты у будущих поколений, которым не будет доступна энергия по такой низкой цене.

Другая составляющая стоимости энергии, которая распределяется на все общество и не включается в тарифы за энергию, связана с загрязнением окружающей среды энергетическими установками.

Выбросы тепловых электростанций состоят, в основном, из углекислого газа, который ответственен за тепличный эффект и изменение климата и, например, приводит к засухе в районах производства зерна и картофеля. Другие выбросы включают окислы серы и азота, которые в атмосфере превращаются в серную и азотную кислоты и возвращаются на землю со снегом или в виде кислотных дождей. Повышенная кислотность воды приводит к снижению плодородия почвы, уменьшению рыбных запасов и засыханию лесов, повреждению строительных конструкций и зданий. Токсичные тяжелые металлы, такие как кадмий, ртуть, свинец, могут растворяться кислотами и попадать в питьевую воду и сельскохозяйственные продукты. Существует большая неопределенность в определении реальной стоимости электроэнергии, получаемой от атомных электростанций. Можно утверждать, что реальные цены в атомной энергетике будут определены после того, как будут решены вопросы безопасности атомных электростанций и ядерных технологий по получению топлива и захоронения отходов и разработаны принципы обращения с оборудованием, зданиями и сооружениями станций, выводимыми из эксплуатации через тридцать лет работы, и эти цены будут выше существующих.

Таким образом, основными причинами тенденции к освоению возобновляемых видов энергии являются две.

Во-первых, непрерывное увеличение потребление энергетических ресурсов промышленностью и потребление энергии населением, связанное с быстрым увеличением его численности наземном шаре.

Во-вторых, экологические проблемы, связанные с добычей и переработкой энергетических ресурсов традиционной энергетики. Ежегодно выбросы пыли, копоти и сажи составляют более 6 млрд. т. За 250 лет концентрация углекислого газа в атмосфере увеличилась на 31%, в том числе на 18% с 1960 г. В результате за последние 50 лет среднемировая температура повысилась почти на 1°C. Это стало одним из самых мощных факторов изменения климата, явлением, которое уже почувствовали в своей повседневной жизни все земляне. Таким образом парниковый эффект ускоренно нарастает.

В настоящее время стоимость электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ (солнечными фотоэлектрическими и ветроэнергетическими станция) в несколько раз выше, чем от традиционных источников энергии. Это обусловлено, прежде всего, высокой стоимостью элементной базы, применяемой в составе ВИЭ (солнечных и аккумуляторных батарей, преобразователей и стабилизаторов параметров электроэнергии и т. п.), а также низкими её показателями эффективности (надёжности, КПД, качества электроэнергии).

В монографии предложены функциональные схемы источников, преобразователей и стабилизаторов параметров электроэнергии, предназначенные для использования в составе солнечных фотоэлектрических и ветроэлектрических установок, а также малых гидроэлектростанций, новизна которых подтверждена патентами РФ. Разработаны структурно-схемные решения автономных систем электроснабжения, выполненных с использованием возобновляемых источников энергии, и рассматриваются особенности их работы и проектирования.

Глава 1

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1 Перспективы возобновляемой энергетики

Высокая энерговооруженность общества – основа научно-технического прогресса. Энергия является главной составляющей жизни человека, и без освоения её новых видов человечество не способно полноценно существовать.

На рисунке 1.1 приведён годовой объём потребления человечеством разных видов энергетических ресурсов, а на рисунке 2 – его темпы.

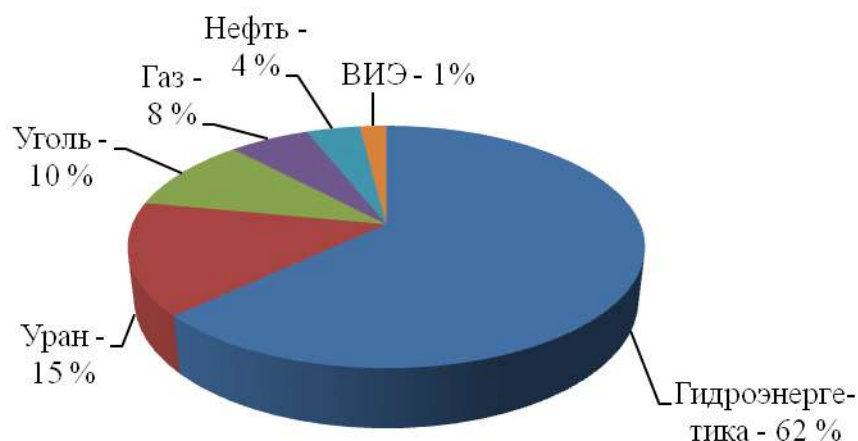


Рисунок 1.1 – Годовой объём потребления человечеством разных видов энергетических ресурсов (2012 г.). ВИЭ – возобновляемые источники энергии

Основными причинами возникновения тенденции к освоению новых видов энергии в настоящее время являются следующие:

- ограниченный запас традиционных энергетических ресурсов;
- экологические проблемы, связанные с добычей и переработкой энергетических ресурсов;
- непрерывное увеличение потребления энергетических ресурсов промышленностью и населением, связанное с быстрым ростом его численности.

Согласно прогнозу Организации Объединённых Наций (ООН), численность населения мира в 2030 г. достигнет 8 млрд человек, а в 2050 г. – 10 млрд человек, при этом 80 % населения будут проживать в развитых странах. Однако намного большее влияние на потребление энергии оказывает уровень и темпы технологического развития.

Возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), несмотря на то, что масштабы потребления их энергии сегодня значительно ниже уровня использования энергии, получаемую традиционными способами, (см. рисунок 1.2), принадлежит важная роль в системах энергоснабжения многих стран мира. В будущем они могут стать основными источниками энергии для удовлетворения растущих потребностей мировой экономики. Непрерывно возобновляющаяся в биосфере Земли энергия – это энергия ветра, воды, солнечная и геотермальная энергия, энергия биомассы, энергия приливов и отливов.

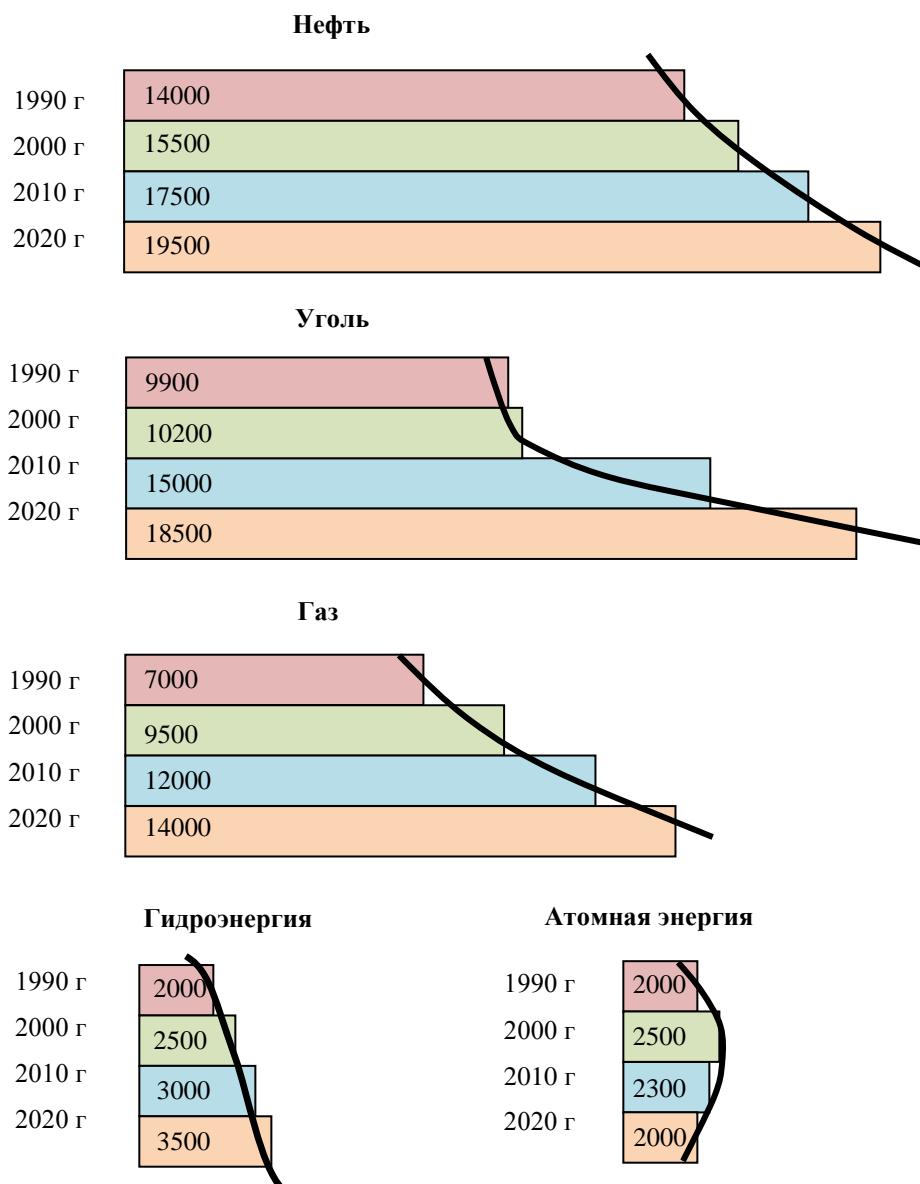


Рисунок 1.2 – Темпы мирового потребления разных видов энергетических ресурсов, используемых человечеством: статистика и прогноз (млрд кВт·ч/год)

Основные причины возрастающего интереса к ВИЭ заключаются в следующем:

- энергия, получаемая от возобновляемых источников бесплатная;
- ВИЭ, в отличие от традиционных источников энергии, распределены по территории планеты равномерно, что определяет их большую доступность;

– ВИЭ являются экологическими источниками, поскольку их применение практически не загрязняет окружающую среду и не оказывает существенного влияния на изменение климата;

– научно-технические достижения последнего времени в области производства основных функциональных элементов (блоков, узлов) для возобновляемой энергетики позволили существенно усовершенствовать их, что в свою очередь уменьшило общую стоимость электрических и тепловых станций;

– благодаря ВИЭ появилась возможность использования непригодных для хозяйственных целей земель.

Для оценки потенциала (ресурса) ВИЭ применяются такие термины, как теоретический (валовой), технический и экологический потенциал.

Теоретический потенциал – это годовой объём энергии, содержащийся в конкретном виде возобновляемого источника, при полном её преобразовании в полезную энергию. **Технический потенциал** – это часть теоретического потенциала, преобразование которого в полезную энергию возможно при существующем уровне развития техники. В свою очередь, **экономический потенциал** является частью технического потенциала, преобразование которого в полезную энергию экономически целесообразно на данном этапе развития техники и технологий с учётом цен на электрическую и тепловую энергию. В таблице 1.1 приведены данные ресурса ВИЭ в России.

Таблица 1.1 – Потенциал возобновляемых источников энергии в России
(млн т условного топлива в год)

Вид энергетики	Теоретический потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Солнечная	2205000	9695	13
Ветроэнергетика	44326	2216	11
Малая гидроэнергетика	400	126	70
Биоэнергетика	467	129	69
Геотермальная	–	11870	115

Примечание – 1 кг условного топлива приравнивается к электрической энергии равной 8,13 кВт·ч и тепловой энергии – 29,3 МДж.

Как видно из таблицы 1.1, сегодня технический и экономический потенциал ВИЭ в России значительно ниже теоретического (валового) потенциала.

Как известно, к ВИЭ относят малые гидроэлектростанции (ГЭС) мощностью до 500 кВт. В России в настоящее время имеется около 100 таких станций, суммарная выработка которых составляет около 0,3 % общей выработки энергии электростанций. Однако в стране имеется возможность использования значительного потенциала предгорных и горных рек, что позволит осуществлять строительство энергоэффективных малых ГЭС, окупаемость которых не превысит 3 лет.

Геотермальная энергия как ВИЭ является следствием распада радиоактивных материалов в земной коре. Если сравнить с нефтяным эквивалентом

энергию, которая хранится в недрах земли, то её объём примерно в 100 000 раз больше объёма энергии, используемой человечеством в настоящее время (около $21 \cdot 10^{13}$ кВт·ч). Технический и экономический потенциал геотермальной энергии в России существенно превышает потенциал других видов ВИЭ (см. таблицу 1.1).

Ветроэнергетика начала бурно развиваться как отрасль ещё в 90-х годах прошлого столетия. Уже в конце 2010 г. общая мощность всех ветроэлектрических станций составила около 200 ГВт, а количество электрической энергии, произведенной всеми ветростанциями мира, составило 430 ТВт·ч. Некоторые страны развивают ветроэнергетику особенно интенсивно. Так, в настоящее время в Дании с помощью ветроэлектрических станций производится более 28 % электрической энергии, в Португалии – 20 %, в Испании – 18 %, а в Германии – 10 %. В 2014 г. мощность ВЭС Германии составила 38,1 МВт, а в Дании – 3,4 МВт.

Несмотря на то, что в России теоретический потенциал ветровой энергетики существенно превышает его показатель в малой гидроэнергетике и биоэнергетике, уровень экономического потенциала гораздо ниже уровня рассмотренных видов ресурсов (см. таблицу 1.1).

Солнечная энергетика является самой перспективной отраслью, которая использует неисчерпаемый источник энергии и имеет самый высокий теоретический потенциал в мире и в России (см. таблицу 1.1). Однако масштабы строительства солнечных электрических и тепловых станций в России невелики, из-за отсутствия платежеспособного спроса и инвестиций.

Рассматривая уровень развития ВИЭ за рубежом, можно отметить, что только в 2010 г. в ветроэнергетику было инвестировано 94,7 млрд дол, в солнечную энергетику – 26,1 млрд дол. В технологии производства энергии из биомассы и мусора – 11 млрд дол. Сегодня в мире уровень инвестиций в возобновляемую энергетику, по разным источникам, вырос в 1,5–1,7 раз (в сравнении с 2010 г.). На рисунке 1.3 приведены расходы на исследования и развитие технологий по возобновляемой энергетике в мире.

Анализ, проведенный Международным энергетическим агентством, и прогноз на 2030 г. свидетельствуют о том, что удельные капитальные вложения и себестоимость электроэнергии установок на базе ВИЭ стремительно снижались, и далее будут снижаться (таблица 1.2).

Существенным препятствием на пути широкого использования ВИЭ является значительная величина начальных капиталовложений, хотя они окупаются впоследствии за счёт низких эксплуатационных затрат.

Несмотря на то, что в настоящее время в течение нескольких десятилетий население земли будет получать энергию, используя ресурсы традиционной энергетики, в том числе нефти (рисунок 1.4), газ и уголь, перспективы ВИЭ очевидны. Во-первых, по оценкам специалистов, мировых запасов традиционного топлива осталось: нефти – не более чем на 40 лет, газа на – 60, ядерного топлива – на 40, угля – на 200 лет. Во-вторых, это подтверждается масштабами финансовых вложений в системы энергоснабжения, основанные на использовании ВИЭ (см. таблицу 1.2, рисунок 1.3, а также рисунок 1.5) ведущих стран,

прогнозами развития этой отрасли, которые построены на расчётных показателях потребления энергии в 2020 г.

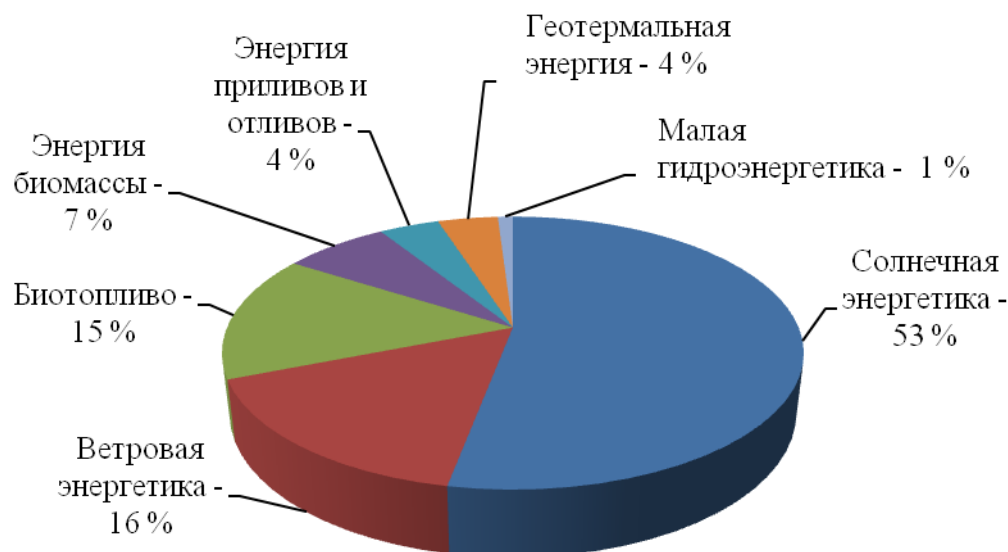


Рисунок 1.3 – Расходы на исследования и развитие технологий по возобновляемой энергетике (за 100 % принят объём расходов – $5,6 \cdot 10^9$ дол)

Таблица 1.2 – Удельные капитальные вложения и себестоимость электроэнергии от установок возобновляемой энергетики (2005–2030 годы)

Виды традиционной и нетрадиционной энергетики	Капитальные вложения, долл/кВт		Себестоимость производства, цент/кВт·ч	
	2005 г.	2030 г.	2005 г.	2030 г.
Солнечная фотоэнергетика	3750–3850	1400–1500	17,8–54,2	7,0–32,5
Солнечная теплоэнергетика	2000–2300	1700–1900	10,5–23,0	8,7–19
Ветроэнергетика	2400–3600	2300–2800	10,8–43,8	9,8–39,2
Биоэнергетика	100–2500	950–1900	3,1–10,3	3,0–9,6
Геотермальная энергетика	1700–5700	1500–5000	3,3–9,7	3,0–9,6
Малая гидроэнергетика	2500	2200	5,6	5,2

Использование ВИЭ может стать важным фактором устойчивого экономического развития депрессивных регионов России (европейского Центра, Урала, Крайнего Севера, юга Сибири и Дальнего Востока). Для обоснования необходимости расширения масштабов использования ВИЭ в России можно привести следующие аргументы:

– 2/3 территории страны – зоны децентрализованного энергоснабжения с наиболее высокими ценами и тарифами на топливо и энергию, а также с низкой плотностью населения (20 млн человек);

- более 50 % регионов страны энергодефицитны (завоз топлива, импорт электрической энергии);
- газифицировано не более 70 % населенных пунктов (в сельской местности – менее 50 %);

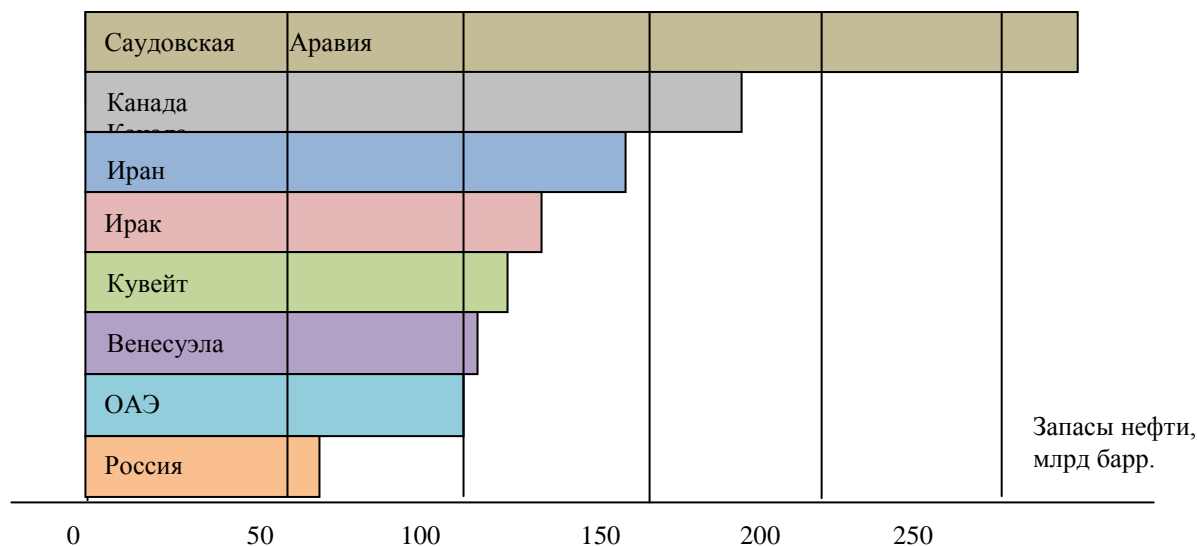


Рисунок 1.4 – Запасы нефти в основных нефтедобывающих странах мира

- котельные на угле и жидком топливе являются локальными загрязнителями окружающей среды;
- в городах и местах массового отдыха и лечения населения сложная экологическая обстановка, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от промышленных и городских котельных, работающих на ископаемом топливе;
- существуют зоны с проблемами обеспечения энергией частного жилого сектора, фермерских хозяйств, мест сезонной работы, садово-огородных участков;
- быстрыми темпами развивается автономная энергетика единичной мощностью до 100 кВт, которую могут заменить ВИЭ.

Кроме того, необходимо выделить основные причины, определяющие необходимость развития ВИЭ в России:

- обеспечение энергетической безопасности;
- сохранение окружающей среды и обеспечение экологической безопасности;
- завоевание мировых рынков ВИЭ, особенно в развивающихся странах;
- сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений.

Широкое использование ВИЭ должно соответствовать высшим приоритетам и задачам энергетической стратегии России.



Рисунок 1.5 – Прогноз мирового потребления энергии к 2020 году

Степень обеспеченности регионов собственными топливно-энергетическими ресурсами является одним из основных показателей их экономической устойчивости. Освоение и использование местных традиционных энергетических ресурсов, а также возобновляемых энергетических ресурсов позволит перевести многие регионы страны на энергообеспечение за счет ВИЭ, обеспечив их энергетическую независимость.

Сегодня повышенное потребление природных ресурсов стало реальной угрозой безопасности жизни человеческого общества. Основой решения острых социально-экологических проблем является переход к регулируемому процессу безопасного использования природного энергетического потенциала для удовлетворения жизненно важных потребностей людей не только в ближайшие десятилетия, но и в долгосрочной перспективе.

Таким образом, определяющим условием развития человеческой цивилизации в настоящее время и в будущем является такой уровень использования природных ресурсов, при котором обеспечивается потребность в них населения при сохранении экологического равновесия в окружающей среде.

Выводы.

1. В настоящее время развитие мировой системы энергообеспечения без ВИЭ невозможно.
2. Для развития экономики стран необходимо их совместное рациональное и эффективное использование.
3. ВИЭ уже сегодня могут обеспечивать автономное снабжение энергией энергодефицитных и регионов децентрализованного энергоснабжения России.
4. Увеличение доли экологически чистых источников энергии и развитие исследований с целью разработки новых энергосберегающих технологий является одной из глобальных задач энергетики.

5. Развитие возобновляемой энергетики представляет собой процесс безопасного использования природных ресурсов планеты Земля.

1.2 Развитие возобновляемой энергетики в мире

В настоящее время по оценкам специалистов, мировые ресурсы угля составляют 15, а по неофициальным данным 30 триллионов тонн, нефти – 300 миллиардов тонн, газа – 220 триллионов кубометров. В то же время разведанные запасы угля составляют 1685 миллиардов тонн, нефти – 137 миллиардов тонн, газа – 142 триллионов кубометров. Эти цифры говорят о том, что мировых запасов ископаемого топлива осталось: угля не более чем на 230 лет; нефти – на 40 лет; газа на – 62 года; ядерного топлива – на 40 лет. В настоящее время уже наблюдается устойчивая тенденция удорожания нефти и газа. И чем дальше, тем более быстрыми темпами.

Прогноз развития мировой энергетики, составленный Международным энергетическим агентством (IEA), предполагает, что производство электроэнергии в мире к 2050 году составит 46631 ТВт·ч, в том числе доля гидроэнергии 9,5 %, других возобновляемых источников энергии 5,9 %, при этом нас ожидает следующее соотношение производства энергоресурсов в производстве электроэнергии: уголь – 25 %, нефть – 2 %, газ – 25 %, АЭС – 18 %, ГЭС – 15 %, другие возобновляемые источники энергии – 15 %.

Наибольший вклад в возобновляемую энергетику мира вносят такие страны как Китай, на территории которого сосредоточенно более 20 % (118 ГВт) всех альтернативных систем, США – 15 % (93 ГВт) и Германия – 13 % (78 ГВт).

Перспектива такова, что Европа и США намерены к 2040 году довести использование возобновляемой и нетрадиционной энергетики до 40 %.

Такой скачек объясняется ростом вложений в «зеленую энергетику», при этом, ввод новых мощностей растет, в связи с произошедшим переломом производства, при котором на выпуск новой продукции сейчас необходимо затрачивать меньше средств, ввиду совершенствующихся технологий.

Следует также отметить, что стоимость солнечных фотоэлектрических преобразователей падает – их цена за так называемый пиковый Ватт за последние годы упала с 2 \$ до 0,44 \$.

Необходимо отметить, что малая гидроэнергетика за последние десятилетия заняла устойчивое положение в качестве важной составляющей электроэнергетики многих стран мира. Большое количество малых ГЭС (МГЭС) построено в Западной Европе, Австралии, Азии, Северной и Южной Америке. Лидирующая роль в строительстве объектов малой энергетики принадлежит Китаю, где суммарная установленная мощность малых ГЭС составляет 30,5 млн.кВт, а в ряде стран установленная мощность последних превышает 1 млн.кВт (США, Канада, Швеция, Испания, Франция, Италия).

Достоинством МГЭС является низкая абсолютная материалоемкость, короткий инвестиционный цикл. Они могут сооружаться практически на любых водных объектах, имеющих гидроэнергетический потенциал: на малых реках и

ручьях, водосбросных сооружениях мелиоративных систем, водосбросах ТЭЦ, питьевых водоводах и др.

1.3 Состояние развития возобновляемой энергетики в России

Рассматривая Россию как отдельный экономически самостоятельный регион, развивающийся в условиях рыночных отношений, а так же рост значимости социально-экологических факторов, необходимо учитывать возможности существования децентрализованного энергообеспечения разных форм собственности и источников финансирования.

Возрастающая необходимость удовлетворения существующих потребностей населения и промышленности в электрической и тепловой энергии, особенно в рекреационных и сельскохозяйственных районах, удаленных от централизованных энергетических сетей приводит к необходимости развития возобновляемой, нетрадиционной и малой энергетики. Это так же обуславливается необходимостью решения глобальных проблем обеспечения человечества энергией в будущем, связанных с ограниченностью и истощением запасов ископаемых видов топлива, и соблюдением экологической безопасности.

Добыча, производство, переработка, хранение и использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) объективно оказывают негативное воздействие на природную среду: изменяется ландшафт, потребляется большое количество пресной воды и кислорода, загрязняется окружающая среда продуктами сгорания топлива, твердыми и жидкими отходами.

Все это привело к более глубокому изучению и использованию возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. При годовом современном потреблении в России первичных топливно-энергетических ресурсов в объеме около 910 млн. т у.т. технический потенциал использования ВИЭ оценивается 4,5 тыс. т у.т. /год, а экономически может достигать 270 млн. т у.т./год или быть на уровне 30 % от всего энергопотребления РФ. Однако, современный уровень применения ВИЭ не достигает даже 0,1 % от энергопотребления страны.

На территории России сосредоточено более 45% мировых запасов газа, 13 % - нефти, 23 % - угля, 14 % - урана, эти запасы топливно-энергетических ресурсов способны обеспечить потребности России в тепловой и электроэнергии в течение ограниченного периода времени. Однако фактическое их использование обусловлено существенными опасностями и трудностями, не обеспечивающими потребности многих регионов энергией, а также связано с безвозвратными потерями ТЭР, угрожает экологической катастрофой в местах добычи. Около 22-25 млн. чел., занимающих более 70 % территории России, проживают в районах автономного энергоснабжения, или ненадежного централизованного энергоснабжения.

Экономический потенциал возобновляемых источников энергии на территории России, выраженный в тоннах условного топлива (т у.т.), составляет по видам источников: энергия солнца 12,5 млн. т у.т., энергия ветра 10 млн. т у.т., геотермальная энергетика 115 млн. т у.т., энергия биомассы 35 млн. т у.т., энергия малых рек 65 млн. т у.т., энергия низкопотенциальных источников тепла

31,5 млн. т у.т., всего 270 млн. т у.т. (1 кг у.т. приравнивается к выработке 8,13 кВт·ч электрической энергии).

Уникальные запасы угля, газа и нефти нисколько не умаляют весомости аргументов значимости использования ВИЭ, так как уже в нынешних условиях созданы экономические и экологически эффективные области их использования. К ним следует отнести населенные пункты, находящиеся в зоне автономного энергоснабжения, а так же территорий дефицитных энергосистем и населенные пункты, находящиеся в зонах с неблагоприятной экологической обстановкой.

Чрезвычайно важно отметить, что для использования стратегии государства ВИЭ не только сохраняет ископаемое органическое топливо для будущих поколений, но и увеличивает имеющийся экспортный потенциал нефти и газа.

Россия обладает всеми видами возобновляемых источников энергии, а большинство субъектов Российской Федерации имеют ресурсы двух-трех видов. Экономический потенциал России оцененный в 314 млн. т у.т. в год, равный одной трети внутреннего потребления первичной энергии, используется всего на 5-10%.

В России проблема энергообеспечения и энергосбережения – весьма актуальна. Удельное потребление электроэнергии на единицу произведенной продукции в 2-3 раза больше, чем на подобных предприятиях в Западной Европе. На многих отечественных предприятиях только около 50 % общей потребляемой энергии идет на производственные нужды. Проблема экономии энергетических ресурсов и повышения эффективности их использования, защиты окружающей среды, имеет особое значение для сельского хозяйства.

Возросший интерес к малой гидроэнергетике связан с тем, что в промышленно развитых районах, особенно в Европейской части России исчерпаны возможности крупного гидроэнергетического строительства, что так же связано с преодолением негативной реакции на экологические последствия такого строительства. Кроме того, малое гидростроительство, ведущееся, как правило, в границах естественного колебания уровней водотока, практически не приносит экологических ущербов.

Наиболее эффективным направлением является реконструкция и восстановление ранее существовавших, но впоследствии выведенных из эксплуатации малых ГЭС (МГЭС). На ряде МГЭС сохранились гидротехнические сооружения и подпертые бьефы, которые используются в рекреационных, водохозяйственных, мелиоративных целях, что упрощает задачу восстановления объектов и снимает ряд задач, связанных с экологией.

Особое внимание в технической политике для МГЭС должно быть направлено на: дальнейшее совершенствование проектов с целью упрощения компоновки МГЭС; использование местных материалов, в том числе дерева, для плотин и водоводов, снижение стоимости строительства; разработку конструктивных решений, обеспечивающих работу рукавных МГЭС в зимний период; создание свободно-поточных погружных и наплавных МГЭС мощностью 1; 2; 5; 10 кВт.

1.4 Состояние и перспективы возобновляемой энергетики в Краснодарском крае

Анализ состояния дел в топливно-энергетическом комплексе и энергетическом обеспечении агропромышленного комплекса Краснодарского края в сложившихся рыночных условиях показывает, что большая часть энергетического хозяйства производителей, к сожалению, находится в запущенном состоянии.

Основное энергетическое оборудование отработало положенный ресурс и требует замены. Так, в крае эксплуатируется более 15000 котельных из которых более 3000 с устаревшим оборудованием и фактический КПД менее 70 %.

В то же время, Краснодарский край располагает обширными запасами возобновляемых источников энергии, которые могут снизить дефицит органического топлива, кроме того, в крае в наличии так же имеется опыт использования возобновляемых источников энергии. Степень их использования в энергобалансе края пока составляет 1,7 %.

Одной из основных причин создавшегося дефицита топлива является недостаточно проявленное внимание к вопросам рационального и эффективного расходования топливно-энергетических ресурсов.

Среди различных ВИЭ *геотермальные станции* получили наиболее широкое коммерческое развитие и эффективно функционирующие на рынке услуг. Несмотря на относительно небольшую мощность современных геотермальных электростанций, по сравнению, с ветроагрегатами и солнечными установками, общая выработка электроэнергии на геотермальных электростанциях достаточно высока. Это обусловлено тем, что коэффициент использования установленной мощности геотермальных электростанций в несколько раз превышает этот показатель для солнечных и ветровых установок.

По подсчетам ученых и специалистов более, чем на 60 % территории Краснодарского края представляет практический интерес по использованию термальных вод, которые могут быть получены самоизливом. Месторождения имеют достаточные дебиты. Температура выявленных разведкой вод колеблется в пределах 70–150 °С.

В Краснодарском крае из всех видов ВИЭ наибольший ресурс имеет геотермальная энергия: введено в эксплуатацию более 250 объектов нетрадиционной энергетики, которые обслуживает более тысячи человек. Среди этих объектов 12 геотермальных месторождений с потенциальной мощностью 258 МВт, для которых пробурено 79 скважин с температурой теплоносителя на устье 75–110 °С и тепловой мощностью до 5 МВт.

Помимо геотермальной энергетики широкое распространение в Краснодарском крае нашла *гелиотермальная энергетика*.

Краснодарский край имеет благоприятные климатические условия для использования солнечной энергии.

За период апрель-сентябрь месяцы солнце светит в равнинной части края в течение 1520-1700 часов, а в горных районах – 1200-1300 часов.

При оценке гелиопотенциала важно знать не только фактическую продолжительность солнечного сияния, но и отношение фактической продолжительности к теоретически возможной. При этом наиболее ясными месяцами являются июль и август, когда на равнинной территории края Солнце светит 65–70 % светового дня.

В случае если для работы гелиоустановки необходима непрерывная продолжительность солнечного сияния в течении 8 или более часов, то такие условия в равнинной части Краснодарского края имеют место с мая по сентябрь, в южных предгорных районах этот диапазон сокращается до трех летних месяцев. Установки с необходимым интервалом облучения 5-6 часов могут благоприятно работать с апреля по октябрь.

Вероятность непрерывной продолжительности солнечного сияния более 8 часов составляет в январе от 1 до 10%, а в июле 50-60% (от числа случаев с непрерывным солнечным сиянием).

Суммарная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность в течение года, составляет 1200-1400 кВт·ч/м². При использовании солнечной энергии для получения электрической энергии составляет 150-200 кВт·ч/м². В современных экономических условиях целесообразно сооружение сезонных солнечных водонагревательных установок с работой в межотопительный период. Изготовление и установка их для жилых домов, индивидуальных предпринимателей, фермерских хозяйств и курортных объектов позволит ежегодно замещать 1,5 млн. т у.т. органического топлива, что составляет значительное полугодового краевого потребления энергетических ресурсов.

В Краснодарском крае эксплуатируется более 100 установок солнечного горячего водоснабжения общей площадью около 5000 м², среди которых большую часть составляют гелиоустановки пансионатов, санаториев, баз отдыха и индивидуальных домовладений.

Анализ **ветрового потенциала** края показал, что строительство ветроэнергетических установок возможно на всей территории Краснодарского края, однако наиболее эффективным оно является в районах, ветровых «коридоров», прилегающих к побережью Азовского и северо-западной части Черного морей, а также Армавирского «коридора». По предварительной оценке скорости ветра на высоте 20 м экономически целесообразно сооружение комплекса общей установленной мощностью 900 МВт с годовой выработкой 3275 млн.кВт·ч электрической энергии, что составляет 36 % суммарной подключенной мощности всех подключенных потребителей региона. При оценке скорости ветра на высоте 30-60 м экономически целесообразно сооружение 4-х комплексов на побережье Черного и Азовского морей общей установленной мощностью 1080 МВт с использованием ветроэлектростанций мощностью 1,8 МВт суммарной годовой выработкой энергии 14200 млн. кВт·ч (при коэффициенте использования 0,45), что составляет 34,4 % от краевого фактического годового потребления.

Не менее перспективным для Краснодарского края является использование энергии **малых рек** с сооружением на них малых и микроГЭС (МГЭС), а так же сооружение приливных электростанций на основании прогноза Инсти-

тута Энергетической стратегии РФ к 2030 году установленная мощность данного вида энергоисточников по объему должна составлять 4 ГВт.

Следует также отметить, что в 50-е годы в Краснодарском крае в разных его районах было построено более 50 МГЭС, из которых сегодня действующие только 3.

1.5 Оценка эффективности применения возобновляемых источников энергии

Важным условием достоверного выбора наиболее эффективных источников электроснабжения для региона является наличие системы объективных количественных критериев оценки. Такая система оценки проводится с использованием экономических и энергетических критериев эффективности.

Оценка экономической эффективности источников электроэнергии проводится для конкретного потребителя или региона по следующим основным критериям:

- 1) удельные капитальные затраты;
- 2) удельные затраты на эксплуатацию;
- 3) удельные затраты на капитальный ремонт;
- 4) суммарные затраты на топливо (для традиционных источников);
- 5) топливная составляющая себестоимости электроэнергии;
- 6) себестоимость вырабатываемой электроэнергии;
- 7) выручка от продажи электроэнергии;
- 8) суммарный доход за ресурс;
- 9) окупаемость в годах;
- 10) экономия, обусловленная сокращением вредных выбросов.

Оценка энергетической эффективности проводится для энергоустановки, как правило, по следующим критериям:

- 1) максимальный коэффициент использования номинальной мощности;
- 2) максимальная годовая (сезонная) выработка электроэнергии;
- 3) максимальная выработка электроэнергии на единицу топлива;
- 4) максимальная выработка электроэнергии на единицу трудозатрат (чел.-час/кВт ч);
- 5) максимальная выработка электроэнергии за ресурсный период;
- 6) качество вырабатываемой электроэнергии;
- 7) вероятность перебоев в электроснабжении.

Рассмотренные выше критерии применяются при сравнении традиционных источников электроэнергии с ВИЭ. Кроме того, в качестве критерия экономической эффективности ВИЭ, применяется экономический эффект от замещения органического топлива и сокращения вредных выбросов в атмосферу.

При использовании традиционных методик расчета энергетических потенциалов ВИЭ разных видов, соотношения наиболее эффективного совместного их использования для региона должны определяться, пропорционально величинам их производственного потенциала.

Вклады ресурсов (потенциала) ВИЭ разного вида (в тыс. т у. т./год и в %), перспективных для Краснодарского края, в его суммарный производственный потенциал проиллюстрированы на рисунке 1.6.

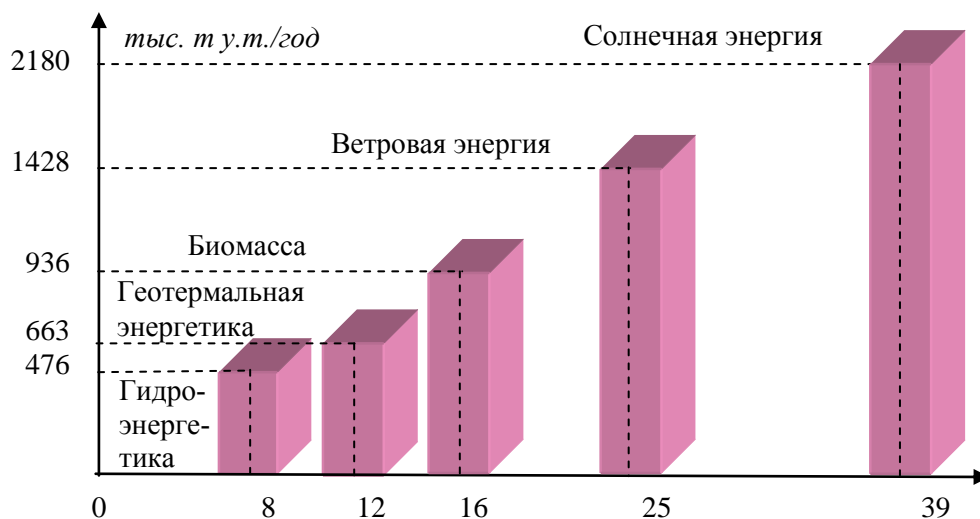


Рисунок 1.6 – Энергопотенциал ВИЭ (в тыс. т у. т./год и в %), перспективных для Краснодарского края

Как видно из диаграммы, наиболее значимыми видами возобновляемых ресурсов для Краснодарского края являются солнечная и ветровая энергии и потенциальная энергия органических отходов сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности (биомасса), на долю которых приходится 80% энергетического потенциала ВИЭ региона. Энергопотенциал гидравлической и геотермальной энергий составляют, соответственно, 12% и 8%.

Сравнительные показатели энергетической и экономической эффективности возможных вариантов систем электроснабжения Краснодарского края на базе ВИЭ приведены в таблице 1.3.

Для возможности сравнения результатов таблица 1.3 содержит расчетные данные по ВИЭ с параметрами и номинальными мощностями, обеспечивающими в условиях региона одинаковую годовую выработку электрической и тепловой энергии.

В качестве эталонной по результатам методических расчетов выбрана электростанция номинальной мощности 10 МВт, работающая со среднегодовым коэффициентом использования ее номинальной мощности $K_{ИИМ} = 50\%$. Выбранной номинальной мощности эталонной электростанции соответствуют наиболее эффективные показатели ВИЭ всех рассмотренных типов, и поэтому она является наиболее репрезентативной для объективного сравнения ВИЭ между собой.

Целесообразность развития энергетики Краснодарского края на основе ВИЭ обусловлена:

- растущим дефицитом традиционных топливно-энергетических ресурсов;
- значительными ресурсами ВИЭ;

- высокой экологичностью технологий ВИЭ;
- динамикой роста цен на электроэнергию и тепло, значительно повышающей инвестиционную привлекательность проектов по ВИЭ (с 2010 г по 2016 г. цены на электроэнергию выросли в 12 раз);
- стабильным ростом экономического развития Краснодарского края (потребление электроэнергии в регионе с 2006 г. по 2016 г. выросло более чем в 2 раза).

Таблица 1.3 – Сравнительные показатели энергетической и экономической эффективности возможных вариантов систем электроснабжения Краснодарского края на базе ВИЭ с годовой выработкой электроэнергии 42 млн. кВт ч (СФЭС – солнечные фотоэлектрические станции; ВЭС – ветроэлектрические станции; МГЭС – малые гидроэлектростанции)

№ п/п	Показатели ВИЭ	СФЭС	ВЭС	МГЭС	Электростанции на биотопливе
1	Коэффициент использования номинальной мощности ВИЭ, $K_{инм}$, %	16	30	60	60
2	Суммарная номинальная мощность, МВт	30,6	16,3	8,2	8,3
3	Капитальные затраты, млн. руб	5704	948	640	492
4	Эксплуатационные затраты, млн. руб/20 лет	1246	519	359	547
5	Себестоимость энергии, руб/кВт ч	7 - 8	2 - 3	1,2 - 1,5	2 - 3
6	Срок окупаемости, лет	6 - 7	3 - 4	3 - 4	4 - 5
7	Трудоёмкость реализации проекта, чел. час/млн кВт ч	0,41	0,34	0,31	0,44

Особую важность приобретает постановка обоснованных и реальных задач, являющихся важнейшим условием успешного выполнения как региональных программ развития ВИЭ, так и Российской программы в целом.

Установление целей по развитию ВИЭ для Краснодарского края должно проводиться исходя из следующих допущений и соображений:

- с учетом мировых темпов развития возобновляемой энергетики, производственные потенциалы ВИЭ в регионах при наличии нормативно-правовой базы их развития с учетом энергетического и топливного дефицита могут и должны быть реализованы к 2020 г. примерно на 50%;
- многолетняя (до 2020 г.) динамика развития каждого вида ВИЭ определялась, исходя из мирового опыта их развития для приблизительно равных условий (производственных, кадровых, экономических) рассмотренных регионов;
- с учетом производственных среднестатистических затрат электроэнергии на нагрев воды в бытовых и производственных нуждах, составляющих до 50% от потребляемой в регионах электроэнергии, энергозатраты на нагрев воды с использованием солнечных тепловых нагревательных установок включались в суммарный баланс производства электроэнергии;

– учитывая трудоемкость производства энергии при имеющемся в России недостатке трудовых ресурсов, предпочтительными оказываются менее трудоемкие технологии энергопроизводства.

В качестве базовых для масштабного развития возобновляемой энергетики в Краснодарском крае целесообразно к 2020 г. выбрать ветроэнергетику (с суммарной установленной мощностью до 250 МВт.), гелиоэнергетику, (тепловую и электрическую с суммарной установленной мощностью примерно 120 МВт) и биоэнергетику (с суммарной установленной мощностью до 120 МВт).

Особенностью развития Краснодарского края является первоочередное внедрение солнечных энергетических установок, и, прежде всего наиболее экономичных из всех видов ВИЭ – солнечных коллекторов. Даже если только 5% владельцев частных домов или дач (что составляет примерно 25 тыс. пользователей) в Краснодарском крае начнут использовать солнечные коллекторы для нагрева воды и отопления, в сумме установленная мощность солнечных коллекторов составит в этом случае (из расчета 3 – 4 кВт на дом) не менее 60 – 100 МВт.

Сравнивать эффективность получения электрической энергии от любого из существующих источников и, прежде всего, от внешней сети невозможно в принципе. Но понять преимущества ВИЭ, в чем эта разница состоит, можно на примере выбора для электроснабжения фермерского хозяйства ВИЭ, к примеру, СФЭС, капиталовложения в которую в несколько раз больше капиталовложения в ДЭС (рисунок 1.7).

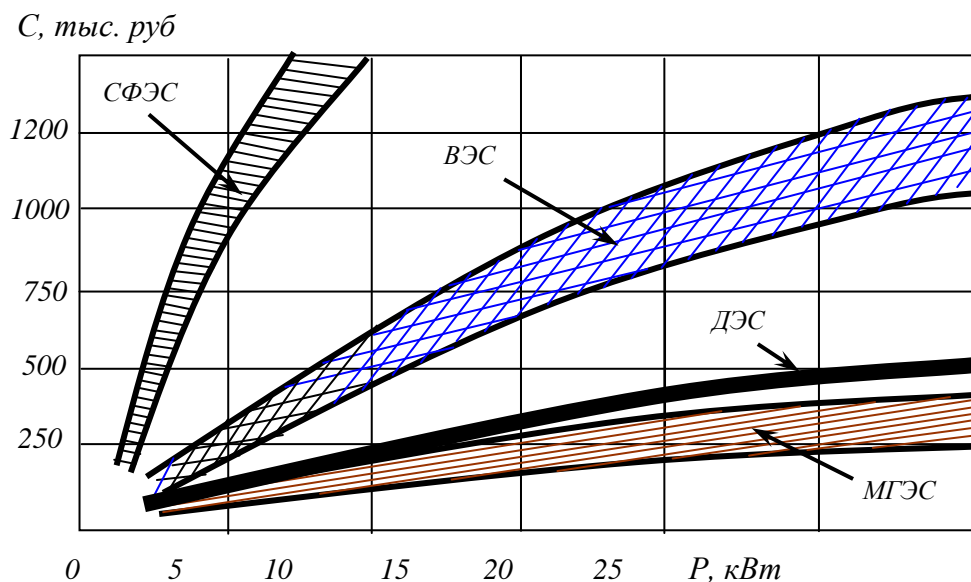


Рисунок 1.7 – Зависимости стоимости (C) ВИЭ и ДЭС от мощности (P)

Пример. Один фермер использует СФЭС, другой пошел по традиционному, проверенному пути – электроснабжение своего хозяйства осуществляет от внешней сети. Первый отдаст деньги при покупке СФЭС (за 1 кВт около 200 тыс. руб за солнечные батареи, инвертор и аккумуляторные батареи, стоимость которых составляет около 40% от стоимости СФЭУ), но через несколько лет,

когда экономия от их использования покроет сумму первоначальных расходов, перестанет тратиться на электричество. В отличие от него, фермер, «питающий» от внешней сети, сначала заплатит за подключение (от 50 тыс. руб за 1 кВт) и прокладку кабеля или воздушной линии электропередачи (дополнительные расходы), после чего будет продолжать оплачивать ежемесячно счета за использование электроэнергии.

Если для первого фермера примерно через 5 – 6 лет (таков срок окупаемости СФЭС) энергия станет бесплатной, то для второго этот момент не наступит никогда, и через год, и через десять лет он будет также платить за электроэнергию. По прогнозам к 2020 г. стоимость 1 кВт ч электроэнергии увеличиться в 3 – 5 раз.

Гарантийный срок работы СФЭС в настоящее время находится в пределах 20 – 25 лет. Нужны ли фермеру аккумуляторные батареи (АБ)? В ночное время можно пользоваться электроэнергией от внешней сети, по заниженным тарифам. Поэтому стоимость СФЭС может быть уменьшена на 40%.

Обстоятельства, влияющие на выбор за и против автономной системы на ВИЭ.

1. Объект находится в местности, где в принципе отсутствуют сети. Здесь выбора как такового нет. Выбор в пользу автономной системы очевиден и качество энергоснабжения определяется лишь выбором состава системы. Здесь целесообразно применять комбинированные автономные системы электрообеспечения, выполненные с использованием разных типов ВИЭ. Кроме того, в составе такой системы может использоваться традиционный источник электроэнергии, к примеру, газопоршневая электростанция.

2. В случае наличия удаленной подстанции (от 1 км) проведение от неё низковольтной линии электропередач неэффективно, из-за недостаточного напряжения на «конце» линии. Единственный традиционный выход из сложившейся ситуации в настоящее время – дорого стоящее строительство собственной подстанции. Но даже если средства на подстанцию есть, то путь от подготовки пакета документов до включения электроустановки фермерского хозяйства делится на несколько долгих и дорогих этапов:

- выделение мощностей и выдача электроснабжающей организацией технических условий на подключение;
- получение в местной электросети технического задания на подключение электроустановки дома к сети;
- оформление тех задания и согласование его со многими организациями (Горгаз, Ростелеком, Водоканал и Электросети);
- проектирование электроустановки фермерского хозяйства проектно-строительной организацией, имеющей лицензию;
- согласование проекта с владельцами земли (подстанции), коммуникаций, энергоснабжающей организации и в Госэнергонадзоре;
- выполнение работ по проекту нанятой вами электромонтажной организации, обладающей соответствующими лицензиями и опытом работы. О ней можно поинтересоваться в энергоснабжающей организации;

– проведение испытаний и составление «Акта приёмки» инспектором отделения Госэнергонадзора;

– пломбирование электросчётчиков, подписание Договора о пользовании электроэнергией с Энергосбытом и включение электропитания фермерского хозяйства.

3. В случае наличия электросети мощность подстанции в загородном поселке или в месте, где фермерское хозяйство не бесконечно. Соответственно качество энергоснабжения в пиковые часы снижается. Дополнительные мощности оплачивает желающий их увеличить, т.е. вновь подключаемый абонент. Стоимость отечественного понижающего трансформатора мощностью *160 кВА* без учета установки, согласований и дополнительного оборудования составляет *120 – 160 тыс. руб.*

4. Если фермерское хозяйство находится вблизи с внешней системой электроснабжения, то практически пропадают стимулы к сохранению энергии и энергоэффективности. Однако можно иметь дорогую систему и не иметь электроэнергии при частых отключениях и авариях в сетях. Потому, можно рекомендовать выделить хотя бы часть нагрузки (например, осветительная нагрузка) и обеспечить ее электроэнергией от резервных АБ, которые периодически заряжаются СФЭС.

Объективные преимущества и недостатки, которые возможны при сделанном выборе. В настоящее время существует четыре варианта выбора использования автономных систем электроснабжения.

1. Система, содержащая внешнюю сеть, как основной источник питания и автономный источник, используются в качестве резервных источников электроэнергии.

2. Автономная система, выполненная с использованием традиционных источников электроэнергии.

3. Автономная система, выполненная с использованием ВИЭ.

4. Автономная (комбинированная) система, выполненная с применением традиционных и ВИЭ.

В первом варианте всё очевидно – пропадает сеть, включаются резервные источники электроэнергии – традиционные или ВИЭ. С целью экономии потребления электроэнергии от внешней сети, а также уменьшения сроков окупаемости, пока есть воздушные потоки или солнечная радиация могут работать ветроэлектростанции или СФЭС.

Второй вариант предполагает использование дизельных электростанций (ДЭС) или газопоршневых электростанций (ГПЭ). Перспективность этого варианта в основном определяется отдалённостью потребителей от внешней сети и климатическими условиями, а также ландшафтом местности.

Перспективность третьего варианта также определяется климатическими условиями и ландшафтом местности. Здесь могут применяться, как ветродизельные, ветросолнечные и любые другие комбинации электростанций.

Четвёртый вариант предполагает использование как традиционных автономных источников электроэнергии (ДЭС и ГПС), так и ВИЭ (ВЭС, МГЭС, СФЭС).

Четвёртый вариант имеет неоспоримое преимущество, при применении ВИЭ, поскольку фиксируется цена получаемой электроэнергии на много лет вперед. Например, если установить СФЭС и ВЭС, то фактически электроэнергия покупается на 25 или 30 лет вперед по фиксированной цене. Также фиксируется само потребление – ничего лишнего.

Практически во всех вариантах, при наличии ответственных потребителей электроэнергии (потребителей первой категории) должны применяться АБ для обеспечения бесперебойного электроснабжения.

Таким образом, возможны комбинации выше рассмотренных вариантов систем электроснабжения на базе автономных источников. В любом случае, если к потребителям электроэнергии уже проведена внешняя сеть – не нужно отключаться от нее. От внешней сети нужно отключаться в том случае, когда стоимость электроэнергии высокая или высока стоимость её содержания. Но, в общем случае, лучше комбинировать электроснабжение внешней сети с ВИЭ. Это даёт следующие преимущества:

- независимость от внешней сети (даже в том случае, когда она подключена) даёт преимущества в случаях аварии в сетях, падение напряжения из-за перегрузок, увеличение стоимости обслуживания и ремонта элементов сети;
- автономная система на ВИЭ можно наращивать до необходимой мощности в силу модульного принципа их построения.

1.6 Ресурсы возобновляемых источников энергии Краснодарского края

Краснодарский край обладают огромными ресурсами ВИЭ. Эти ресурсы во много раз превышают ресурсные возможности традиционных (ископаемых) источников энергии края.

Как известно, для количественной оценки потенциала (ресурса) ВИЭ применяется понятие «условное топливо» (*у. т.*). Их возможности в отношении получения электроэнергии оценивают в ваттах (*Вт*), а тепловой энергии – в джоулях (*Дж*). Периодически возникает необходимость перехода от одних единиц измерения к другим

$$1 \text{ кВт} = 120 \text{ г у.т.} = 3,6 \text{ МДж}; \quad 1 \text{ кг у.т.} = 30 \text{ МДж} = 8,3 \text{ кВт}.$$

Кроме того, в технической литературе для оценки потенциала (ресурса) ВИЭ применяются следующие термины.

Теоретический (валовой) потенциал ВИЭ – годовой объем энергии, содержащийся в данном виде возобновляемого источника при полном её преобразовании в полезную используемую энергию.

Технический потенциал ВИЭ – часть теоретического потенциала, преобразование которого в полезную энергию возможно при существующем уровне развития технических средств. Здесь важным является то, что это преобразование должно осуществляться при соблюдении требований по охране природной среды.

Экономический потенциал ВИЭ – это часть технического потенциала, преобразование которого в полезную энергию экономически целесообразно на данном этапе развития техники и технологий по преобразованию энергии с учетом цен на тепловую и электрическую энергию, материалы, транспортные услуги, оплату труда и т. д.

В таблице 1.4 приведён энергетический потенциал (ресурс) ВИЭ Краснодарского края.

Анализ территориального распределения ветровых ресурсов по Краснодарскому краю показывает, что мощность ветрового потока растёт по мере приближения к побережью Черного моря (рисунок 1). В прибрежных районах удельная мощность ветра на высоте 100 м составляет до 1100 Вт/м² и более, что является перспективным для развития ветроэнергетики.

Таблица 1.4 – Энергетический потенциал ВИЭ Краснодарского края

Виды энергии	Валовый потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Ветровая	5016 млрд кВт ч 1705 млн т у.т.	116,1 млрд кВт ч 39,5 млн т у.т.	0,58 млрд кВт ч 0,197 млн т у.т.
Малых рек	8,1 млрд кВт ч 2,75 млн т у.т.	2,5 млрд кВт ч 0,85 млн т у.т.	1,4 млрд кВт ч 0,48 млн т у.т.
Солнечная	14 млрд т у.т.	5,8 млн т у.т.	2,6 тыс т у.т.

Технический потенциал только ветроэнергетики Краснодарского края примерно в три раза превышает прогнозируемое электропотребление в 2020 г., что позволяет рассматривать ветровые ресурсы региона как один из его основных энергоресурсов.

Перспективными районами для возможного возведения крупных ветро-электрических станций (ВЭС) на территории Краснодарского края являются: порт Кавказ – коса Чушка, г. Анапа, г. Темрюк, г. Новороссийск – Геленджик, а также район г. Ейска (рисунок 1.8). Кроме того, обусловлено это тем, что в последние годы в районе этих пунктов рассматривались проекты крупных ВЭС разной мощности. В районе рассмотренных пунктов имеется достаточно развитая электросетевая структура с линий электропередач с напряжением 110 – 220 кВт, а также развитая дорожно-транспортная структура (автомобильная и железнодорожная), способная обеспечить достаточно быструю и недорогую доставку ветроэнергетического оборудования к месту монтажа ВЭС.

При разработке ВЭС в каждом случае речь идет о суммарной мощности от 50 МВт и более с учетом расчетных коэффициентов использования номинальной мощности ВЭС $K_{инм} > 28 - 30\%$.

Проведенный в проекте TACIS предварительный ресурсный анализ позволяет рассматривать Краснодарский край как один из основных пилотных регионов для развития отечественной ветроэнергетики. Основанием для такого вывода является наличие многих обеспеченных ветровыми ресурсами мест возможного размещения ВЭС общей установленной мощностью до 1000 МВт при наличии достаточно развитой электросетевой инфраструктуры.

Для повышения достоверности оценок возможных масштабов практического использования ветровых ресурсов региона использован в качестве критерия **производственный потенциал**, определенный как возможная суммарная годовая выработка современных ВЭС, размещенных на не освоенной производством территории региона, ветровые характеристики которой обеспечивают энергетическую эффективность ВЭС не ниже современных зарубежных рекомендаций ($K_{ИНМ} > 28\%$).

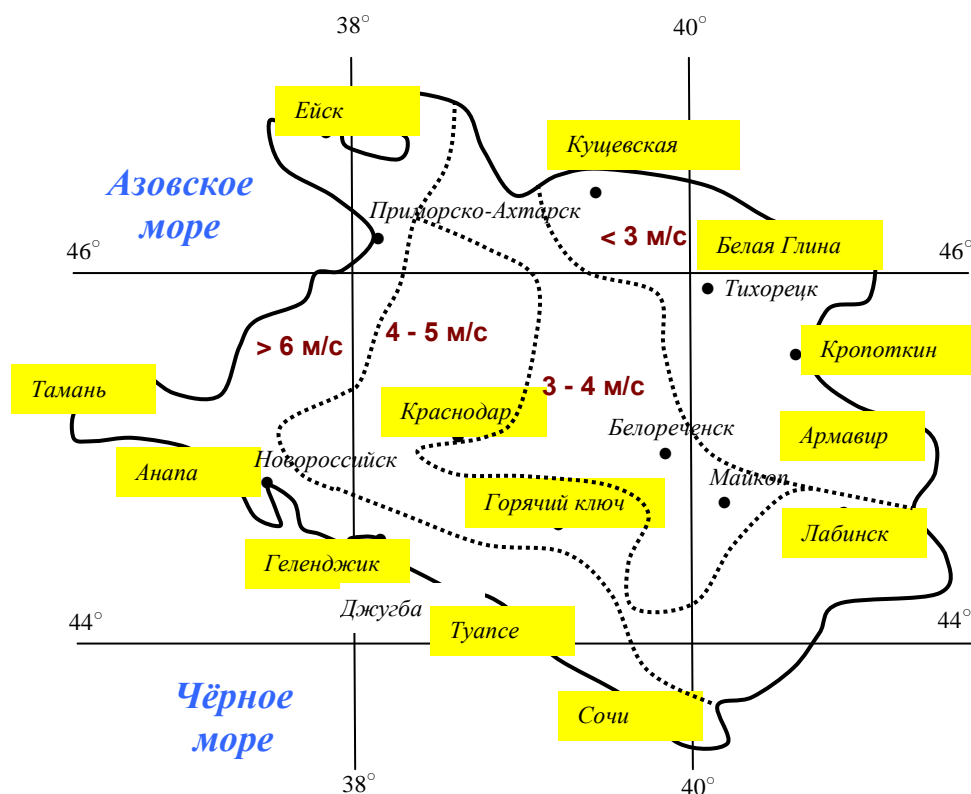


Рисунок 1.8 – Распределение среднегодовой скорости ветра по территории Краснодарского края

Применительно к Краснодарскому краю данная оценка соответствует однорядному размещению 350 ветроэнергетических установок единичной мощностью 3,0 MВт вдоль Черноморской береговой линии протяженностью около 300 км в местах, не освоенных производством, но расположенных в пределах досягаемости линий электропередач и дорог с твердым покрытием. Суммарная номинальная мощность таких ВЭС, по экспертным оценкам, составляет до 1000 MВт.

Данные о валовом, техническом и экономическом потенциалах малой гидроэнергетики Краснодарского края приведены в таблице 1.4.

Проведенный анализ показывает, что Краснодарский край обладает значительным валовым и техническим потенциалом малой гидроэнергетики, составляющим 0,75% от общероссийского. Экономический потенциал малых ГЭС Краснодарского края составляет 25 – 30 % от ожидаемого электропотребления в 2020 г.

В результате анализа технических характеристик и условий строительства обосновано сооружение 17 малых ГЭС на реках Черноморского побережья и на притоках реки Кубань с общей установленной мощностью $75,3 \text{ МВт}$, со среднемноголетней выработкой электрической энергии – $420,7 \text{ млн. кВт ч/год}$. Полученные данные свидетельствуют о весьма высокой экономической эффективности и инвестиционной привлекательности проектов малых ГЭС на территории Краснодарского края. Однако при проектировании МГЭС необходимо учитывать, что в течение года в реках изменяется расход воды.

Обращает на себя внимание высокая энергетическая эффективность малых ГЭС (работа со средним по краю коэффициентом использования номинальной мощности малых ГЭС около 64%). Высокой энергетической эффективности соответствует низкая в сравнении с прочими энергоисточниками себестоимость и периоды окупаемости проектов малых ГЭС, составляющие от трех до пяти лет при разных вариантах ценообразования на закупаемую малых ГЭС энергию. Данные о валовом, техническом и экономическом потенциалах солнечной энергетики Краснодарского края приведены в таблице 1.4.

Анализ среднемесячной облачности и среднемесячного прямого излучения солнца показал, что больше 50 % времени в году в Краснодарском крае средняя облачность превышает 55 %, при этом среднемесячное прямое излучение солнечной энергии превышает 2 кВт/м^2 . Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность на территории Краснодарского края приведена на рисунке 1.9.

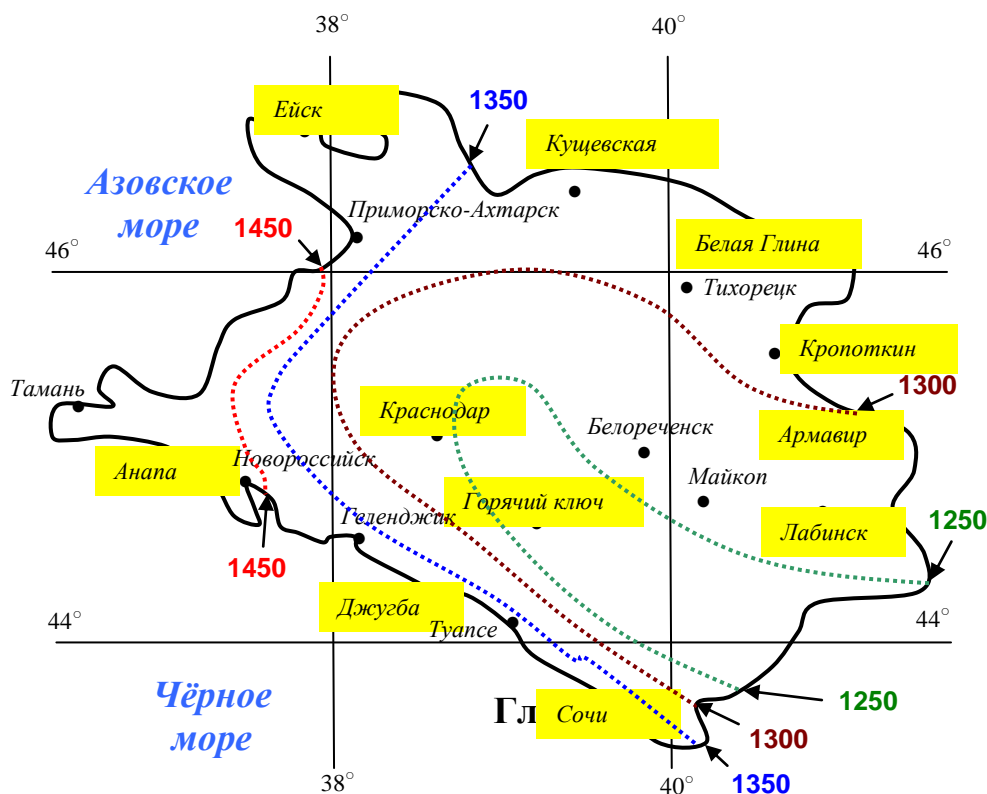


Рисунок 1.9 – Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность на территории Краснодарского края (кВт ч/м^2)

Глава 2

ГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1 Выбор генераторов электроэнергии

При проектировании ветроэнергетических установок (ВЭУ) и малых гидроэлектростанций (МГЭС) важным является вопрос расчёта мощности и выбора генератора электроэнергии.

Для преобразования энергии ветра и падающей воды в электрическую, как правило, используются синхронные генераторы (СГ), реже генераторы постоянного тока (ГПТ) и асинхронные генераторы (АГ).

Перспективным направлением является применение в составе ВЭУ и МГЭС бесконтактных генераторов электроэнергии синхронных генераторов с постоянными магнитами (СГПМ) и асинхронных генераторов емкостного возбуждения (АГ).

СГПМ просты в конструкции, имеют высокий КПД, надежны в возбуждении, малоинерционны в переходных процессах, имеют хорошие выходные характеристики.

В настоящее время известно большое разнообразие конструкций СГПМ. Среди них следует отметить торцевую конструкцию (ротор с тангенциальным намагничиванием), которая помимо прочих достоинств СГПМ имеет следующие: жесткий и короткий ротор, выдерживающий высокие скорости вращения; небольшая масса вращающихся частей при достаточном моменте инерции (за счет большего диаметра); простота и технологичность конструкции.

Широкие перспективы в создании СГПМ открывает промышленное освоение производства магнитотвердых материалов интерметаллических соединений редкоземельных элементов с кобальтом, используемых для постоянных магнитов систем возбуждения СГПМ, размещаемых на роторе генератора. Использование редкоземельных материалов улучшает массогабаритные показатели генераторов. Однако сдерживающим фактором в применении указанных материалов является их относительно высокая стоимость.

В настоящее время основным материалом для магнитов систем возбуждения СГПМ служат металлокерамические сплавы типа альни, альнико и, реже, бариевые ферриты, механическая прочность которых в 3–6 раз выше литых роторов из магнитотвердых ферритов.

Таким образом, особенностью СГПМ является зависимость их мощности от объема (массы) и качества (энергетических показателей) материала постоянных магнитов, используемых в системе возбуждения.

Важная особенность СГПМ в сравнении с СГ с электромагнитным возбуждением – сложность регулирования и стабилизации выходного напряжения.

Один из возможных способов стабилизации напряжения СГПМ – введение во внешнюю электрическую цепь генератора емкостных элементов, способствующих появлению продольно намагничивающей реакции якоря.

Принципы и технические решения регуляторов напряжения АГ аналогичны СГПМ, т.е. стабилизация напряжения осуществляется за счет регулирования реактивной мощности, поступающей в АГ от конденсаторов. Изменение реактивной мощности конденсаторов осуществляется за счет изменения реактивного тока, протекающего через конденсаторы, пропорционально изменению напряжения. Величина реактивного тока регулируется изменением времени открытого состояния силовых полупроводниковых ключей, которые к конденсаторам подключаются последовательно или параллельно. Широкий диапазон требований потребителей электроэнергии обуславливает многообразие вариантов структурных схем автономных систем.

Современные системы регулирования напряжения АГ обеспечивают стабильное значение выходного напряжения даже при значительных изменениях частоты вращения приводного двигателя (1 : 2).

Кроме того, АГ имеют следующие преимущества в сравнении с СГ:

1. При КЗ в цепи нагрузки происходит развозбуждение АГ, что не требует установки дополнительной защиты генератора.

2. При работе АГ на несимметричную нагрузку короткозамкнутая стержневая система магнитосимметричного ротора выполняет роль полной демпферной обмотки, вследствие чего качество электроэнергии, вырабатываемой АГ, обеспечивается на достаточно высоком уровне и в несимметричных режимах нагрузки.

3. АГ повышенной частоты, у которых увеличение частоты тока достигнуто за счет роста частоты вращения ротора, более устойчиво возбуждаются после потери возбуждения. Кроме того, самовозбуждение таких генераторов происходит даже при наличии определенной нагрузки, подключенной к зажимам генератора.

4. Включение на параллельную работу СГ - сложная и ответственная операция, требующая при одинаковом порядке чередования фаз, равенства напряжений на зажимах генераторов и частоты вырабатываемого тока. Если разность вращения валов приводных двигателей достаточно велика, то даже при наличии большого синхронизирующего момента вращающийся ротор может не втянуться в синхронизм в первом после включения цикле качаний без проворота. Толчки уравнительного тока и уравнительной мощности сопровождаются провалами напряжений и могут оказать отрицательное воздействие как на работу самих генераторов, так и на работу потребителей, а иногда привести к нарушению устойчивости и выпадению СГ из синхронизма.

В то же время включение АГ на параллельную работу такой же мощности носит устойчивый характер, не требует сложной дополнительной аппаратуры, а синхронизация генераторов сводится только к выравниванию их частот и напряжений. Даже при значительных рассогласованиях частот вращения роторов генераторов в системе устанавливается частота тока, равная среднему значению частот токов генераторов, включенных на параллельную работу. При этом конденсаторы возбуждения играют роль фильтров и способствуют исчезновению биений напряжений и длительных переходных процессов после включения на параллельную работу.

В многоагрегатных системах простыми и надежными структурно-схемными решениями возможно оптимизировать систему по массогабаритным показателям, показателям надёжности, ресурсу и другим эксплуатационно-техническим характеристикам. Эта возможность обусловлена тем, что, с одной стороны, блок возбуждения АГ на холостом ходу может быть функционально разобщен с блоком компенсации реактивной мощности нагрузки, а с другой стороны, эти блоки простыми переключениями могут быть подключены к любому АГ многоагрегатной автономной системы электроснабжения.

Однако достоинства АГ могут быть потеряны при использовании в генераторном режиме асинхронных двигателей промышленного исполнения. Такие машины имеют низкий КПД, большую массу и габариты.

Вернуть АГ конкурентоспособность как АИЭ может асинхронная машина, специально проектируемая для работы в генераторном режиме на высоких частотах вращения приводного двигателя. Так, например коэффициент насыщения магнитной цепи высокоскоростного АГ должен находиться в пределах 2,8–4, что позволит повысить его КПД и улучшить рабочие характеристики. Повышение коэффициента насыщения может быть обеспечено за счет изменения размеров зубцов и ярма ротора, а также за счет использования новых материалов для магнитной системы. Стабилизация и качество напряжения АГ зависят не только от коэффициента насыщения, но и от обмоточных данных электрической машины. Параметры обмоток рассеяния АГ должны быть в пределах $X1=X2' < 0,08-0,1$, а величина активных сопротивлений обмоток должна составлять $R1 = R2 = 0,01-0,03$.

Улучшение характеристик АГ можно обеспечить за счет повышенных электромагнитных нагрузок с применением высокоэффективных систем охлаждения.

Таким образом, широкие перспективы для использования в составе ВЭУ и МГЭС раскрываются перед бесконтактными генераторами электроэнергии переменного тока АГ и СГПМ, обладающих повышенной надежностью, высокими динамическими качествами, малыми массами и габаритными размерами за счет повышенных механических, электромагнитных и тепловых нагрузок, возможностью работать в нестандартных окружающих условиях. Поэтому их значимость в электроэнергетике быстро возрастает.

Для определения стоимости генераторов электроэнергии был проведен анализ стоимостных показателей оборудования основных ведущих отечественных и ряда зарубежных фирм. Цены на генераторы определялись путём нахож-

дения среднего значения для трёх типов генераторов: синхронных контактных генераторов (СГ), асинхронных бесконтактных генераторов (АГ) и генераторов постоянного тока (ГПТ). В ходе исследований установлено, что ценовая политика различных производителей отличается не более чем на 5%.

При определении стоимости учитывались системы возбуждения СГ, конденсаторные батареи АГ. Расчёт стоимости ГПТ определялся без учёта инверторов, стоимость которых составляет до 40 от стоимости непосредственно ГПТ.

На рисунке 2.1, *а* представлены графические зависимости рыночной стоимости генераторов различных типов средней мощности (до 200 кВт), а на рисунке 2.1, *б* – повышенной мощности (до 800 кВт).

Как видно из рисунка 2.1, *а*, что использование АГ экономически оправдано при мощности генератора до 50 кВт, при большей мощности экономически оправдан СГ. Анализ экономического сравнения генераторов по рисунку 2.1, *б*, показывает то, что применение ГПТ на мощностях более 100 кВт является наименее оправданным.

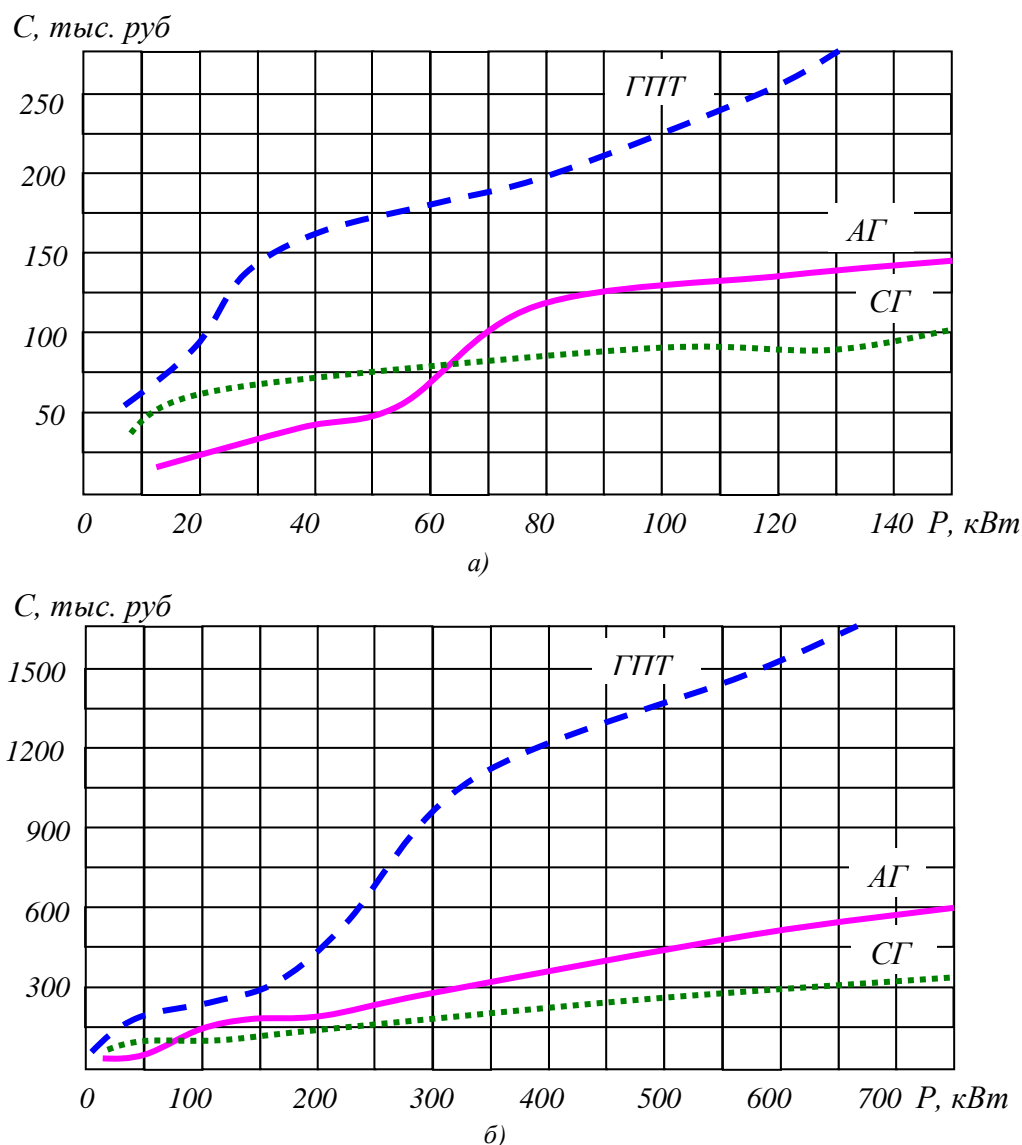


Рисунок 2.1 – Зависимости стоимости генераторов от мощности

Анализ кривых зависимости массы генераторов от мощности (рисунок 2.2) показывает, что на малых мощностях массы СГ больше, т.к. якорь СГ на этих мощностях больше ротора АГ по причине полюсности. На больших мощностях площадь рамки ротора АГ должна быть большей для создания необходимого магнитного потока, обеспечивающего требуемую мощность. В связи с этим размеры ротора АГ значительно превышают размеры якоря СГ, где такой зависимости нет, а размеры машины определяются токами статора. Значение мощности, при которых массы СГ и АГ равны, составляют порядка 90 кВт.

Подход к выбору генератора электроэнергии для ВЭУ и МГЭС в настоящее время носит чисто экономический характер и не учитывает особенности работы генераторов в автономном режиме и на сеть. Для окончательного ответа на вопрос о целесообразности применения того или иного типа генератора для МГЭС, необходимо также учитывать показатели надёжности и КПД вместе с устройствами стабилизации напряжения.

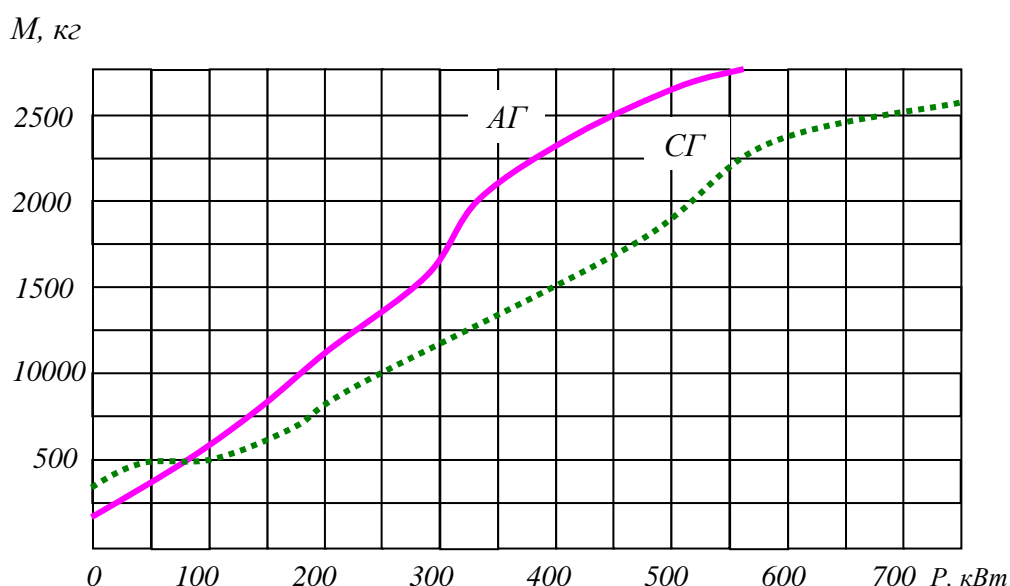


Рисунок 2.2 – Зависимости массы генераторов от мощности

Перспективным является направление, которое позволит значительно улучшить эксплуатационно-технические характеристики ВЭУ является применение в качестве стабилизатора напряжения и частоты тока генератора непосредственных преобразователей частоты (НПЧ). Применение НПЧ упростит механическую часть и повысит показатели надёжности и КПД ветроэнергетической установки.

При выборе или разработке генератора для ВЭУ, если в качестве стабилизатора параметров электроэнергии используется НПЧ, необходимо учитывать следующие особенности:

- 1) частота вращения ротора генератора должна находиться в пределах 750 – 1500 об/мин, что зависит от скорости ветра и диаметра ветроколеса;

2) частота тока генерируемого напряжения должна быть в диапазоне частот 300 – 400 Гц (чем выше частота, тем лучше качество выходного напряжения и меньше масса выходного фильтра НПЧ);

3) повышение частоты генерируемого тока целесообразно осуществлять не за счёт увеличения передаточного числа механического редуктора, а за счёт увеличения числа пар полюсов генератора или за счёт комбинации рассмотренных выше способов.

4) для стабилизации параметров электроэнергии могут использоваться два типа НПЧ с естественной и искусственной коммутацией (с регулируемым углом сдвига фаз на входе) силовых полупроводниковых приборов.

Особенность работы НПЧР совместно с АГ, заключается в том что преобразователь способен изменять реактивную составляющую входного тока и, ее знак, представляет возможность использовать этот НПЧР в двух целях: во-первых, для преобразования мощности с повышенной и изменяющейся частотой, генерируемой АГ, в выходную мощность постоянной более низкой частоты и, во-вторых, для питания АГ регулируемой реактивной мощностью, т.е. для регулирования его возбуждения.

Важной особенностью работы НПЧР является то, что он всегда нагружен на фильтр. Ток фильтра емкостный, поэтому НПЧР будет потреблять соответствующий емкостный ток от генератора, т.е. выдавать соответствующий отстающий реактивный ток генератору. Однако в зависимости от конкретных параметров фильтра может случиться, что этот ток недостаточен для возбуждения АГ. Тогда задача может быть решена путем присоединения параллельно генератору конденсаторов обеспечивающих его возбуждение. Это обычно не означает добавление «лишних» элементов в систему, поскольку на практике конденсаторы на входе обычно нужны для НПЧР, в которых используются отключающие устройства или тиристоры с принудительной коммутацией; они нужны для подавления перенапряжений на входных выводах, которые при каждой коммутации образуются в результате быстрого изменения тока, проходящего через реактивное сопротивление рассеяния генератора. Конденсаторы на входе также могут иметь преимущества для НПЧЕ. Кроме подавления коммутационных перенапряжений эти конденсаторы уменьшают также искажение токов генератора и улучшают форму кривой напряжения на его выводах. Таким образом, эти конденсаторы косвенно влияют на уменьшение искажения формы кривой выходного напряжения, которая формируется из участков кривых входного напряжения.

Для обеспечения должного возбуждения без нагрузки необходимо, чтобы общий ток генератора, составленный из тока конденсатора на входе и максимально достигаемого емкостного входного тока НПЧР, благодаря току фильтра на выходе был бы равен или больше тока возбуждения ненагруженного АГ при минимальной рабочей скорости. На практике этот критерий обычно удовлетворяется сам собой, поэтому емкость конденсаторов фильтра не должна быть увеличена сверх той, которая требуется по другим причинам.

Важным вопросом является пуск АГ в работу. Поскольку до пуска к АГ не приложено напряжение, то его конденсаторы сами по себе не смогут обеспе-

чить требуемое начальное возбуждение. Однако асинхронные машины имеют некоторую остаточную намагниченность и даже если не имеют ее, это легко сделать путем введения только одного импульса тока в обмотку статора. Эта остаточная намагниченность обеспечивает начальное самовозбуждение естественным путем под действием положительной обратной связи. При вращении ротора в обмотке статора возникает небольшое напряжение благодаря остаточной намагниченности. Это напряжение создает некоторый ток через конденсаторы фильтров на входе, что в свою очередь увеличивает напряжение генератора. Когда напряжение на выводах генератора превысит какой-то установленный уровень, НПЧР включается в работу. Если желаемое напряжение генератора поддерживается замкнутой системой регулирования коэффициента сдвига НПЧР, то при пуске будет автоматически установлено наибольшее возможное опережающее значение коэффициента сдвига, обеспечивающее быстрое завершение начального возбуждения генератора. По достижении требуемого напряжения на выводах АГ замкнутая система регулирования НПЧР непрерывно регулирует реактивную составляющую входного тока так, чтобы поддержать это напряжение.

Таким образом, основным достоинством НПЧЕ, применяемых в составе в ВЭУ с АГ является относительно не сложная силовая схема и система управления, а недостатком – на входе НПЧЕ угол сдвига фаз постоянно отстающий, т.е. преобразователь для АГ является активно-индуктивной нагрузкой, что требует повышенную ёмкость конденсаторов обеспечивающих его возбуждение. Основным достоинством НПЧР является то, что на его входе ток опережает напряжение, а значит, преобразователь для АГ является активно-емкостной нагрузкой, что позволяет значительно уменьшить массу конденсаторов, применяемых для возбуждения генератора, и практически исключить из схемы блок конденсаторов компенсации реактивной мощности. Основными недостатками НПЧР являются: сложная силовая часть, из-за применения блока искусственной коммутации, в состав которого входят силовые полупроводниковые ключи и реактивные элементы, и соответственно усложнена система управления, обеспечивающая не только стабилизацию параметров электроэнергии, но и искусственную коммутацию силовых полупроводниковых приборов.

2.2 Особенности расчёта КПД и массы бесконтактных генераторов электроэнергии

В настоящее время автономная электроэнергетика предъявляет следующие основные требования к генераторам электроэнергии:

- высокая надежность работы, в том числе ресурс, и КПД;
- высокая стабильность и точность поддержания параметров электроэнергии в условиях действия таких дестабилизирующих факторов, как переменная частота вращения приводного двигателя (ветроколеса ветроэлектрической установки, турбины гидроэлектростанции и т. п.), изменяющаяся величина и характер нагрузки;
- минимальная стоимость и эксплуатационные расходы;

– минимальная масса и габариты при растущей потребности увеличения установленной (расчетной) мощности;

Для улучшения характеристик генераторов ВЭУ и МГЭС необходимы новые методы и принципы их конструирования, связанные с применением новых технических решений электромеханических генераторов и статических стабилизаторов и преобразователей параметров электроэнергии.

Для улучшения эксплуатационно-технических характеристик ВЭУ предлагается в качестве источников использовать бесконтактные генераторы электроэнергии: синхронный генератор с постоянными магнитами (СГПМ) и асинхронный генератор емкостного возбуждения (АГ).

СГПМ просты в конструкции, имеют высокий КПД, надежны в возбуждении, малоинерционные в переходных процессах, имеют хорошие выходные характеристики.

Известно большое разнообразие конструкций СГПМ. Среди них следует отметить торцовую конструкцию (ротор с тангенциальным намагничиванием), которая помимо прочих достоинств СГПМ имеет следующие:

– жесткий и короткий ротор, выдерживающий высокие скорости вращения;

– небольшая масса вращающихся частей при достаточном моменте инерции (за счет большего диаметра);

– простота и технологичность конструкции;

– удобство встраивания в конструкцию первичного двигателя (постоянные магниты рассредоточиваются на вращающихся частях двигателя, а статор располагается рядом с ними).

В настоящее время теоретические исследования и практический опыт показывают перспективы применения АГ в качестве автономных источников электроэнергии в составе ВЭУ.

Применение АГ долгое время сдерживалось в основном по двум причинам: из-за отсутствия малогабаритных силовых конденсаторов, обеспечивающих возбуждение генератора и компенсацию реактивной мощности нагрузки, а так же из-за сложности стабилизации выходного напряжения.

Разработанные в настоящее время конденсаторы имеют удельную массу, не превышающую $0,1 \text{ кг/кВА}$, с развитием устройств бесконтактного управления емкостью, с использованием силовых электронных приборов и интегральных микросхем в системах управления и защиты, практически снимаются ограничения по использованию АГ в стабилизированных по напряжению автономных системах. Так, к примеру, при мощности АГ $P = 50 \text{ кВт}$ и частоте тока $f = 50 \text{ Гц}$ масса конденсаторов не превышает 10 кг . Системы стабилизации напряжения АГ обеспечивают стабильное значение выходного напряжения даже при значительных изменениях частоты вращения ветроколеса (1 : 2). Кроме того, АГ имеют следующие преимущества в сравнении с синхронными генераторами:

– при коротких замыканиях в цепи нагрузки происходит развозбуждение электрической машины, что не требует установки дополнительной защиты генератора;

– включение АГ на параллельную работу, такой же мощности, носит устойчивый характер, не требует сложной дополнительной аппаратуры, а синхронизация генераторов сводится только к выравниванию их частот и напряжений;

– конденсаторы возбуждения дополнительно выполняют функции фильтров и способствуют исчезновению биений напряжений и длительных переходных процессов при изменениях величины и характера нагрузки.

Таким образом, основными преимуществами бесконтактных генераторов электроэнергии (АГ и СГПМ) в сравнении с известными техническими решениями генераторов электроэнергии являются:

– повышенные показатели надежности и соответственно повышенный ресурс непрерывной работы (в несколько раз превышающий ресурс работы контактных генераторов электроэнергии);

– повышенные значения КПД на 5 – 10%;

– относительно небольшая масса и габариты, за счет повышенных механических, электромагнитных и тепловых нагрузок.

Важная особенность работы и основным недостатком АГ и СГПМ в сравнении с генераторами с электромагнитным возбуждением является сложность регулирования и стабилизации выходного напряжения. Однако принципы и технические решения стабилизаторов напряжения АГ аналогичны с СГПМ, т. е. стабилизация напряжения осуществляется за счет регулирования реактивной мощности, поступающей в генераторы от конденсаторов. Изменение реактивной мощности конденсаторов осуществляется за счет изменения реактивного тока, протекающего через конденсаторы, пропорционально изменению напряжения путем изменения времени открытого состояния силовых полупроводниковых ключей, которые к конденсаторам подключаются последовательно или параллельно. Здесь перспективным направлением является применение в качестве стабилизатора параметров электроэнергии АГ и СГПМ (напряжения и частоты тока) непосредственных преобразователей частоты. Другим перспективным направлением является применение в составе ВЭУ и МГЭС статических преобразователей и стабилизаторов, выполненных с использованием трансформаторов с вращающимся магнитным полем.

При проектировании ВЭУ и МГЭС необходимо учитывать некоторые особенности расчёта АГ и СГПМ.

Важной характеристикой бесконтактных генераторов являются их потери энергии и соответственно КПД. Известно, потери электрической энергии в электрических машинах разделяются на основные и добавочные. Добавочные потери это потери, вызванные действием высших гармоник МДС, колебаниями индукции вследствие зубчатого строения статора и другими причинами. Как правило, для генераторов мощности, которая находится в пределах от 50 до 500 кВт, добавочные потери $\Delta P_{доб}$ принимают равными 0,5% мощности машины. Основные потери генераторов состоят из электрических потерь в обмотке статора, магнитных потерь статора (потерь в электротехнической стали), механических потерь и поверхностных потерь.

Исходными данными для расчета электрических потерь и КПД АГ и СГПМ на этапе проектирования должны быть: мощность генератора – S ; номинальное напряжение – U_n ; частота вращения ротора – n ; число пар полюсов – p ; число зубцов статора – Z ; геометрический фактор – λ ; внутренний диаметр статора генератора – D ; плотность тока в обмотке статора – j_1 ; значения параметров электромагнитной нагрузки A и B_δ ; коэффициент мощности нагрузки – $\cos \varphi_n$.

Электрические потери в обмотке статора

$$\Delta P_{эл} = m I_1^2 r_1, \quad (2.1)$$

где r_1 – активное сопротивление обмотки статора.

Рабочий ток фазы в обмотке статора

$$I_1 = S / m U_n. \quad (2.2)$$

Для определения активного сопротивления r_1 необходимо определить число витков в обмотке статора W_1 , сечение провода обмотки q_1 и среднее значение длины витка l_{cp} .

Число витков обмотки

$$W_1 = \frac{U_n}{\sqrt{2} \pi i k_{об} f B_\delta \alpha_p \tau l}, \quad (2.3)$$

где $i \approx 0,7 \dots 0,9$ – коэффициент, учитывающий относительное снижение напряжения на нагрузке; $B_\delta \approx 0,8 \text{ Тл}$ – магнитная индукция в воздушном зазоре.

Подставив в (2.3) значения коэффициентов и с учетом, что $f = pn / 60$, $\tau = \pi D / (2p)$ получится формула для определения числа витков

$$W_1 = \frac{17,5 U_n}{n B_\delta D l}, \quad (2.4)$$

Сечение провода обмотки статора

$$q_1 = I_1 / a_1 j_1, \quad (2.5)$$

где a_1 – число параллельных ветвей обмотки фазы.

Среднее значение длины витка обмотки

$$l_{cp} \approx 2,5(1,9D + l). \quad (2.6)$$

Тогда с учетом (2.4) и (2.5) активное сопротивление обмотки можно определить по формуле

$$r_1 = \frac{\rho_m W_1 l_{cp}}{q_1 \cdot 10^{-6}}, \quad (2.7)$$

где $\rho_m = 24,4 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление меди.

Магнитные потери в статоре

$$\Delta P_{см} \approx 2 \rho_c B_c^2 (f / 400)^{1,5} M_c, \quad (2.8)$$

где ρ_c – удельные потери в электротехнической стали (2–5 Вт/кг); $B_c \approx (1,2 - 1,6)$ Тл – магнитная индукция стали; M_c – масса стали статора.

Приближенно масса стали может быть определена по формуле

$$M_c \approx \frac{\pi}{4} m_c k_n l (D_n^2 - D^2), \quad (2.9)$$

где $m_c = 7800$ кг/м³ – удельная масса стали; $k_n \approx 0,8 - 0,9$ – коэффициент, учитывающий объем паза статора; $D_n = k_D D$ – наружный диаметр статора генератора; $k_D = 1,3 - 1,9$ – коэффициент, зависящий в основном от числа полюсов генератора.

Механические потери $\Delta P_{мех}$ определяются потерями на трение в подшипниках и потерями на вентиляцию, при использовании вентилятора определяются по формуле

$$\Delta P_{мех} \approx 3,68 \cdot 10^3 p \left(\frac{g_{\max}}{40} \right)^3 \sqrt{l}, \quad (2.10)$$

Поверхностные потери ΔP_n в наружном цилиндре ротора возникают из-за колебания индукции вследствие зубчатого строения статора

$$\Delta P_n \approx 23 \pi D l \alpha_p n^{1,5} (D \pi B_o)^2 / \sqrt{Z}, \quad (2.11)$$

где $B_o \approx (0,2 - 0,3)$ Тл.

Подставив в (2.11) известные значения коэффициентов получим

$$\Delta P_n \approx 18,26 D^3 l \cdot n^{1,5} / \sqrt{Z}. \quad (2.12)$$

Как видно из формул (2.8–2.12) потери в бесконтактных генераторах в основном определяют размеры активной части генератора D и l , которые в основном зависят от значений S и n .

Тогда коэффициент полезного действия генератора

$$\eta = \frac{S \cos \varphi_n}{S \cos \varphi_n + \sum \Delta P}, \quad (2.13)$$

где $\sum \Delta P = \Delta P_{доб} + \Delta P_{эл} + \Delta P_{ст} + \Delta P_{мех} + \Delta P_n$ – сумма всех потерь генератора.

Немаловажными показателями бесконтактных генераторов, что важно при их использовании в составе ВЭУ, являются удельная масс.

Полную массу генератора M можно выразить через массу активных материалов M_A , как $M = k_k M_A$, где $k_k = 1,4 - 1,7$ – конструктивный коэффициент, учитывающий массу конструктивных элементов (подшипниковых щитов, корпуса и т.п.). В свою очередь масса активных материалов

$$M_A = (\gamma k_\gamma \pi D_H^2 l) / 4, \quad (2.14)$$

где $\gamma \approx 8000$ кг/м³ – средняя плотность активных материалов на статоре и роторе; $k_\gamma \approx 0,8$ – коэффициент плотности, характеризующий заполнение машины активными материалами на длине; D_H и l – наружный диаметр и длина воздушного зазора активной части машины.

При получении уравнения (2.14) сделаны допущения, что объем активных материалов, расположенных за пределами длины l , к примеру, лобовых

частей обмоток, частично компенсирует различные полости в статоре и роторе на длине l .

С учетом, что размер активной части машины характеризуется коэффициентом $\lambda = l/D$, то массу БГЭ можно определить по формуле

$$M = 0,79 k_{\kappa} k_D^2 k_{\gamma} \gamma \lambda D^3, \quad (2.15)$$

где $k_D = D_H/D$ – коэффициент, зависящий от числа пар полюсов генератора, для $p = 2-4$, $k_D = 1,3-1,6$; D – внутренний диаметр активной части машины.

Есть ограничения для бесконтактных генераторов на геометрический фактор λ , входящий в уравнение (2.15), которые связаны в первую очередь с характером замыкания магнитного потока. СГПМ и АГ имеют радиальный поток. Для машин с радиальным потоком ограничения на величину λ определяются главным образом прочностными требованиями, и λ может меняться в относительно широких пределах. Однако существует рациональное значение λ , зависящее от числа пар полюсов генератора и для синхронных машин $\lambda \approx 0,8 p^{-0,5}$, а для асинхронных машин $\lambda \approx 1,6 p^{-2/3}$.

Тогда с учетом (2.14) и (2.15) удельная масса генератора

$$m_p = (0,79 k_{\kappa} k_D^2 k_{\gamma} \gamma) / (k A B_{\delta} n), \quad (2.16)$$

где $B_{\delta} \approx 0,5-1$ Тл – магнитная индукция в зазоре имеет характерные значения и не может быть существенно увеличена из-за чрезмерного насыщения стали в зубцовой зоне статора; A – величина линейной нагрузки генератора, т.е. величина тока, приходящегося на единицу длины окружности зазора машины

$$A = N I_l / (\pi D), \quad (2.17)$$

где $N = 2W_l m$ – полное число проводников обмотки статора.

Из уравнения (2.16) следует вывод, что для снижения удельной массы генераторов необходимо, во-первых, минимизировать произведение $k_D^2 k_{\gamma} \gamma$, что связано с реализацией оптимальных конструктивных исполнений машины, а во-вторых, иметь максимально допустимые электромагнитные нагрузки A и B_{δ} и частоты вращения n .

2.3 Стабилизаторы напряжения генераторов

2.3.1 Стабилизаторы напряжения синхронных генераторов, возбуждаемых от постоянных магнитов

Синхронные контактные генераторы (СГ) являются основным электромеханическим источником электроэнергии автономных, в том числе, резервных систем электроснабжения. Известно, что стабилизация напряжения СГ, так же как и стабилизация напряжения генераторов постоянного тока, осуществляется за счет изменения тока возбуждения генератора.

В качестве регуляторов напряжения СГ могут использоваться полупроводниковые стабилизаторы непрерывного и дискретного действия, которые применяются для стабилизации напряжения генераторов постоянного

тока. Основное отличие заключается в том, что измерительные органы полупроводниковых регуляторов должны подключаться к выводам СГ через трехфазный выпрямитель.

Отличительной особенностью стабилизации напряжения СГ в сравнении с генераторами постоянного тока является необходимость обеспечения регулирования активной и реактивной мощности, а также СГ, как правило, содержат устройства стабилизации частоты тока.

Повысит быстродействие и точность системы стабилизации напряжения СГ возможно за счёт разработки комбинированных систем, содержащих несколько стабилизаторов.

Комбинированный стабилизатор СГ, как правило, содержит регулятор по отклонению, обеспечивающего высокую точность регулирования напряжения генератора, и регулятор по возмущению, обеспечивающего быстродействие регулирования. Известно, что в электротехнике принято называть стабилизацию напряжения по току компаундированием, а регулирование по величине фазы тока нагрузки – фазовым компаундированием. Для осуществления фазового компаундирования необходимо обеспечить геометрическое сложение двух сигналов, один из которых пропорционален току нагрузки, а другой – напряжению генератора.

На рисунке 2.3 представлена функциональная схема комбинированного стабилизатора напряжения СГ. Схема содержит: трехфазный трансформатор тока ТТ, осуществляющего функцию измерительного элемента регулятора по возмущению; корректор напряжения КН, осуществляющего функцию измерительного элемента регулятора по отклонению; трехфазный дроссель Д с обмоткой подмагничивания, осуществляющего функцию сумматора сигналов от трансформатора тока и корректора напряжения; выпрямитель возбуждения ВВ – исполнительный орган комбинированного регулятора; выпрямитель независимого возбуждения ВНВ, осуществляющего начальное возбуждение генератора.

Ток возбуждения СГ (рисунок 2.3) определяется по формуле

$$I_{ОВГ} = I_{ВНВ} + (I_{ТТ} - I_{Г}). \quad (2.18)$$

Алгоритм работы комбинированного регулятора напряжения с учётом уравнения (2.18). К примеру, уменьшилось напряжение на выходе генератора, за счёт изменения тока нагрузки $I_{Н}$. Тогда увеличатся значения токов $I_{ТТ}$ и $I_{ОВГ}$ и напряжение генератора $U_{Г}$.

Однако увеличение тока СГ при активно-индуктивной нагрузке согласно внешней характеристике генератора вызовет уменьшение величины напряжения. Таким образом, алгоритм работы корректора напряжения КН должен быть таким, чтобы компенсировать это изменение напряжения. Следовательно, ток управления дросселя $I_{у}$, в этом случае, должен уменьшаться. Это вызовет уменьшение тока в рабочих обмотках дросселя $I_{Г}$, а, следовательно, увеличится ток $I_{ОВГ}$, согласно уравнения (2.18).

Электромашинные преобразователи (ЭМП) используются в системах бесперебойного электроснабжения и предназначены, как правило, для преобразования напряжения постоянного тока аккумуляторных батарей в однофазное или трехфазное напряжение переменного тока частотой.

КПД ЭМП, выполненного на двух электрических машинах (двигателя постоянного тока и СГ) находится в пределах 63 – 70 %.

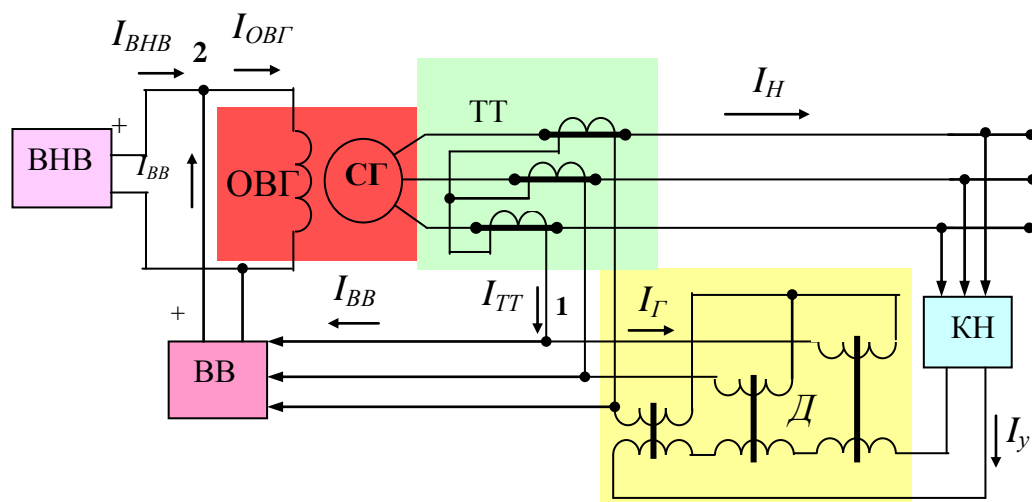


Рисунок 2.3 – Функциональная схема комбинированного стабилизатора напряжения синхронного генератора

Для стабилизации напряжения СГПМ используются различные способы, заключающиеся в применении дополнительных устройств (конденсаторов, дросселей с обмоткой подмагничивания и т.п.), осуществляющих стабилизацию напряжения. При этом дополнительные устройства оказывают значительное влияние на массогабаритные показатели автономного источника электроэнергии.

Эффективным способом, обеспечивающим стабилизацию напряжения СГПМ, является использование в его конструкции дополнительной обмотки постоянного тока. Обмотка подмагничивания изменяет степень насыщения магнитопровода электрической машины, и изменяя тем самым внешнюю магнитную проводимость по отношению к магниту. Дополнительная обмотка укладывается в те же пазы статора генератора, что и основная.

Функциональная схема стабилизатора напряжения СГПМ с обмоткой подмагничивания приведена на рисунке 2.4.

В состав системы стабилизации напряжения СГПМ входят: измерительный элемент ИЭ, состоящий из схемы выпрямления, регулировочного реостата R_p, конденсаторного фильтра С и стабилитрона VD1, выполняющего функции источника опорного напряжения; исполнительный орган ИО, в качестве которого используется обмотка подмагничивания ОП и выпрямитель на диодах VD2 и VD3 с трансформатором напряжения TV; усилитель У, выпол-

ненный на базе магнитного усилителя МУ с рабочей обмоткой W_p и обмоткой управления W_y .

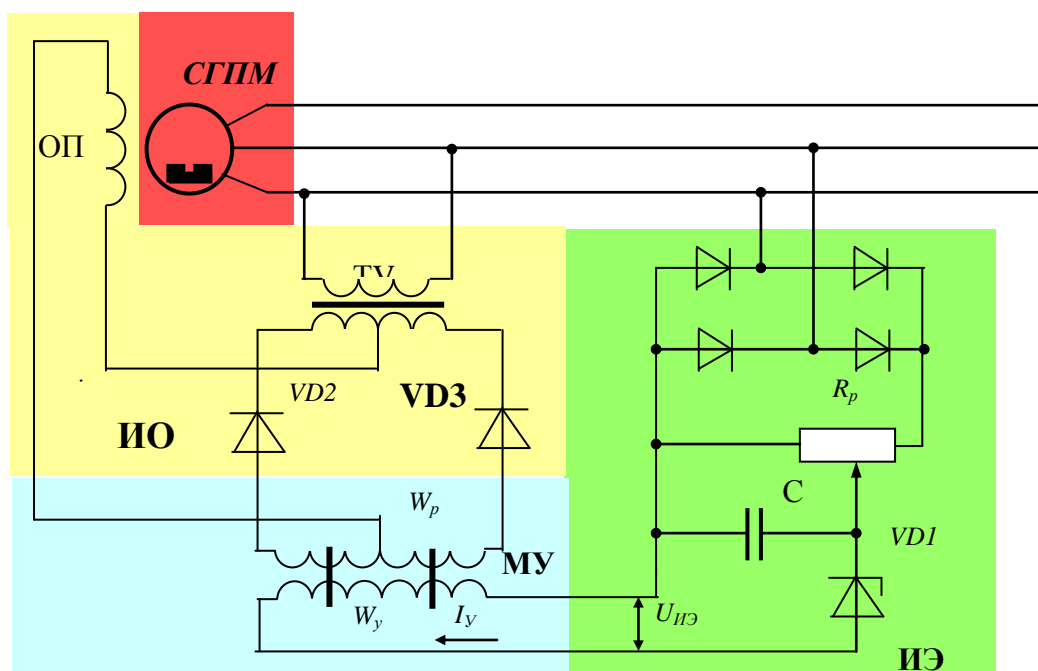


Рисунок 2.4 – Функциональная схема стабилизатора напряжения СГПМ

Стабилизатор напряжения работает следующим образом. В измерительном элементе ИЭ происходит сравнение напряжения конденсатора C , которое пропорционально напряжению генератора, с опорным напряжением стабилитрона $VD1$. Напряжение на выходе измерительного элемента определяется как разность двух напряжений

$$U_{ИЭ} = U_C - U_{VD1}. \quad (2.19)$$

Если величина напряжения $U_C > U_{VD1}$, то в обмотке управления магнитного усилителя МУ увеличится ток управления I_y , увеличится значение тока в рабочей обмотке усилителя, а, следовательно, и в обмотке подмагничивания. При этом магнитная проницаемость спинки статора и рабочий магнитный поток генератора уменьшаются, соответственно и уменьшается и напряжение генератора G до номинального значения. Если же под действием нагрузки напряжение СГПМ уменьшается, то ток в обмотке подмагничивания ОП будет автоматически уменьшаться, а напряжение генератора будет увеличиваться.

2.3.2 Стабилизаторы напряжения асинхронных генераторов емкостного возбуждения

Две основные причины, которые долгое время сдерживали применение АГ:

- 1) отсутствие малогабаритных конденсаторов, обеспечивающих возбуждение и компенсацию реактивной мощности нагрузки;
- 2) сложные системы, обеспечивающие стабилизацию напряжения и частоты тока.

Известные технические решения конденсаторов в настоящее время имеют высокие показатели удельной массы, как правило, не превышающие 0,1 кг/кВА. Эксплуатационно-технические характеристики силовых электронных приборов (транзисторов, тиристоров) также значительно улучшились. Таким образом, в настоящее время снимаются ограничения по применению АГ в составе автономных систем электроснабжения, в том числе в составе ВЭУ и МГЭС.

На рисунке 2.5 приведена функциональная схема трехфазного стабилизатора напряжения АГ, выполненная на оптосимисторах. Оптосимисторы предназначены для коммутации ответвлений в статорных обмотках АГ. Включенные между генератором и стабилизатором блоки конденсаторов возбуждения БКВ₁ и БКВ₂, выполняют не только функции возбуждения генератора и компенсации реактивной мощности нагрузки, но и являются входными фильтрами стабилизатора, что позволяет при коммутации оптосимисторов не искажать форму генерируемого напряжения.

Применение в составе системы стабилизации напряжения оптосимисторов позволяет обеспечить гальваническую развязку между силовой частью стабилизатора и его системой управления, что повышает надёжность работы системы.

Стабилизатор напряжения, кроме блоков возбуждения содержит следующие основные функциональные узлы (рисунок 2.5): три блока стабилизации напряжения БСН₁, БСН₂, БСН₃; блок питания БП. Каждый из блоков стабилизации напряжения содержит по два оптосимистора (VS₅ и VS₆), нуль-орган НО, генератор пилообразного напряжения ГПН, компаратор К, формирователи импульсов ФИ₁ и ФИ₂.

Применение трех блоков стабилизации напряжения позволяет стабилизировать напряжение АГ в несимметричных режимах, снизить инерционность системы стабилизации и тем самым повысить её быстродействие.

На примере блока стабилизации напряжения фазы С (БСН₃ рисунок 2.5) рассмотрим принцип работы системы управления. В номинальном режиме работы фазное напряжение U_H (рисунок 2.6, а) поступает на вход нуль-органа, на выходе которого формируются импульсы, синхронные с нулевыми значениями напряжения генератора U_H (рисунок 2.6, б). Синхронизирующие импульсы через первый формирователь импульсов ФИ₁ поступают на управляющий вход оптосимистора VS₅, который открывается, и на выводах генератора 0 и С₁ формируется напряжение U_{0C1} (рисунок 2.6, д). Синхронизирующие импульсы по-

ступают также на вход генератора пилообразного напряжения ГПН, на выходе которого формируется опорный сигнал U_{OC} пилообразной формы (рисунок 2.6, в).

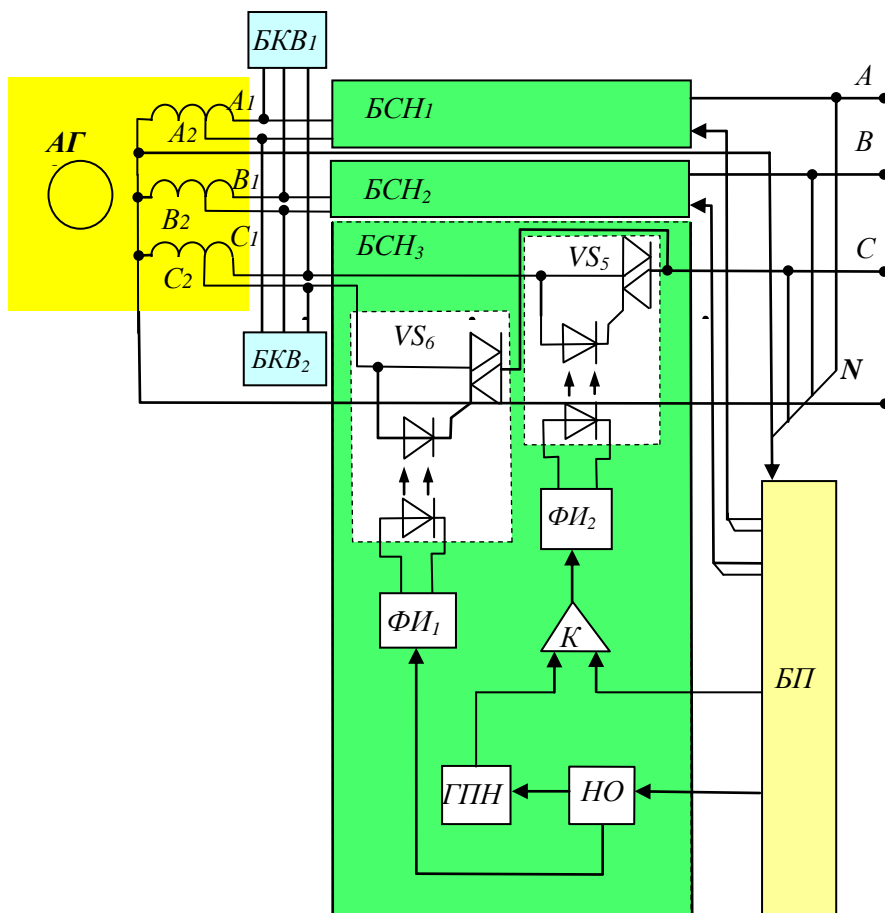


Рисунок 2.5 – Функциональная схема стабилизатора напряжения АГ на оптосимисторах

После того как изменится полярность напряжения, прикладываемого к оптосимистору VS_6 , он закрывается, и далее физические процессы повторяются. В результате при поочередной работе оптосимисторов VS_5 и VS_6 формируется напряжение $U_{вых1}$ (рисунок 2.6, д). Если, к примеру, напряжение на нагрузке уменьшается, тогда уменьшается величина напряжения источника ведущего сигнала, т.е. $U_{BC2} < U_{BC1}$, (рисунок 2.6, е). Угол управления оптосимисторами VS_6 уменьшится ($\alpha_2 < \alpha_1$, рисунок 2.6, з, ж), а напряжение $U_{вых2}$ увеличится ($U_{вых2} > U_{вых1}$, рисунок 2.6, д, з).

На рисунке 2.7 приведена функциональная схема стабилизатора напряжения АГ. Система стабилизации напряжения АГ содержит блок трансформаторов БТ, содержащий три однофазных повышающих трансформатора, первичные обмотки которых W_{11} , W_{21} и W_{31} подключены к выходу трехфазного генератора АГ. Первая группа вторичных обмоток однофазных трансформаторов W_{12} , W_{22} и W_{32} подключена к блоку конденсаторов возбуждения C_1 , а вторая группа их вторичных обмоток W_{13} , W_{23} и W_{33} подключена параллельно к блоку

конденсаторов компенсации реактивной мощности C_2 и к встречно-параллельно соединенным тиристорам VS_1 и VS_2 . При этом, система управления СУ содержит трансформаторно-выпрямительный блок ТВБ, формирователь импульсов ФИ, генератор пилообразного напряжения ГПН, датчик полярности напряжения ДПН, логические элементы И ($И_1$ и $И_2$), усилители импульсов $УИ_1$ и $УИ_2$.

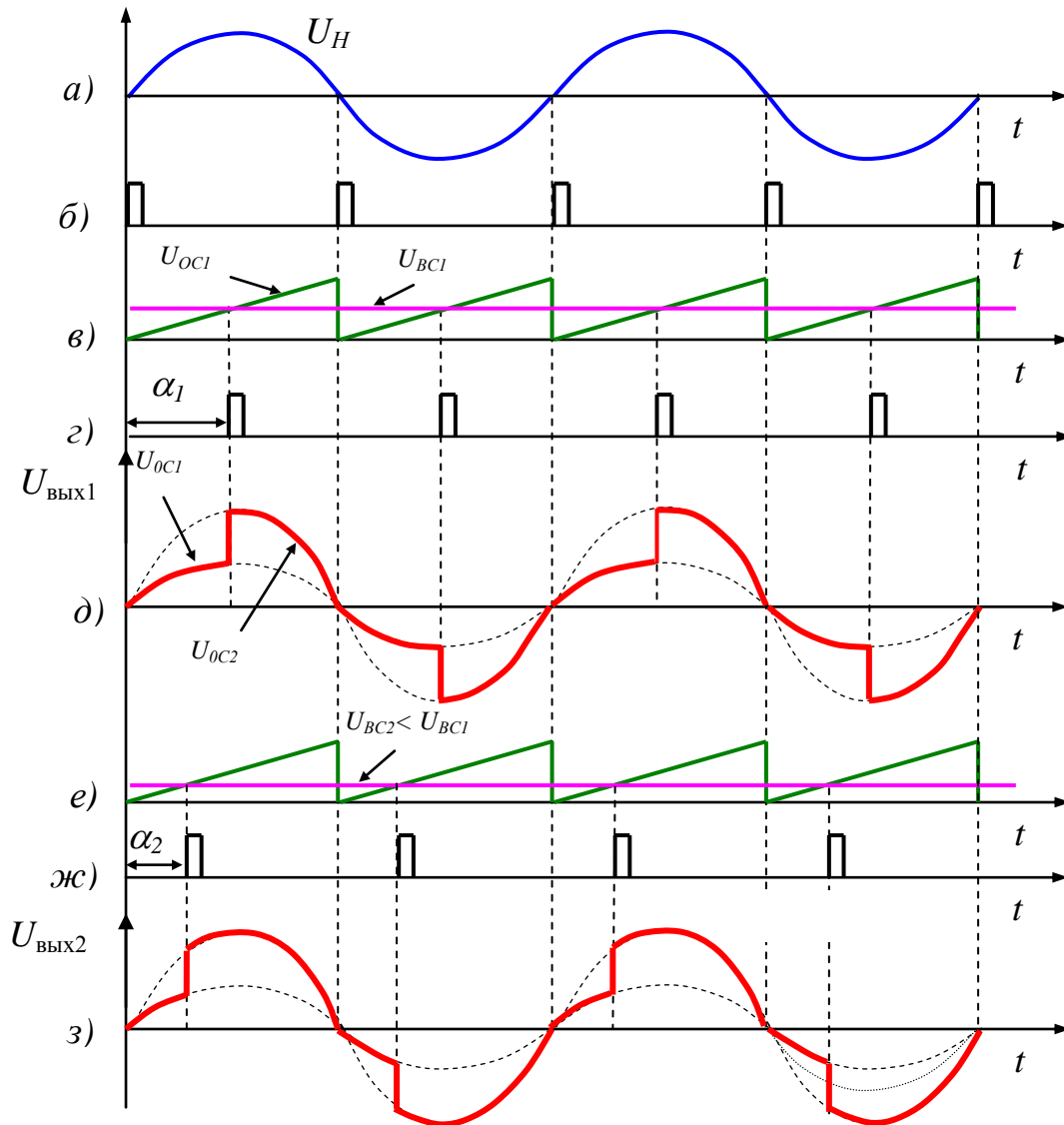


Рисунок 2.6 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы стабилизатора напряжения АГ, выполненного на оптосимисторах

Система стабилизации напряжения работает следующим образом. При протекании тока по первичным обмоткам однофазных повышающих трансформаторов БТ в первой и во второй группах вторичных обмоток W_{12} , W_{22} , W_{32} и W_{13} , W_{23} , W_{33} индуцируется трехфазная система напряжений. Так как две вторичные обмотки в первой группе (W_{12} , W_{22}) и во второй (W_{13} , W_{23}) соединены согласно, а третья обмотка первой группы W_{32} и во второй W_{33} включены

встречно двум другим соответственно, напряжения на блоках конденсаторов возбуждения и компенсации реактивной мощности будут определяться по формулам

$$\bar{U}_{C1} = \bar{U}_{W12} + \bar{U}_{W22} + \bar{U}_{W32}; \quad \bar{U}_{C2} = \bar{U}_{W13} + \bar{U}_{W23} + \bar{U}_{W33},$$

где $\bar{U}_{W12}, \bar{U}_{W22}, \bar{U}_{W32}$ и $\bar{U}_{W13}, \bar{U}_{W23}, \bar{U}_{W33}$ – векторы напряжений на выводах вторичных обмоток повышающих трансформаторов.

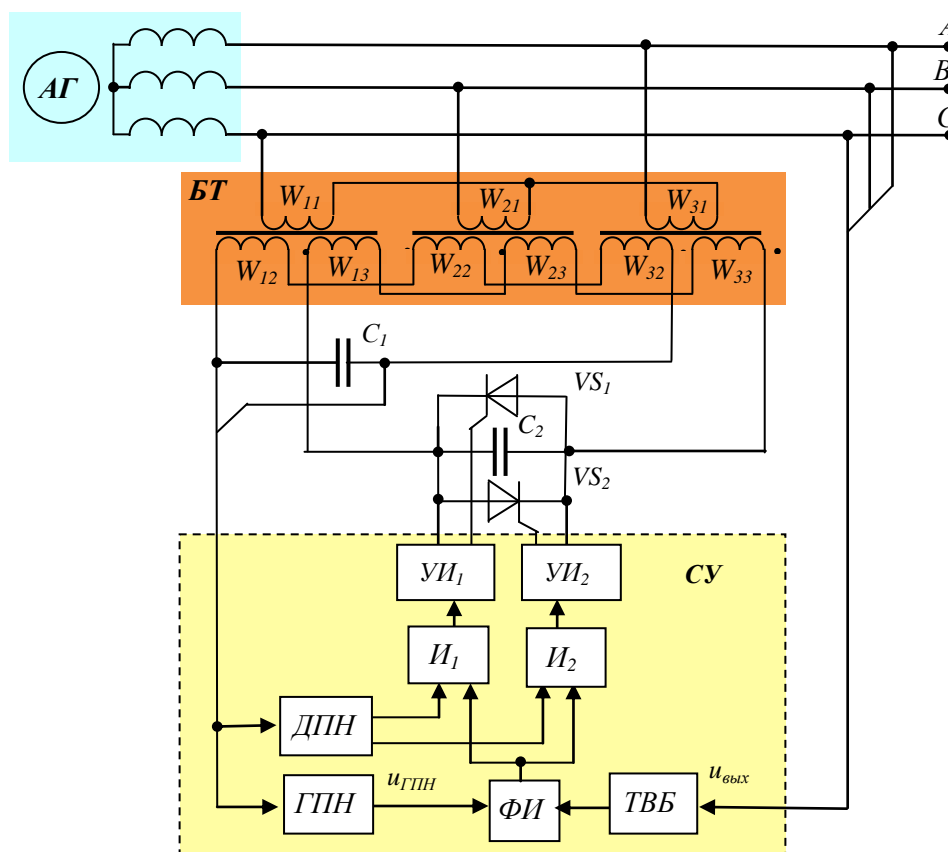


Рисунок 2.7 – Функциональная схема стабилизатора напряжения АГ на повышающих трансформаторах

Под действием напряжения U_{C1} по блоку конденсаторов возбуждения C_1 будет протекать ток, который, трансформируясь в первичные обмотки повышающих трансформаторов, протекает также по статорным обмоткам АГ, обеспечивая возбуждение генератора.

При подключении нагрузки к выводам А, В, С генератора АГ (рисунок 2.7) стабилизация напряжения осуществляется за счет изменения величины емкостного тока, протекающего через блок конденсаторов конденсатор C_2 .

Стабилизация напряжения АГ происходит следующим образом. С выходов АГ напряжение поступает на трансформаторно-выпрямительный блок ТВБ системы управления СУ, где преобразуется в ведущий сигнал постоянного напряжения $U_{\text{вых}}$ (рисунок 2.8, б), который поступает на один из входов форми-

рователя импульсов ФИ. На второй вход формирователя импульсов ФИ поступает опорный сигнал $U_{ГПН}$ (рисунок 2.8, б) от генератора пилообразного напряжения ГПН, работа которого синхронизирована с напряжением вторичных обмоток БТ. Когда сигнал $U_{ГПН} < U_{вых}$, формирователь импульсов ФИ формирует импульсы управления U_y (рисунок 2.8, в), которые поступают на один из входов логических элементов И₁ и И₂. На вторые входы логических элементов поступает сигнал от датчика полярности напряжения ДПН.

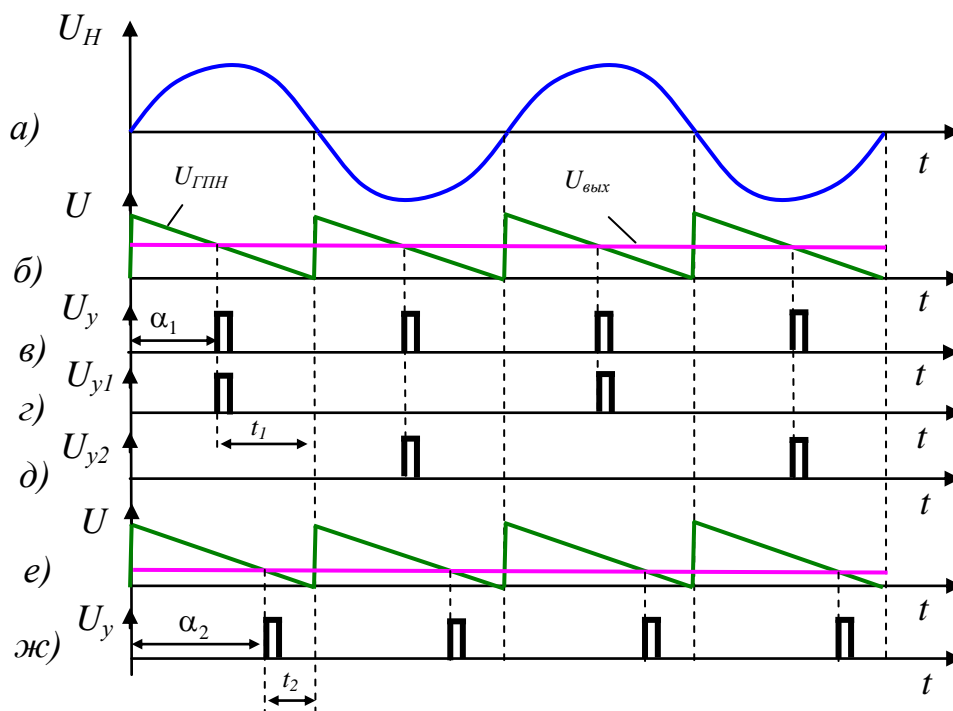


Рисунок 2.8 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы устройства стабилизации напряжения (рисунок 2.7)

При положительной полуволне напряжения на блоке конденсаторов возбуждения C_1 срабатывает логический элемент И₁ и сигнал управления U_{y1} (рисунок 2.8, г) через усилитель импульсов УИ₁ поступает на управляющий электрод тиристора VS_1 , при отрицательном полуволне напряжения на блоке конденсаторов возбуждения C_1 срабатывают соответственно элементы И₂ и УИ₂, и управляющий сигнал U_{y2} (рисунок 2.8, д) поступает на управляющий электрод тиристора VS_2 . Если, к примеру, напряжение на выходе АГ уменьшится, тогда уменьшится напряжение постоянного тока на выходе ТВБ и увеличится угол управления тиристорами VS_1 и VS_2 ($\alpha_2 > \alpha_1$, рисунок 2.8, е, ж), что приведет к уменьшению времени открытого состояния тиристоров VS_1 и VS_2 от t_1 до t_2 (рисунок 2.8, г, ж) и увеличению емкостного тока в статорной обмотке АГ и, как следствие, к повышению напряжения на его выводах.

Предложенное техническое решение стабилизатора напряжения АГ, позволяет уменьшить массу блоков конденсаторов возбуждения и компенсации реактивной мощности за счет приложения к ним повышающего напряжения, а также упростить систему управления, силовая схема которой содержит только два тиристора.

Глава 3

СТАТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1 Преобразователи напряжения переменного тока – выпрямители

Широкое распространение в автономных системах электроснабжения (АСЭ), в том числе в возобновляемой энергетике, получили источники напряжения постоянного тока – выпрямители. Силовые схемы выпрямителей (от единиц до десятков кВт), как правило, применяются в качестве зарядных устройств аккумуляторных батарей, в системах управления (автоматики) и защиты они являются источниками напряжения постоянного тока. В последнем случае их мощность не, в основном не превышает 1 кВт.

От эксплуатационно-технических характеристик (ЭТХ) выпрямителей зависит надёжность работы компьютерных систем связи и обработки информации, автоматических системы управления технологическими процессами и производственными комплексами, а также резервных (аварийных) источников электроэнергии.

Ниже рассматриваются новые структурно-схемные решения и особенности работы источников напряжения постоянного тока с улучшенными эксплуатационно-техническими характеристика, новизна которых подтверждена патентами РФ.

На рисунке 3.1 представлена функциональная схема источника напряжения постоянного тока выполняется на трансформаторе со средней точкой, а на рисунке 3.2 – диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы его системы управления.

Выпрямитель содержит однофазный трансформатор T с первичной обмоткой $W1$ и вторичной обмоткой со средней точкой $W2$, схему выпрямления CB , выполненную на транзисторах $VT1$ и $VT2$, диод VD , фильтр Φ , содержащий дроссель L и конденсатор C , систему управления CU . В состав CU входят: делитель напряжения $ДН$, генератор пилообразного напряжения $ГПН$, датчик полярности напряжения $ДПН$, компаратор K , первый и второй логические элементы $И1$ и $И2$ соответственно, первый и второй усилители импульсов $УИ1$ и $УИ2$ соответственно. На рисунке 3.1 показаны входные выводы выпрямителя 1 и 2 для подключения источника питания и выходные выводы 3 и 4 для подключения нагрузки.

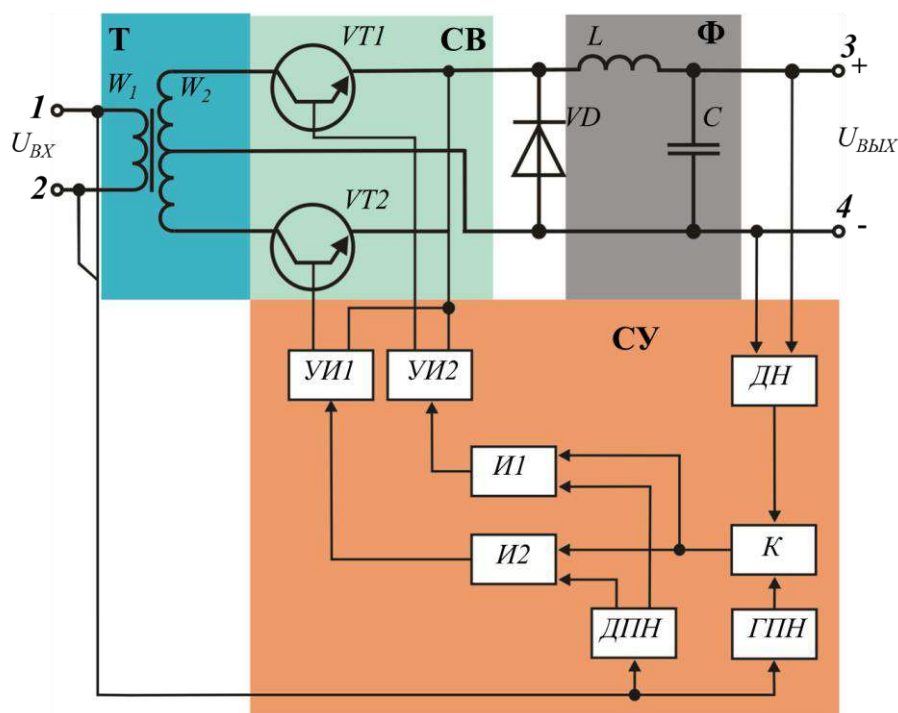


Рисунок 3.1 – Функциональная схема источника напряжения постоянного тока на трансформаторе со средней точкой

Работа силовой части схемы выпрямителя. Входное однофазное напряжение переменного тока U_{BX} прикладывается к первичной обмотке W_1 трансформатора T , который преобразует его до требуемого уровня для нагрузки. Схема выпрямления CB преобразует напряжение переменного тока в напряжение постоянного тока, а фильтр Φ сглаживает пульсации выпрямленного напряжения, обеспечивая требуемое качество выходного напряжения постоянного тока U_{BIX} на выводах 3 и 4.

Кроме того, Г-образный LC-фильтр Φ выполняет функции накопителя электроэнергии и в момент времени, когда существует пауза между работой транзисторов $VT1$ и $VT2$, фильтр накопленную электроэнергию отдает в нагрузку, что уменьшает крутизну тока на выходе выпрямителя и улучшается тем самым его качество. Контур для протекания тока от фильтра в нагрузку создается диодом VD .

Работа системы управления СУ (рисунок 3.1) по стабилизации выходного напряжения постоянного тока. С выходных выводов 3 и 4 сигнал пропорциональный величине выходного напряжения U_{BIX} , являющийся ведущим для системы управления, через делитель напряжения $ДН$ (сигнал $u_{ДН1}$) поступает на первый вход компаратора $К$ (рисунок 3.2, а). На второй вход компаратора $К$ поступает сигнал $u_{ГПН}$ от источника опорного сигнала – генератора пилообразного напряжения $ГПН$ (рисунок 3.2, а).

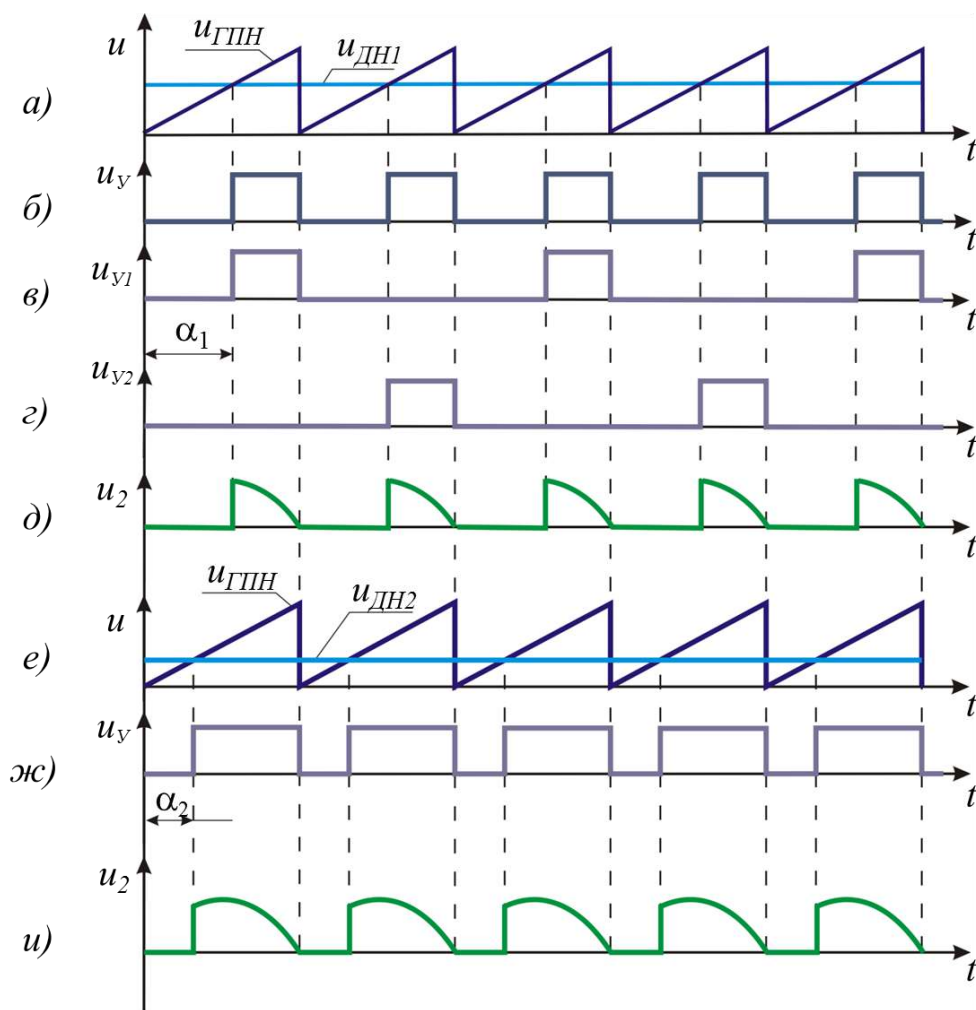


Рисунок 3.2 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы системы управления источником напряжения постоянного тока на трансформаторе со средней точкой

Когда $u_{ГПН} > u_{ДН1}$ компаратор формирует управляющие импульсы u_y (рисунок 3.2, б), которые поступают на первые входы логических элементов И ($И1$ и $И2$, рисунок 3.1). На вторые входы логических элементов И ($И1$ и $И2$) поступает сигнал от датчика полярности напряжения $ДПН$. При положительной полуволне входного напряжения $U_{ВХ}$ (рисунок 3.1) срабатывает логический элемент $И1$ и с его выхода управляющий сигнал u_{y1} (рисунок 3.2, в) через усилитель импульсов $УИ1$ поступает на управляющий вход транзистора $VT1$, при отрицательной полуволне входного напряжения $U_{ВХ}$ срабатывает логический элемент $И2$ и с его выхода управляющий сигнал u_{y2} (рисунок 3.2, г), через усилитель импульсов $УИ2$ поступает на управляющий вход транзистора $VT2$. Угол управления транзисторами α_1 (рисунок 3.2, в) соответствует номинальному режиму работы. При поочередной работе транзисторов $VT1$ и $VT2$ на выходе схемы выпрямления $СВ$ формируется напряжение u_2 (рисунок 3.2, д). К примеру, напряжение $U_{ВЫХ}$ уменьшится, тогда уменьшится напряжение $u_{ДН2}$ на выходе делителя напряжения $ДН$ (рисунок 3.2, е), уменьшится угол управления транзисторами $\alpha_2 < \alpha_1$ (рисунок 3.2, ж) и увеличится напряжение u_2 (рисунок 3.2, и), что приведет к увеличению напряжения на выходе источника электроэнергии.

На рисунке 3.3 приведена функциональная схема трехфазного выпрямителя выполненного на двух однофазных выпрямителях, на рисунке 3.4 – векторная диаграмма напряжений, а на рисунке 3.5 – диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы выпрямителя.

Трехфазный выпрямитель (рисунок 3.3) содержит два однофазных трансформатора $T1$ и $T2$, первичные обмотки которых W_{11} и W_{12} включены между собой согласно, а их выводы и общая точка соединены с выводами A , B и C к которым подключается трехфазный источник напряжения, выпрямительную схему BC , фильтр Φ и систему управления CY , обеспечивающую стабилизацию напряжения. На рисунке 3.3 показаны выводы 1 и 2 для подключения нагрузки постоянного тока.

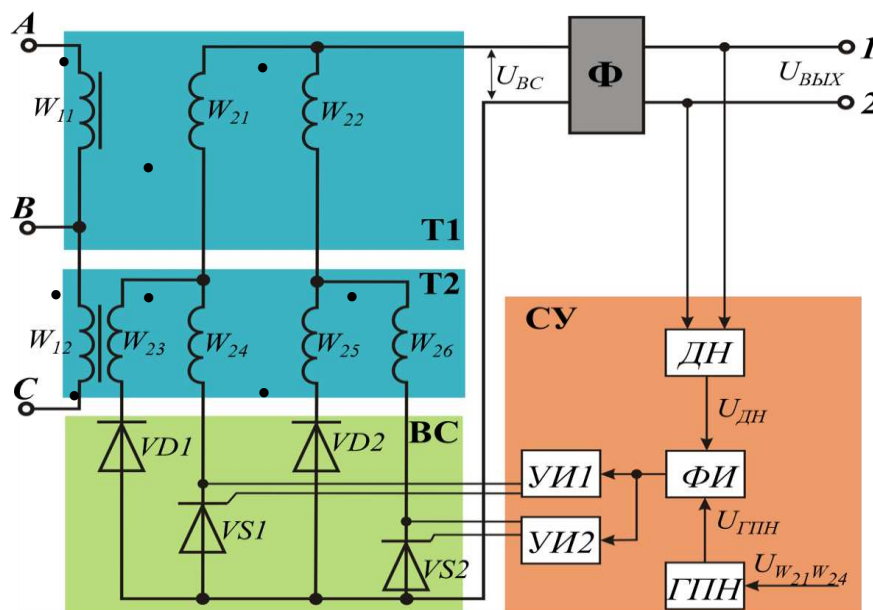


Рисунок 3.3 – Функциональная схема трехфазного выпрямителя, выполненного на двух однофазных трансформаторах

Трехфазный выпрямитель работает следующим образом. При подключении первичных обмоток W_{11} и W_{12} (рисунок 3.3) однофазных трансформаторов $T1$ и $T2$ к трехфазному источнику питания через выводы A , B и C во вторичных обмотках W_{21} и W_{22} трансформатора $T1$ наводятся напряжения U_{W21} и U_{W22} соответственно, во вторичных обмотках $W_{23} - W_{26}$ трансформатора $T2$ наводятся напряжения $U_{W23} - U_{W26}$ соответственно. С учетом напряжений источника питания U_{AB} и U_{BC} (рисунок 3.4), при геометрическом сложении во вторичных обмотках трансформаторов $T1$ и $T2$, образуются напряжения $U_{W22-W25}$, $U_{W22-W26}$, $U_{W21-W24}$ и $U_{W21-W23}$ сдвинутых друг относительно друга на угол 120° .

К примеру, при сложении векторов напряжений U_{W22} и U_{W25} образуется вектор напряжения $U_{W22-W25}$ (рисунок 3.4), остальные вектора получены аналогично. Напряжения вторичных обмоток выпрямляется выпрямительной схемой BC . Далее полученное пульсирующее напряжение U_{BC} сглаживается фильтром Φ и прикладывается к выходным выводам выпрямителя 1 и 2.

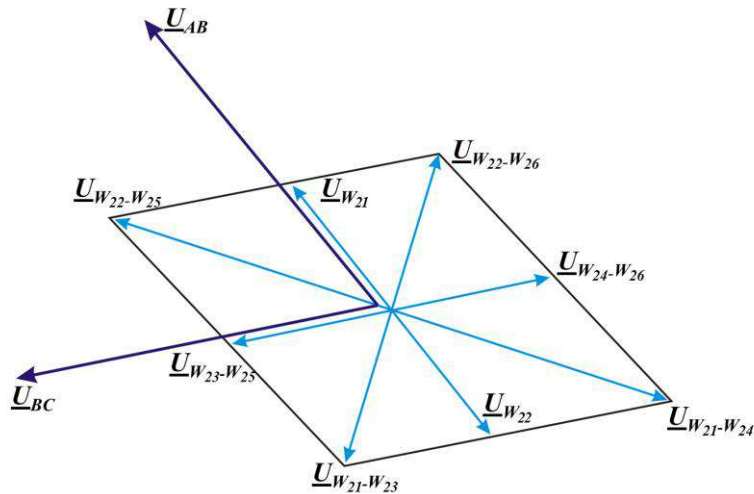


Рисунок 3.4 – Векторная диаграмма напряжений однофазных выпрямителей

Система управления выпрямителем работает следующим образом. С выхода фильтра Φ сигнал постоянного тока пропорциональный выходному напряжению выпрямителя $U_{B\Delta X}$ (рисунок 3.3), являющийся ведущим для системы управления $СУ$, через делитель напряжения $ДН$ поступает на первый вход формирователя импульсов управления $ФИ$ (рисунок 3.5, а, $U_{ДН1}$). На второй вход формирователя импульсов $ФИ$ поступает сигнал $U_{ГПН}$ (рисунок 3.5, а) от генератора пилообразного напряжения $ГПН$ являющийся опорным сигналом системы управления $СУ$, и синхронизированным с напряжением вторичных обмоток $U_{W21-W24}$ (рисунок 3.3).

Когда $U_{ГПН} > U_{ДН1}$ формирователь импульсов $ФИ$ формирует управляющий сигнал U_y с углом управления α_1 (рисунок 3.5, б) для тиристоров $VS1$ и $VS2$ выпрямительной схемы BC (рисунок 3.3), который через усилители импульсов $УИ1$ и $УИ2$ поступают на управляющие электроды тиристоров $VS1$ и $VS2$. Тиристоры $VS1$, $VS2$ и диоды $VD1$, $VD2$ открываются в последовательности $VS1 - VD1 - VS2 - VD2$, закрываются обратными напряжениями и при этом на выходе выпрямительной схемы формируется пульсирующее напряжение U_{BC} (рисунок 3.5, в). К примеру, напряжение $U_{B\Delta X}$ (рисунок 3.3) уменьшится, тогда уменьшится угол управления тиристорами $\alpha_2 < \alpha_1$ (рисунок 3.5, г, д) и увеличится напряжение на выходе выпрямительной схемы U_{BC} (рисунок 3.5, е), что приведет к увеличению напряжения $U_{B\Delta X}$ на выходных выводах выпрямителя 1 и 2 (рисунок 3.3).

На рисунке 3.6 приведена функциональная схема выпрямителя, где стабилизация напряжения осуществляется за счёт применения дросселя с обмоткой управления на входе выпрямителя.

Поскольку рабочая обмотка PO управляющего дросселя $УД$ включена последовательно с первичной обмоткой W_{I1} трансформатора со средней точкой T , то это приведет к увеличению напряжения на первичной обмотке трансформатора, а значит увеличению напряжения на его вторичных обмотках и на выходе источника электроэнергии постоянного тока.

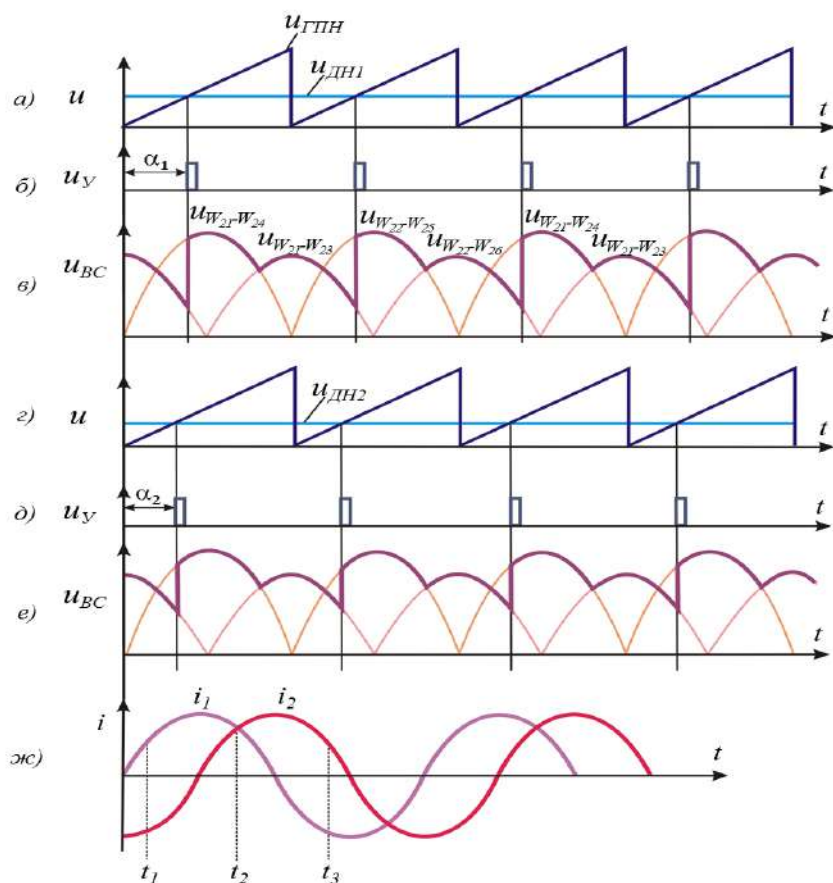


Рисунок 3.5 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы выпрямителя

Источник напряжения постоянного тока содержит управляющий дроссель УД с рабочей обмоткой PO и обмоткой управления OY , трансформатор со средней точкой T , с первичной обмоткой W_{11} и вторичной обмоткой W_{21} и W_{22} , имеющую среднюю точку, схему выпрямления B , выполненную на диодах $VD1$ и $VD2$, фильтр Φ , транзистор VT и систему стабилизации напряжения CCH . На рисунке 6 показаны выводы 1 и 2 для подключения источника напряжения постоянного тока и выводы 3 и 4 для подключения нагрузки.

Источник напряжения постоянного тока работает следующим образом (рисунок 3.6). Входное однофазное напряжение источника питания переменного тока через выводы 1 и 2 прикладывается к рабочей обмотке PO управляющего дросселя УД и к первичной обмотке W_{11} трансформатора со средней точкой T , что вызывает действие переменных ЭДС во вторичной обмотке W_{21} и W_{22} . Напряжение переменного тока преобразуется схемой выпрямления B с помощью диодов $VD1$ и $VD2$ в напряжение постоянного тока и после его сглаживания фильтром Φ подключается к нагрузке через выводы 3 и 4.

Система стабилизации напряжения CCH работает следующим образом. С выхода напряжение постоянного тока поступает на второй вход системы стабилизации, на первый вход которой, поступает напряжение источника переменного тока, являющееся источником опорного сигнала. При сравнении сигналов система стабилизации формирует управляющий сигнал для транзистора VT . К

примеру, если уменьшится напряжение постоянного тока, то увеличится длительность управляющего сигнала и увеличится время открытого состояния транзистора VT , что приведет к увеличению тока в обмотке управления OY управляющего дросселя $УД$, являющегося током подмагничивания, и уменьшению сопротивления рабочей обмотки PO и соответственно уменьшению падения напряжения на этой обмотке.

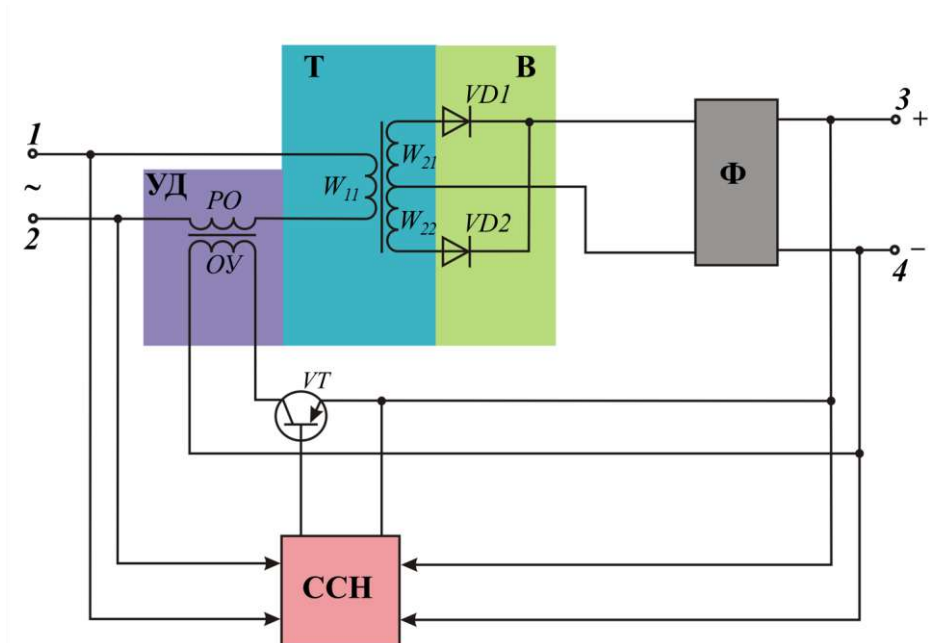


Рисунок 3.6 – Функциональная схема выпрямителя, с дросселем управления

Одно из перспективных направлений, в решении задачи улучшения ЭТХ выпрямителей является применение в их конструкции трансформаторов с вращающимся магнитным полем (ТВМП). Применение ТВМП в составе выпрямителей позволит уменьшить число полупроводниковых приборов, упростить их системы управления, повысить показатели надежности и КПД.

Целесообразно рассмотреть принцип работы ТВМП в однофазном его исполнении. На рисунке 3.7 приведена конструкция магнитной системы ТВМП, а на рисунке 3.8 – принципиальная электрическая схема и векторная диаграмма напряжений, поясняющая принцип его работы по стабилизации напряжения.

Магнитная система ТВМП содержит тороидальную часть $ТЧ$ (рисунок 3.7) на которой размещаются две первичные обмотки W_{11} и W_{12} , с выводами 1, 2 и 3, 4 соответственно, расположенными в пространстве относительно друг друга под углом 90° , а также сердечник $С$ на котором размещается вторичная обмотка W_2 по диагонали эллиптического вращающегося магнитного поля, создаваемого первичными обмотками (рисунок 1, ось $O_1 - O_2$). К выводам 1 и 2 первичной обмотки ТВМП W_{11} подключается источник напряжения переменного тока (см. рисунок 3.8, а). При этом, обмотка W_{12} подключается к источнику питания через фазосдвигающий конденсатор C_ϕ .

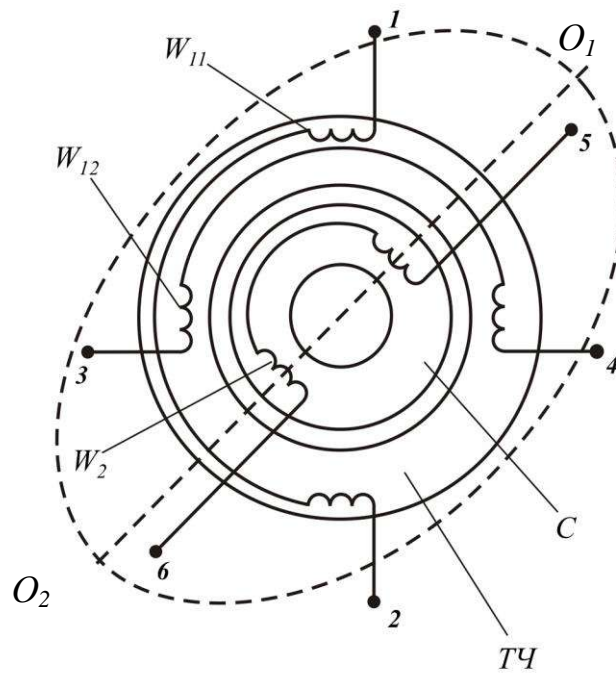


Рисунок 3.7 – Конструкция магнитной системы однофазно-однофазного ТВМП

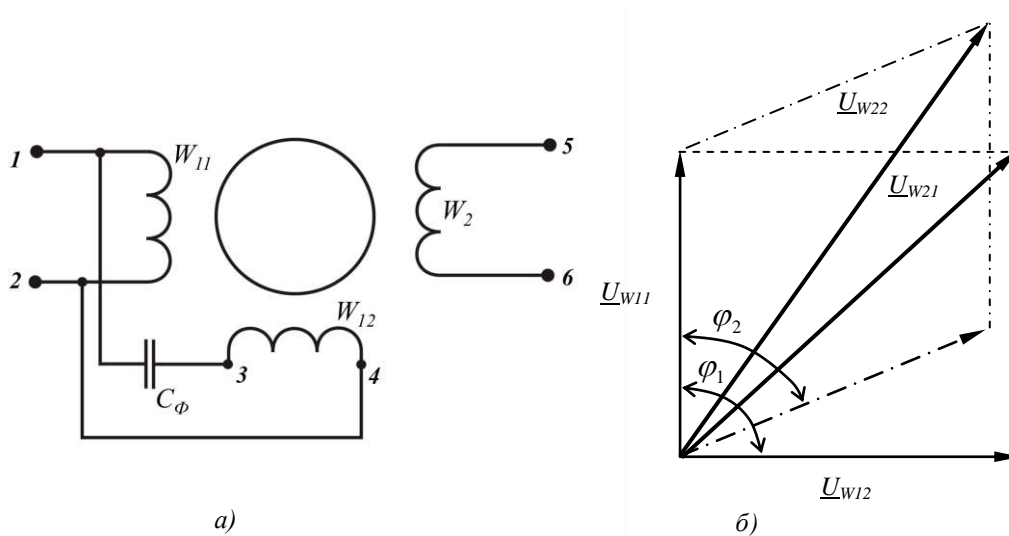


Рисунок 3.8 – Принципиальная электрическая схема (а) и векторная диаграмма напряжений (б), поясняющая принцип работы однофазно-однофазного ТВМП

Фазосдвигающий конденсатор C_ϕ обеспечивает сдвиг фаз напряжений U_{W11} и U_{W12} относительно друг друга на угол $\varphi_1 = 90^\circ$ (рисунок 3.8, б). Напряжение на вторичной обмотке трансформатора U_{W21} определяется геометрическим сложением векторов напряжений \underline{U}_{W11} и \underline{U}_{W12} . Если, к примеру, уменьшить емкость фазосдвигающего конденсатора C_ϕ , то и уменьшится угол сдвига фаз между векторами напряжений \underline{U}_{W11} и \underline{U}_{W12} , т.е. $\varphi_2 < \varphi_1$, результирующее напряжение будет увеличиваться и определяться вектором напряжения \underline{U}_{22} (рисунок 3.8, б). Но в этом случае вращающееся магнитное

поле будет иметь форму эллипса, поэтому для увеличения диапазона регулирования выходного напряжения ТВМП необходимо, чтобы вторичная обмотка размещалась по оси $O_1 - O_2$ (рисунок 3.7).

Таким образом, рассмотренная конструкция ТВМП позволяет несложными техническими решениями обеспечивать стабилизацию выходного напряжения. Если же применить такой трансформатор в составе источника напряжения постоянного тока (выпрямителя), то можно уменьшить число полупроводниковых приборов, применяемых для стабилизации напряжения постоянного тока и упростить систему управления преобразователей. Один из вариантов технического решения функциональной схемы источника напряжения постоянного тока на ТВМП показан на рисунке 3.9, а на рисунке 3.10 приведены диаграммы напряжений, поясняющие принцип его работы.

Источник напряжения постоянного тока работает следующим образом. Входное однофазное напряжение переменного тока $U_{вх}$ поступает на первичные обмотки ТВМП. Первичные обмотки наводят вращающееся магнитное поле в магнитопроводе трансформатора, вызывающее действие ЭДС во вторичной его обмотке. Величина напряжения U_2 (рисунок 3.9) регулируется системой управления СУ через блок коммутации БК так, что при воздействии дестабилизирующих факторов выходное напряжение преобразователя $U_{вых}$, выпрямленное неуправляемым выпрямителем В и отфильтрованное фильтром Ф, остается неизменным.

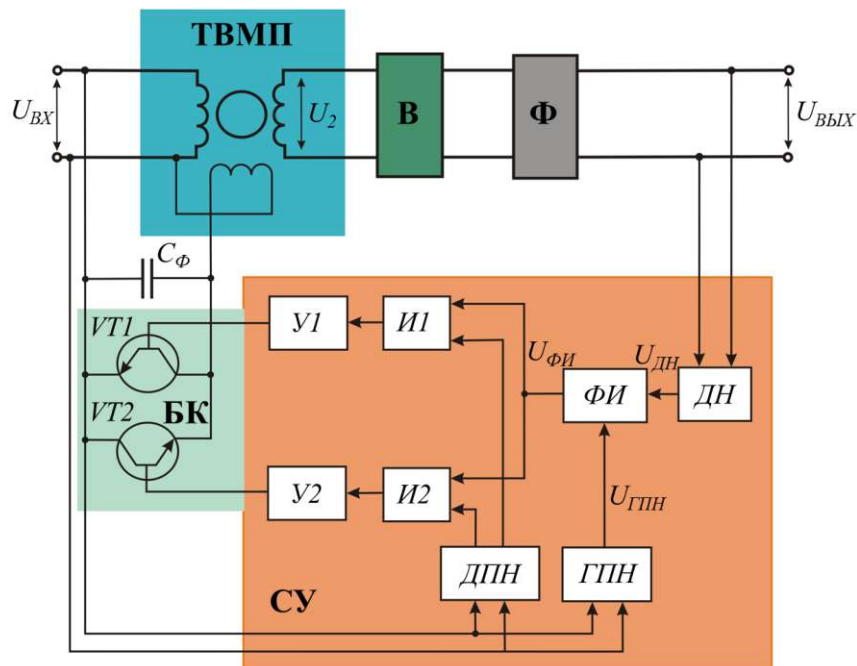


Рисунок 3.9 – Функциональная схема источника напряжения постоянного тока на ТВМП

Система управления выпрямителя, обеспечивающая стабилизацию напряжения работает следующим образом. С выхода преобразователя сигнал пропорциональный величине выходного напряжения $U_{вых}$, являющийся веду-

щим для системы стабилизации, через делитель напряжения $ДН$ поступает на один из входов формирователя импульсов $ФИ$ (рисунок 3.10, б $U_{ДН}$). На второй вход формирователя импульсов поступает сигнал $U_{ГПН}$ от источника опорного сигнала – генератора пилообразного напряжения $ГПН$ (рисунок 3.10, б), работа которого синхронизирована с входным напряжением источника напряжения $U_{вх}$ (рисунок 3.10, а). Когда сигнал $U_{ГПН} > U_{вх}$ формирователь импульсов $ФИ$ формирует импульсы $U_{ФИ}$ (рисунок 3.10, в), которые поступают на один из входов логических элементов $И1$ и $И2$ (рисунок 3.9). На вторые входы логических элементов поступает сигнал от датчика полярности напряжения $ДПН$. При положительной полуволне входного напряжения $U_{вх}$ срабатывает логический элемент $И1$ и сигнал управления U_{yVT1} (рисунок 3.10, г) через усилитель импульсов $У1$ поступает на управляющий электрод транзистора $VT1$ (рисунок 3.9), при отрицательной полуволне $U_{вх}$ срабатывают соответственно элементы $И2$ и $У2$ и управляющий сигнал U_{yVT2} поступает на управляющий электрод транзистора $VT2$ (рисунок 3.10, д). Угол управления транзисторами α_1 соответствует номинальному режиму работы. К примеру, напряжение $U_{вых}$ уменьшилось. Уменьшится напряжение на выходе делителя напряжения $ДН$, уменьшится угол управления транзисторами до величины равной α_2 (рисунок 3.10, е, ж), увеличится время открытого состояния транзисторов VT , $VT2$ и соответственно увеличится напряжение во вторичной обмотке ТВМП (рисунок 3.10, в), а значит, увеличится напряжения на выходе преобразователя $U_{вых}$.

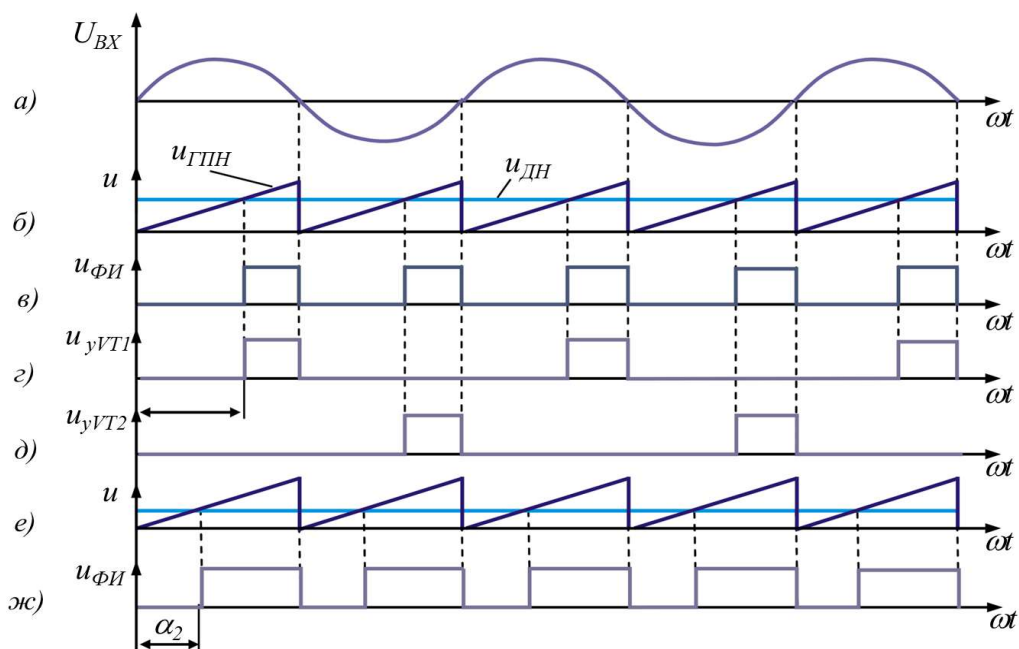


Рисунок 3.10 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы системы управления выпрямителем (см. рисунок 3.9)

Применение в рассматриваемой схеме выпрямителя на ТВМП блока коммутации на транзисторных ключах и предложенной системы стабилизации напряжения, позволяет повысить надежность работы источника напряжения постоянного тока и быстродействие его системы управления в сравнение с известными техническими решениями выпрямителей.

Важным преимуществом ТВМП является то, что он позволяет из однофазного напряжения переменного тока получать многофазную систему напряжений, в том числе трехфазную симметричную. В этом случае на сердечнике магнитопровода размещается несколько вторичных обмоток с соответствующим пространственным сдвигом одна относительно другой. Такое техническое решение ТВМП позволяет исключать из состава автономных систем электроснабжения (АСЭ) трехфазные преобразователи, выполненные на полупроводниковых приборах, а трехфазную систему напряжений получать с помощью однофазных полупроводниковых преобразователей и ТВМП с однофазным входом и трехфазным выходом.

На рисунке 3.11 приведена конструкция магнитопровода однофазно-трехфазного ТВМП, а на рисунке 3.12 – принципиальная его электрическая схема.

Однофазно-трехфазный ТВМП содержит тороидальную часть ТЧ с двумя первичными обмотками W_{11} и W_{12} , с выводами 1, 2 и 3, 4 соответственно. На сердечнике C размещаются три вторичные обмотки W_{21} , W_{22} и W_{23} , сдвинутые одна относительно другой на угол 120° . ТВМП имеет выводы 1 и 2 для подключения источника питания переменного тока, фазосдвигающий конденсатор C_ϕ и выводы 5, 6 и 7 для подключения нагрузки.

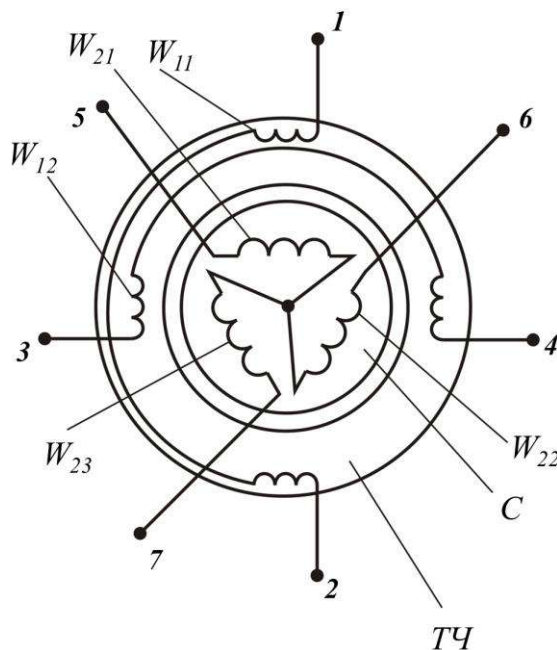


Рисунок 3.11 – Однофазно-трехфазный ТВМП

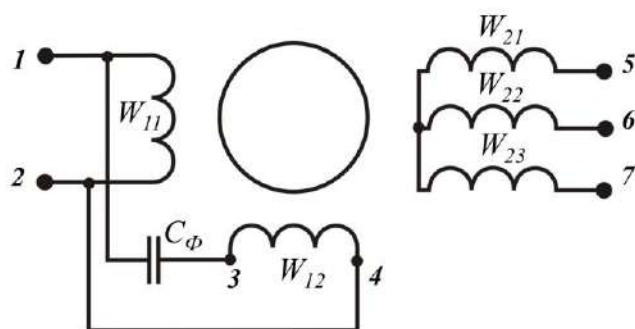


Рисунок 3.12 – Принципиальная электрическая схема однофазно-трёхфазного ТБМП

Стабилизация напряжения выпрямителей, выполненных на однофазно-трёхфазных (многофазных) ТБМП имеет свои особенности, которые целесообразно рассмотреть на функциональной схеме выпрямителя, выполненная на однофазно-многофазном ТБМП (рисунок 3.13).

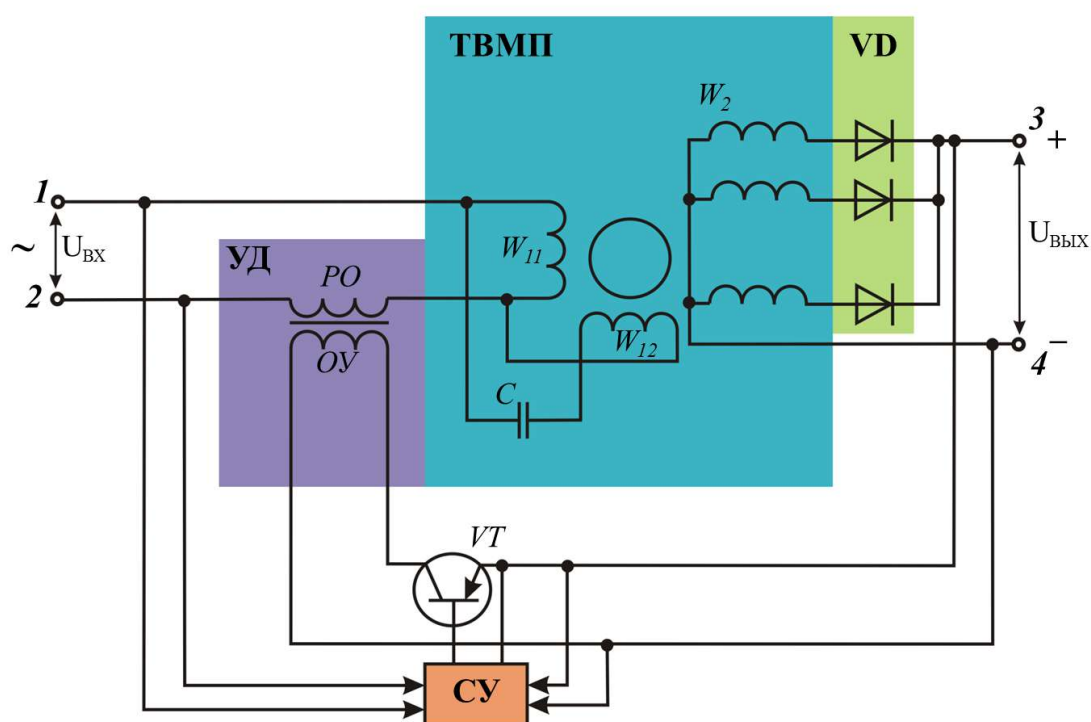


Рисунок 3.13 – Функциональная схема выпрямителя на однофазно-многофазном ТБМП

Источник напряжения постоянного тока (выпрямитель) содержит управляющий дроссель $УД$ с рабочей обмоткой $РО$ и обмоткой управления $ОУ$, трансформатор с вращающимся магнитным полем $ТБМП$, содержащий первичные обмотки W_{11} и W_{12} , подключенные к фазосдвигающему конденсатору C и содержит симметричные кратные числу три вторичные обмотки с общей

начальной точкой W_2 , концы которых соединены через блок диодов VD в общую точку. Кроме того, выпрямитель содержит транзистор VT , включённым через обмотку управления к катодной группе блока диодов и к общей начальной точке обмоток W_2 , а также к системе управления $СУ$. На рисунке 3.13 показаны входные выводы 1 и 2 для подключения источника питания и выходные выводы 3 и 4 для подключения нагрузки.

Источник напряжения постоянного тока работает следующим образом. Входное однофазное напряжение источника переменного тока U_{BX} (рисунок 3.13) через рабочую обмотку PO управляющего дросселя $УД$ поступает на первичные обмотки W_{11} и W_{12} $ТВМП$. При протекании тока по рабочей обмотке PO дросселя и первичным обмоткам W_{11} и W_{12} $ТВМП$ на обмотках наводятся переменные ЭДС. Кроме того при протекании тока в первичных обмотках W_{11} , W_{12} и фазосдвигающем конденсаторе C в магнитопроводе $ТВМП$ создается вращающееся магнитное поле, вызывающее действие переменной ЭДС во вторичных обмотках W_2 . К примеру, если $ТВМП$ содержит шесть симметричных обмоток (сдвинутых друг относительно друга на угол 60°), то блок VD будет содержать шесть диодов, которые преобразуют переменное напряжение в напряжение постоянного тока $U_{ВЫХ}$. Для повышения качества выходного напряжения на выходе выпрямителя может быть установлен фильтр.

При возникновении дестабилизирующих факторов на выходе источника напряжения постоянного тока (изменение величины и характера нагрузки) система управления $СУ$ изменяет время открытого состояния транзистора VT таким образом, что выходное напряжение $U_{ВЫХ}$ остается неизменным. К примеру, если напряжение на выходе источника уменьшится, то система управления $СУ$ увеличит время открытого состояния транзистора VT , а это приведет к увеличению тока подмагничивания в обмотке управления $ОУ$ управляющего дросселя $УД$ и уменьшению сопротивления рабочей обмотки PO и соответственно уменьшению падения напряжения на этой обмотке. Поскольку рабочая обмотка PO управляющего дросселя $УД$ включена последовательно с первичными обмотками $ТВМП$, то это приведет к увеличению напряжения на первичных обмотках $ТВМП$, а значит, увеличится напряжение $U_{ВЫХ}$ на выходе источника электроэнергии постоянного тока.

3.2 Преобразователи напряжения постоянного тока – инверторы и конверторы

Известно, что одним из основных функциональных узлов солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ) являются автономные инверторы (АИ), которые согласуют электрические параметры солнечных батарей с параметрами, необходимые для нагрузки. Практически от АИ зависят показатели надёжности СФЭУ, в том числе ресурс непрерывной работы.

Основными недостатками эксплуатируемых АИ в составе СФЭУ являются относительно низкие показатели надёжности и повышенный уровень электромагнитных помех, за счёт наличия силовых электронных приборов.

Для улучшения эксплуатационно-технических характеристик АИ в настоящее время существуют несколько направлений:

- применение однофазно-трёхфазных трансформаторов с вращающимся магнитным полем (ТВМП);
- применение в конструкции АИ промежуточного звена повышенной частоты;
- совершенствование системы управления силовыми электронными приборами.

Перспективным является направление применения в составе АИ трансформаторов с вращающимся магнитным полем (см. п.3.1). Важным преимуществом конструкции ТВМП является то, что они позволяют из однофазного напряжения переменного тока получать многофазную симметричную систему напряжений. А это приведёт к исключению трёхфазных АИ и применению однофазных, а трёхфазную систему напряжений получать с помощью однофазно-трёхфазных ТВМП. Уменьшение в составе автономных инверторов силовых полупроводниковых приборов позволяет упростить силовую схему и систему управления и повысить показатели надёжности и КПД автономных инверторов СФЭУ. Недостатками схем АИ на ТВМП являются повышенные массогабаритные показатели и небольшой диапазон стабилизации напряжения. Однако значительно повышается эффект от использования ТВМП, обеспечивающих параллельную работу АИ солнечных электростанций.

Еще одно направление, позволяющее улучшить ЭТХ автономных инверторов – это применение в силовой схеме АИ промежуточного высокочастотного звена, функцию которого выполняет сам инвертор и реверсивного выпрямителя, преобразующего высокочастотный сигнал в напряжение переменного тока промышленной частоты. Такая схема АИ позволяет значительно улучшить массогабаритные показатели преобразователя напряжения постоянного тока в переменный. Основными недостатками, рассмотренной конструкции АИ, являются относительно низкие показатели КПД и небольшая расчётная мощность.

На рисунке 3.14 приведена функциональная схема однофазного автономного инвертора с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения, а на рисунке 3.15 – диаграммы напряжений, поясняющие работу системы управления по преобразованию входного и стабилизации выходного напряжения инвертора.

Однофазный АИ с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения содержит (рисунок 3.14): мостовую схему инвертора, выполненную на транзисторах $VT1-VT4$, к которым встречно-параллельно включены диоды $VD1-VD4$, выходной Г-образный фильтр, содержащий дроссель L и конденсатор C , и систему управления $СУ$.

В состав $СУ$ входят: задающий генератор $ЗГ$, генератор типа кривой $ГТК$, измеритель отклонения напряжения $ИОН$, сумматор $СУМ$, выпрямитель B , генератор треугольного напряжения $ГТН$, формирователь импульсов $ФИ$, первый и второй логические элементы $И1$ и $И2$, первый и второй усилители импульсов $УИ1$ и $УИ2$. На рисунке 2 показаны выводы 1 и 2 для подключения входного

напряжения постоянного тока и выводы 3 и 4 для подключения нагрузки переменного тока.

Система управления АИ работает следующим образом. С задающего генератора синусоидальной формы $ЗГ$ (рисунок 3.14) сигнал $u_{3г}$ поступает на первый вход сумматора $СУМ$, на второй вход которого поступает сигнал Δu от измерителя отклонения напряжения $ИОН$, работа которого синхронизируется с работой задающим генератором $ЗГ$. В сумматоре сигналы $u_{3г}$ и Δu складываются и результирующий сигнал поступает на вход выпрямителя $В$, где выпрямляется и поступает на первый вход формирователя импульсов $ФИ$ (рисунок 3.15, а, сигнал u_B). На второй вход формирователя импульсов $ФИ$ поступает сигнал $u_{ГТН}$ от генератора треугольного напряжения $ГТН$ (рисунок 3.15, а).

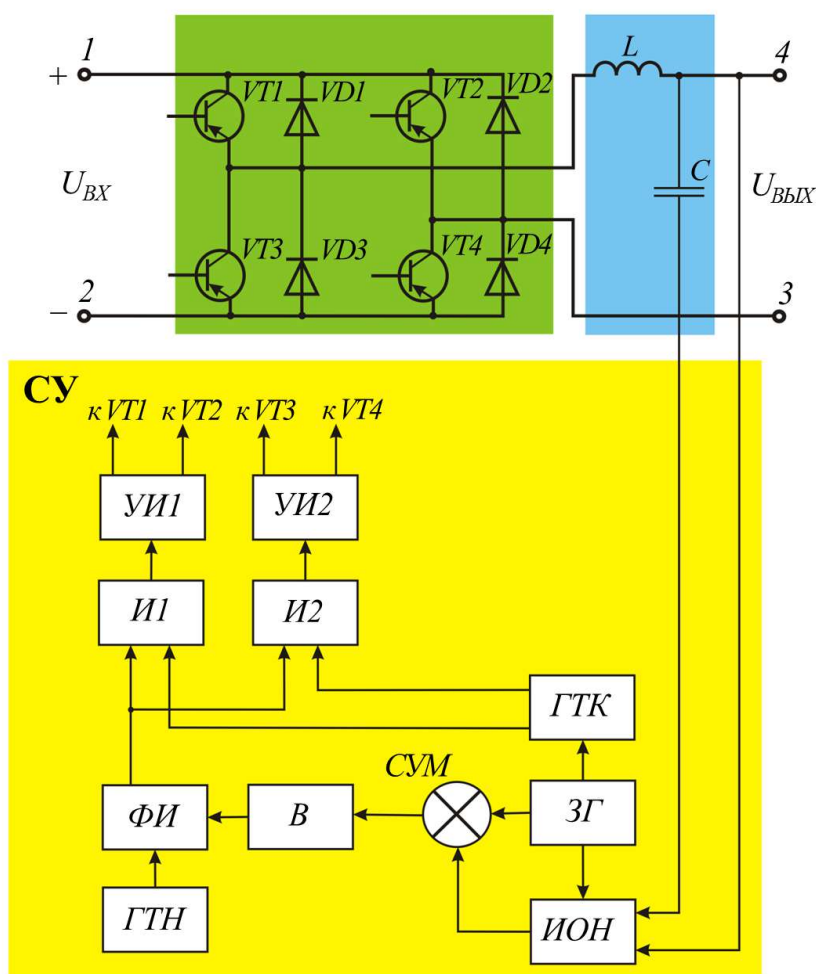


Рисунок 3.14 – Функциональная схема АИ с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения

В случае когда $u_{ГТН} < u_B$ на выходе формирователя импульсов $ФИ$ формируются импульсы управления (рисунок 3.15, б), которые поступают на первые входы логических элементов $И1$ и $И2$, на вторые входы которых поступает сигнал о полярности напряжения от генератора типа кривой $ГТК$ (рисунок 3.14). При положительной полярности напряжения задающего генератора $ЗГ$, срабатывает логический элемент $И1$ и импульсы от формирователя импуль-

сов $\Phi И$, через усилитель импульсов $УИИ1$, поступают на управляющие электроды транзисторов $VT1$ и $VT4$ (рисунок 3.14) и на выходе инвертора формируется положительная полуволна выходного напряжения $u_{ВЫХ}$ (рисунок 3, б от 0 до π). При отрицательной полярности напряжения задающего генератора $ЗГ$, срабатывает логический элемент И $И2$ и импульсы от формирователя импульсов $\Phi И$, через усилитель импульсов $УИИ2$, поступают на управляющие электроды транзисторов $VT2$ и $VT4$ (рисунок 3.14) и на выходе инвертора формируется отрицательная полуволна выходного напряжения $u_{ВЫХ}$ (рисунок 3.15, б, от π до 2π).

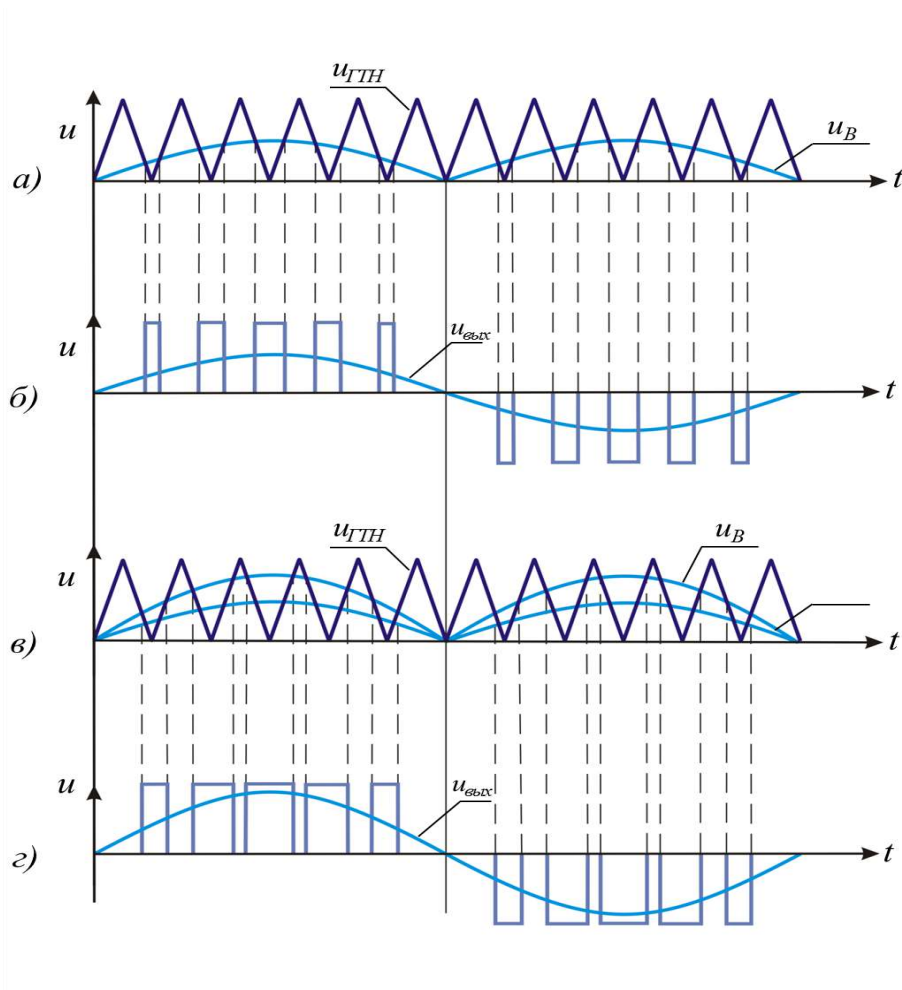


Рисунок 3.15 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы АИ с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения

К примеру, если напряжение на выходе инвертора уменьшится, тогда сигнал рассогласования Δu суммируется с сигналом задающего генератора $u_{ЗГ}$, увеличивается амплитуда сигнала u_B на выходе выпрямителя B . В результате увеличивается длительность импульсов управления на выходе формирователя импульсов $\Phi И$ и увеличивается напряжение на выходе инвертора $u_{ВЫХ}$ (рисунок 3.15, в, г).

Применение в составе системы управления АИ с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения измерителя отклонения напряжения, генератора типа кривой и сумматора, обеспечивает стабилизацию выходного

напряжения инвертора при изменении величины и характера нагрузки в широком диапазоне.

На рисунке 3.16 приведён ещё один вариант структурной схемы системы управления АИ (см. рисунок 3.14), обеспечивающей широтно-импульсную модуляцию выходного напряжения, а на рисунке 3.17 – диаграммы напряжений, поясняющие принцип её работы.

Структурная схема системы управления, приведённая на рисунке 3.16, также имеет широкий диапазон стабилизации напряжения, однако она имеет повышенную надёжность в работе, из-за меньшего количества функциональных блоков, в сравнении с системой управления, показанной на рисунке 3.14.

Широтно-импульсная модуляция выходного напряжения и его стабилизация системой управления СУ (рисунок 3.16) осуществляется следующим образом. С выхода генератора пилообразного напряжения ГПН опорный сигнал $u_{ГПН}$ (рисунок 3.17, а) поступает на второй вход формирователя импульсов ФИ, на первый вход которого поступает ведущий сигнал $u_{ТВБ}$ (рисунок 3.17, а), от трансформаторно-выпрямительного блока ТВБ.

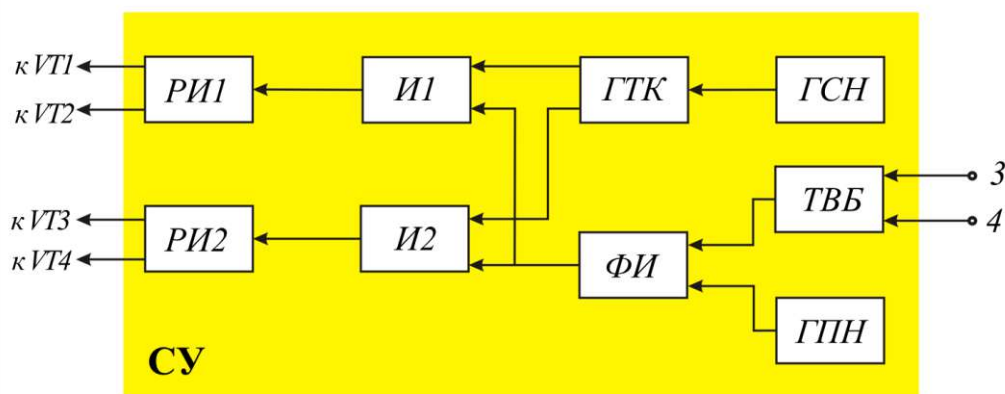


Рисунок 3.16 – Структурная схема системы управления АИ

Когда $u_{ГПН} > u_{ТВБ}$ на выходе формирователя импульсов ФИ формируются управляющие импульсы u_y (рисунок 3.17, б), которые поступают на первые входы логических элементов И И1 и И2. На вторые входы логических элементов через генератор типа кривой ГСК, поступает сигнал синусоидального напряжения от генератора синусоидального напряжения ГСК (рисунок 3.17, в, г). Таким образом, когда $u_{ГСК}$ имеет положительную полярность, то управляющие импульсы с выхода логического элемента И1 через распределительно-усилительный блок РИ1 поступают на управляющие электроды транзисторов VT1 и VT4 (см. рисунок 3.14) и на выходе автономного инвертора напряжения формируется положительная волна напряжения $u_{ВЫХ}$ (рисунок 3.17, д, $0 \div \pi$).

Когда напряжение генератора ГСК $u_{ГСК}$ имеет отрицательную полярность, то управляющие импульсы с выхода логического элемента И2 через блок

$P_{И2}$ поступают на управляющие электроды транзисторов $VT2$ и $VT3$ (рисунок 3.17, д, $\pi \div 2\pi$), и на выходе автономного инвертора формируется отрицательная волна напряжения $u_{БЫХ}$ (рисунок 3.17, д).

К примеру, если выходное напряжение инвертора $u_{БЫХ}$ уменьшится, то и уменьшится величина ведущего сигнала $u_{ТВБ}$ (рисунок 3.17, е). Это приведёт к увеличению времени открытого состояния транзисторов силовой схемы АИ, и повышению уровня выходного напряжения инвертора $u_{БЫХ}$ (рисунок 3.17, ж, з).

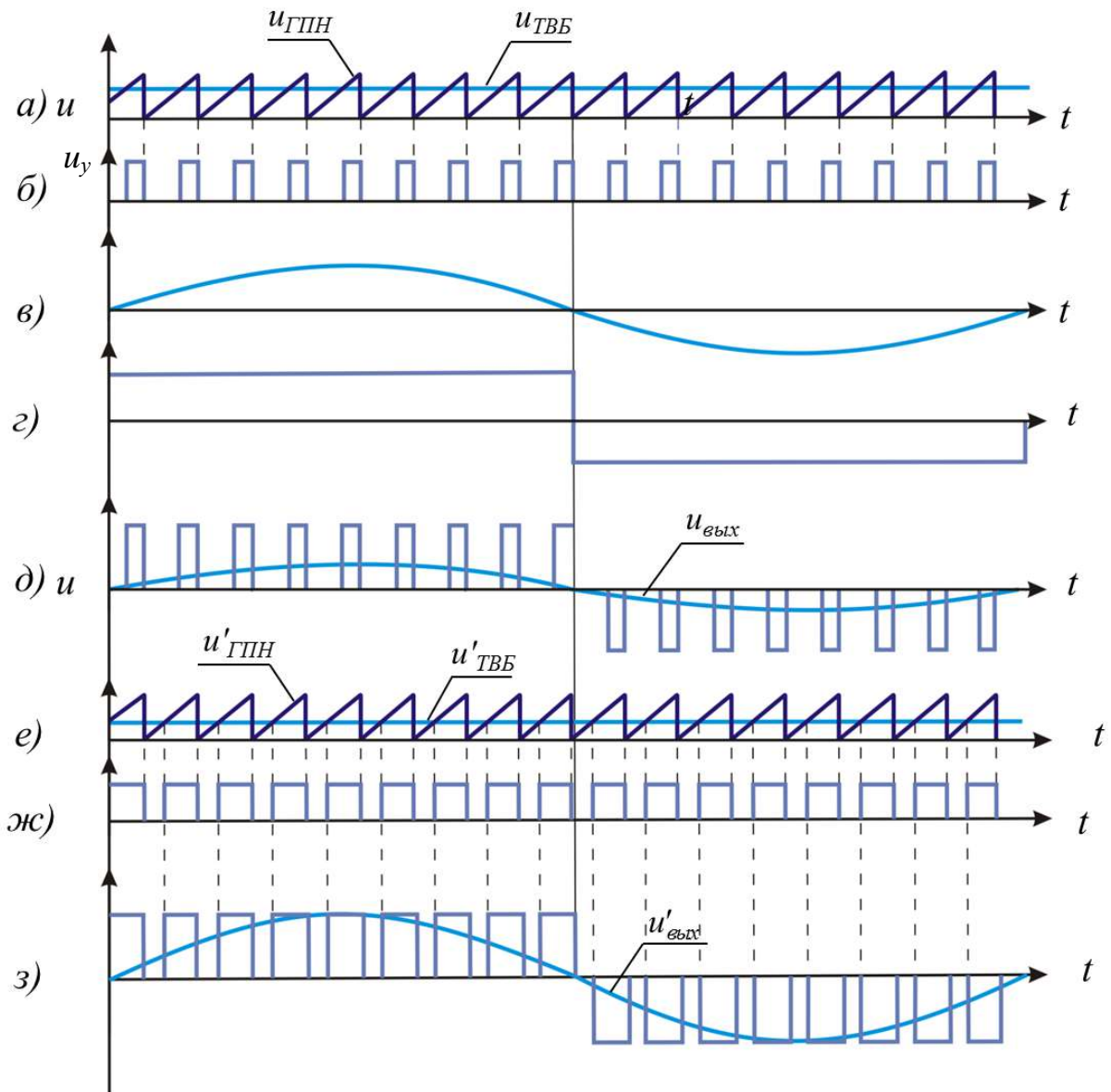


Рисунок 3.17 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы структурной схемы системы управления АИ, приведённой на рисунке 3.16

В системе управления и защиты в основном применяются источники напряжения постоянного тока не только выпрямители, но и конверторы, последние могут потреблять электроэнергию, как от выпрямителей, так и аккумуля-

торных батарей. Конверторы осуществляют преобразование напряжения постоянного тока одного уровня в напряжение постоянного тока повышенной или пониженной величины (в сравнении с входным напряжением).

Конструктивно конверторы содержат три преобразователя: инвертор (И), трансформатор (Т) и выпрямитель (В) (рисунок 3.18). Инвертор преобразует напряжение постоянного тока в переменное, как правило, повышенной частоты, трансформатор согласует напряжение источника питания с нагрузкой, а выпрямитель преобразовывает напряжение переменного тока в напряжение постоянного тока.

Стабилизация выходного напряжения конверторов может осуществляться как за счет силовых электронных приборов инвертора, так и за счет электронных приборов выпрямителя В, в этом случае его силовая схема выполняется на тиристорах или транзисторах. Для обеспечения требуемого качества выходного напряжения на выходе конверторов применяются сглаживающие фильтры Φ (рисунок 3.18).

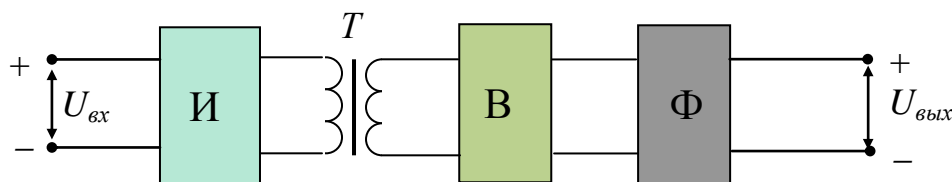


Рисунок 3.18 – Структурная схема конвертора

От эксплуатационно-технических характеристик конверторов зависят и характеристики систем, обеспечивающих бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей электроэнергии. Основными недостатками эксплуатируемых в настоящее время конверторов являются низкие значения КПД и показателей надежности, из-за большого числа полупроводниковых приборов, содержащихся в силовой части инвертора и выпрямителя, а также конверторы имеют относительно сложные системы стабилизации параметров электроэнергии и системы защиты.

Для того чтобы уменьшить массу и габариты трансформатора, рабочая частота инвертора выбирается по возможности высокой (в диапазоне 3–20 кГц). Несмотря на то, что поток преобразуемой электроэнергии в конверторах проходит через несколько преобразователей электроэнергии и понижает в комплексе его КПД, однако промежуточная повышенная частота тока позволяет значительно уменьшить массу конвертора (5–30 раз, в зависимости от мощности).

Применение в конструкции конверторов трансформаторов с вращающимся магнитным полем позволяет также улучшить их технические характеристики.

Функциональная схема конвертора с промежуточным высокочастотным преобразованием, выполненная на резонансном инверторе приведена на ри-

сунке 3.19. Схема содержит: резонансный инвертор PI , выполненный на транзисторах $VT1$ и $VT2$, конденсатор инвертора $C1$, трансформатор с вращающимся магнитным полем T с первичными обмотками W_{11} , W_{12} и вторичными обмотками W_{21} , W_{22} , фазосдвигающий конденсатор $C2$, выпрямитель B , выполненный на диодах $VD1$ и $VD2$, обратный диод $VD3$, выходной фильтр Φ , содержащий дроссель D и конденсатор $C3$, систему стабилизации напряжения $ССН$, в составе которой используются делитель напряжения $ДН$, формирователь импульсов $\Phi И$, генератор опорного сигнала $ГОС$, распределитель импульсов $РИ$ и усилители импульсов $УИ1$, $УИ2$. На рисунке 3.19 показаны также выводы для подключения источника питания конвертора с напряжением $U_{вх}$ и выводы для подключения нагрузки с напряжением $U_{вых}$.

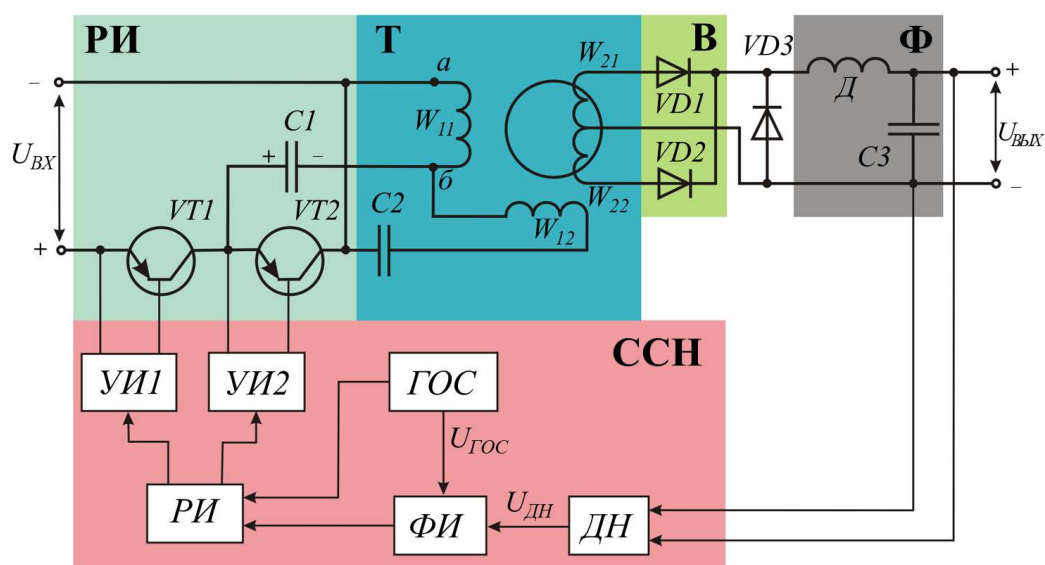


Рисунок 3.19 – Функциональная схема конвертора, выполненного на резонансном инверторе

Конвертор работает следующим образом. Входное напряжение $U_{вх}$ постоянного тока поступает на вход резонансного инвертора PI (рисунок 3.19). Резонансный контур в инверторе образуется конденсатором $C1$ и дросселем D выходного фильтра Φ . К примеру, в исходном состоянии конденсатор инвертора $C1$ разряжен. Для формирования положительной полуволны выходного напряжения инвертора $U_{аб}$ система стабилизации напряжения $ССН$ подает управляющий импульс на транзистор $VT1$ он открывается, и конденсатор инвертора $C1$ начинает заряжаться от источника входного напряжения $U_{вх}$ таким образом, что его выводы будут иметь потенциалы, указанные знаками на рисунке 3.19. Ток заряда конденсатора инвертора $C1$ будет протекать через первичные обмотки W_{11} , W_{12} трансформатора T и фазосдвигающий конденсатор $C2$. Для формирования отрицательной полуволны выходного напряжения инвертора система стабилизации $ССН$ закрывает транзистор $VT1$ и открывает транзистор $VT2$. В этом случае конденсатор ин-

вертора CI будет являться источником питания для нагрузки, и его ток разряда протекает по первичным обмоткам трансформатора T и фазосдвигающий конденсатор $C2$ в обратном направлении.

Таким образом, по первичным обмоткам W_{11} и W_{12} трансформатора T протекает переменный ток, вызывающий действие вращающегося магнитного и соответственно ЭДС во вторичных обмотках W_{21} , W_{22} , которые размещены на сердечнике трансформатора. Выпрямитель B преобразует напряжение переменного тока в напряжение постоянного тока, а выходной фильтр Φ сглаживает пульсации обеспечивая требуемое качество выходного напряжения конвертора $U_{вых}$.

Система стабилизации напряжения конвертора работает следующим образом. С выхода конвертора сигнал пропорциональный величине выходного напряжения $U_{вых}$, являющийся ведущим для системы стабилизации CCH , через делитель напряжения $ДН$ поступает на один из входов формирователя импульсов $\PhiИ$ (рисунок 3.19 и рисунок 3.20, а, $u_{ДН}$). На второй вход формирователя импульсов $\PhiИ$ поступает сигнал $U_{ГОС}$ от генератора опорного сигнала $ГОС$ (рисунок 3.19 и рисунок 3.20, а, $u_{ГОС}$).

Когда сигнал $U_{ГОС} > U_{ДН}$ формирователь импульсов $\PhiИ$ формирует импульсы управления (рисунок 3.20, а, б), которые через распределитель импульсов $РИ$ и усилители импульсов $УИ1$, $УИ2$ поступают на управляющие электроды транзистора $VT1$ или транзистора $VT2$ (рисунок 3.19). Работа распределителя импульсов $РИ$ синхронизирована с опорным напряжением генератора $ГОС$, для обеспечения формирования положительной и отрицательной полуволн выходного напряжения $U_{аб}$ резонансного инвертора $РИ$. Угол управления транзисторами α_1 (рисунок 3.20, б) соответствует номинальному режиму работы конвертора.

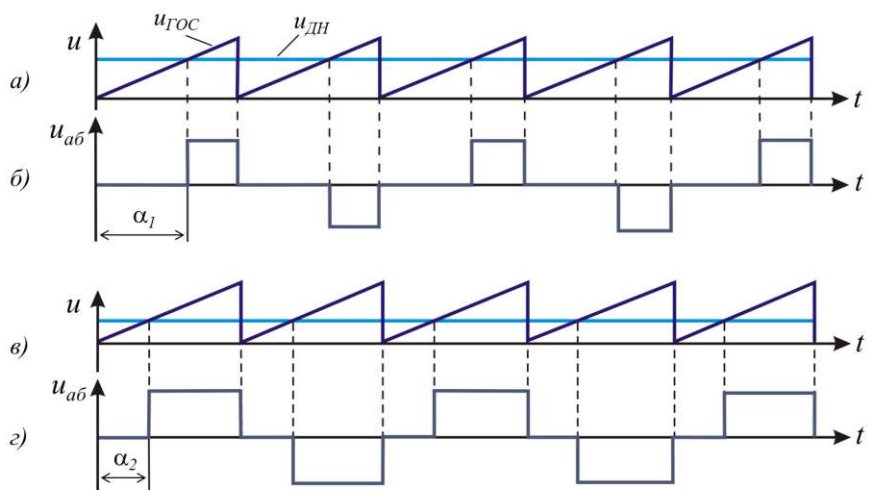


Рисунок 3.20 – Диаграммы напряжений, поясняющие работу системы стабилизации напряжения конвертора, выполненного на резонансном инверторе

Если, к примеру, выходное напряжение конвертора $U_{вых}$ уменьшится, то уменьшится напряжение на выходе делителя напряжения $ДН$ и уменьшится угол управления транзисторами до величины α_2 , а значит увеличится выходное напряжение резонансного инвертора $U_{аб}$ (рисунок 3.20, в, г) и соответственно увеличится выходное напряжение конвертора $U_{вых}$.

Выходной фильтр Φ конвертора кроме функций создания колебательного контура и обеспечения требуемого качества выходного напряжения, выполняет функции накопителя электрической энергии и в моменты времени, когда существует пауза между работой транзисторов $VT1$ и $VT2$, фильтр накопленную электроэнергию отдает в нагрузку, тем самым улучшает качество выходного напряжения конвертора. Контур для протекания тока от фильтра в нагрузку, когда закрыты транзисторы, создается обратным диодом $VD3$.

Предложенное техническое решение преобразователя позволяет улучшить его показатели надежности, КПД и качества выходного напряжения.

Высокие показатели надёжности имеет конвертор, функциональная схема которого приведена на рисунке 3.21.

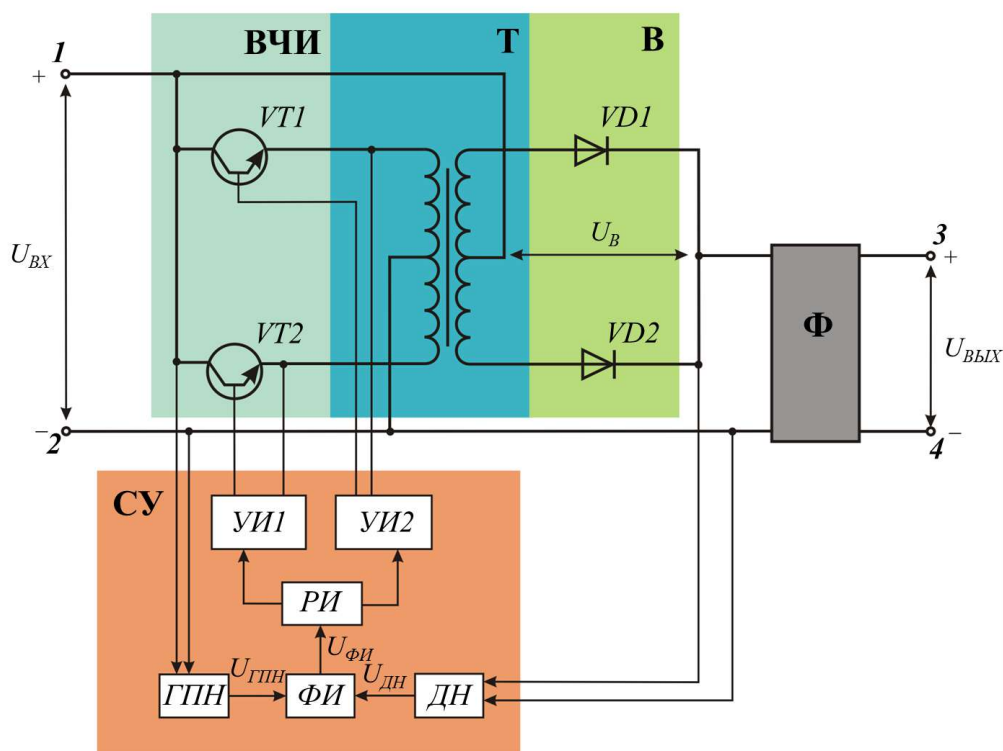


Рисунок 3.21 – Функциональная схема конвертора, выполненного на высокочастотном инверторе и трансформаторе, обмотки которого содержат средние точки

Новизна технического решения заключается в том, что в конверторе применяется трансформатор, содержащий среднюю точку в первичной и во вторичной обмотках, выпрямитель, выполнен на двух диодах, а высокочастотный инвертор – на двух транзисторах, система управления которого обеспечивает стабилизацию выходного напряжения. Поскольку выпрямитель соединён по-

следовательно с входными выводами стабилизатора, то выходное напряжение стабилизатора напряжения постоянного тока определяется по формуле

$$U_{ВЫХ} = U_{ВХ} + U_B.$$

Таким образом, выпрямитель выполняет функции вольтодобавочного устройства, питание которого осуществляется от высокочастотного инвертора.

Конвертор работает следующим образом. С выхода генератора пилообразного напряжения ГПН (рисунок 3.21) сигнал $u_{ГПН}$ (рисунок 3.22, а) поступает на первый вход формирователя импульсов ФИ, на второй вход которого сигнал $u_{ДН}$ (рисунок 3.22, а) поступает от делителя напряжения ДН (рисунок 3.21), вход которого соединён с выходом конвертора. Когда $u_{ГПН} > u_{ДН}$ на выходе формирователя импульсов формируется управляющий сигнал $u_{ФИ}$ (рисунок 3.22, б), который через распределитель импульсов РИ и усилители импульсов УИ1 и УИ2, поступает на управляющие электроды транзисторов VT1 или VT2.

Если, к примеру, напряжение на выход конвертора уменьшится, то и уменьшится напряжение $u_{ДН}$ (рисунок 5, в), уменьшится угол управления транзисторами с α_1 до α_2 (рисунок 5, б, г). Временной интервал открытого состояния транзисторов VT1 и VT2 увеличится, а значит и увеличится выходное напряжение выпрямителя U_B и соответственно выходное напряжение стабилизатора $U_{ВЫХ}$.

На рисунке 3.23 приведена функциональная схема конвертора, питание которого осуществляется от двух источников напряжения постоянного тока $U_{ВХ1}$ и $U_{ВХ2}$, а на рисунке 3.24 – диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы его системы стабилизации напряжения.

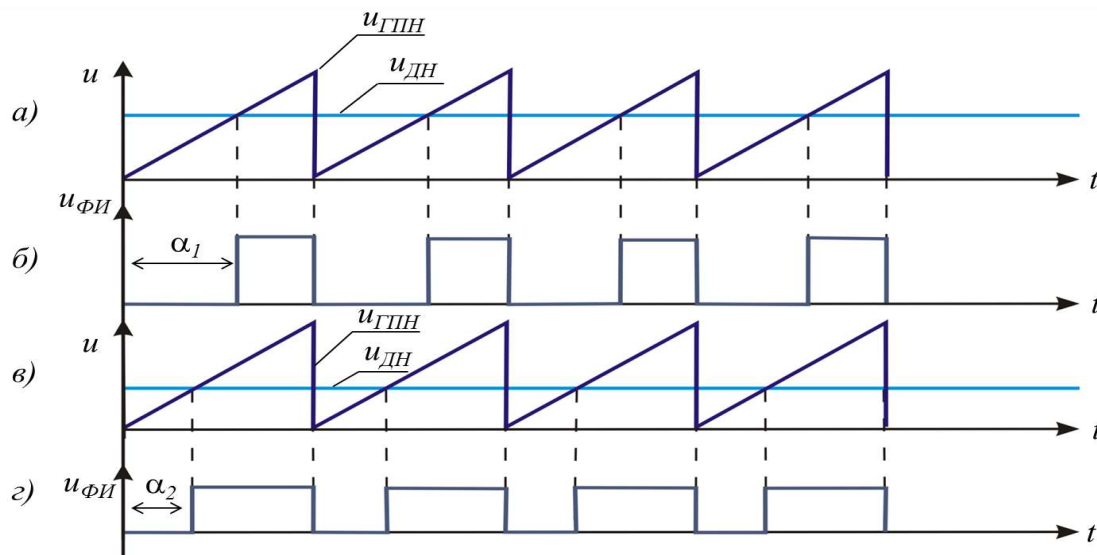


Рисунок 3.22 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип стабилизации напряжения конвертора (рисунок 3.21)

Принцип работы конвертора. Система стабилизации напряжения ССН поочередно открывает транзисторы VT1 или VT2 и по первичной обмотке трансформатора T протекает переменный ток, который во вторичной обмотке наводит переменную ЭДС. Выпрямитель, выполненный на двух диодах VD1 и

$VD2$, преобразует напряжение переменного тока в постоянны, а выходной Г-образный фильтр Φ сглаживает его пульсации обеспечивая требуемое качество выходного напряжения $U_{ВЫХ}$ (рисунок 3.23).

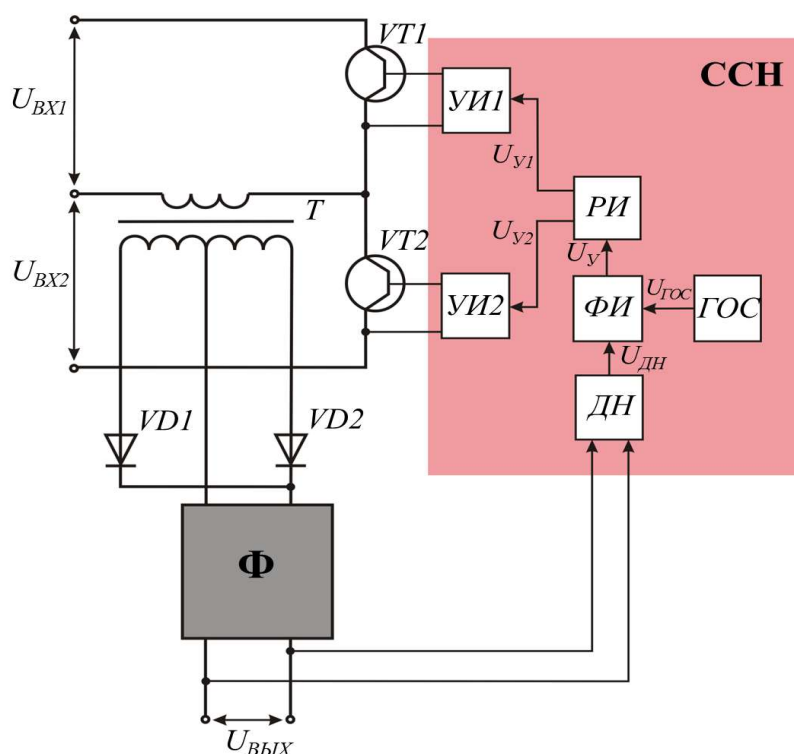


Рисунок 3.23 – Функциональная схема конвертора, питание которого осуществляется от двух источников электроэнергии

Система $ССН$ стабилизирует напряжение следующим образом. С выхода конвертора сигнал поступает на вход делителя напряжения $ДН$ (рисунок 3.23), выходной сигнал которого $u_{ДН}$ (рисунок 3.24, а) пропорциональный величине выходного напряжения $U_{ВЫХ}$, является ведущим сигналом для системы стабилизации напряжения $ССН$. Сигнал $u_{ДН}$ поступает на первый вход формирователя импульсов $ФИ$, на второй вход которого поступает сигнал пилообразной формы $u_{ГОС}$ от генератора опорного сигнала $ГОС$ (рисунок 3.24, а). Когда $u_{ГОС} > u_{ДН}$, формирователь импульсов $ФИ$ формирует импульсы управления u_y (рисунок 3.24, б), которые через распределитель импульсов $РИ$ и усилители импульсов $УИ1$ и $УИ2$ (рисунок 3.24, в, г) поступают на управляющие электроды транзисторов $VT1$ или $VT2$. На выходе выпрямителя формируется напряжение u_B (рисунок 3.24, д).

К примеру, когда выходное напряжение $U_{вых}$ (рисунок 3.23) уменьшится, тогда и уменьшится напряжение $u_{ДН}$ на выходе делителя напряжения $ДН$ (рисунок 3.24, е). Это приведет к увеличению длительности управляющих сигналов u_y (рисунок 3.25, ж), поступающих на транзисторы $VT1$ и $VT2$, они больше времени будут открыты, и будет увеличиваться напряжение u_B (рисунок 3.25, з) на выходе выпрямителя и соответственно выходное напряжение на выходе конвертора $U_{ВЫХ}$.

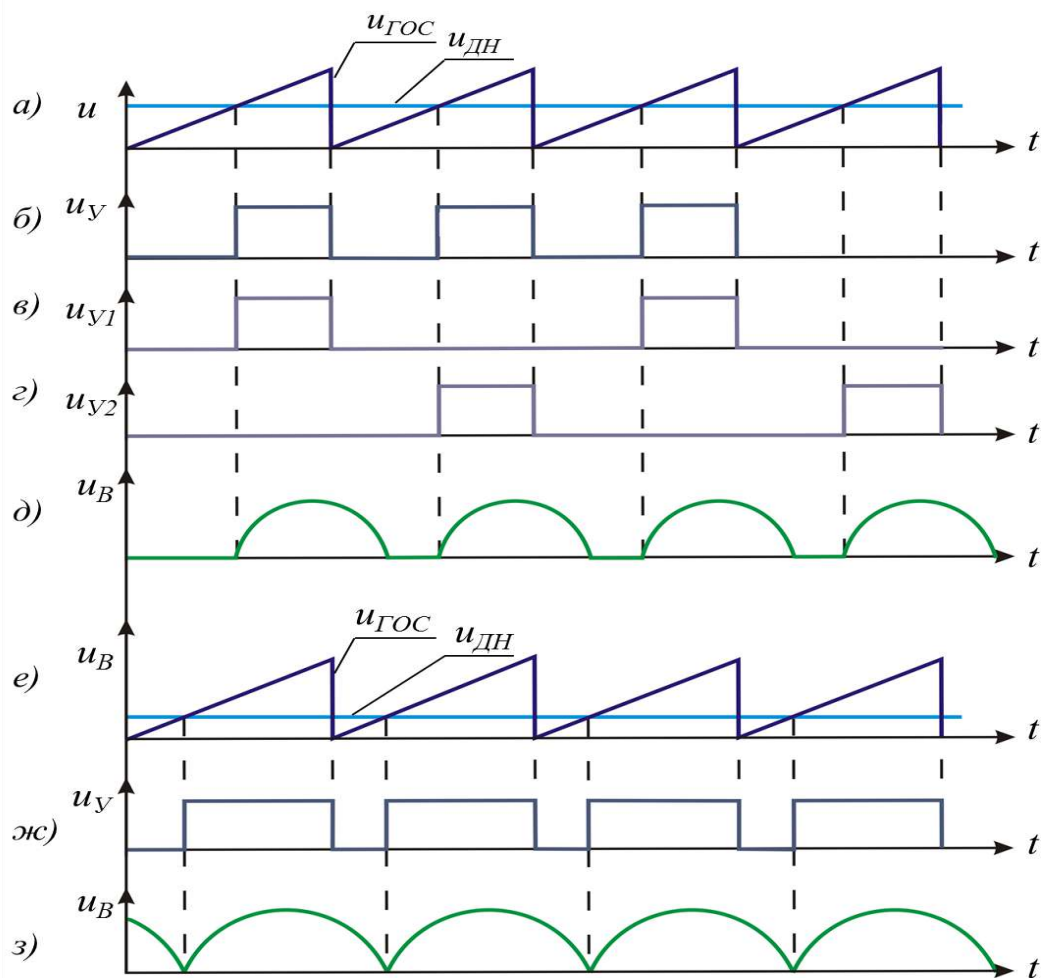


Рисунок 3.24 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип стабилизации напряжения конвертора (рисунок 3.23)

3.3 Преобразователи частоты

В автономных системах электроснабжения (АСЭ), в том числе в возобновляемой электроэнергетике, все шире находят применение преобразователи частоты (ПЧ), которые применяются, как для повышения, так и для понижения частоты напряжения источника электроэнергии, при этом они способны выполнять две функции: стабилизировать напряжение и частоту генерируемой электроэнергии. Эти два положительных свойства ПЧ, позволяют улучшить эксплуатационно-технические характеристики АСЭ в комплексе.

Перспективным является направление применения в составе ПЧ реверсивных выпрямителей (РВ), выполненные на двух парах встречно-параллельно включенных полупроводниковых приборов, а их система управления обеспечивает независимую стабилизацию частоты и выходного напряжения преобразователя. Такие ПЧ имеют уменьшенное число силовых полупроводниковых приборов и не сложные технические решения систем управления. РВ могут быть выполнены на полупроводниковых приборах с прямой и обратной прово-

димостью, что, кроме того, позволит значительно улучшить их эксплуатационно-технические характеристики.

На рисунке 3.25 приведена функциональная схема ПЧ, а на рисунке 3.26 – диаграммы напряжений, поясняющие принцип его работы.

Преобразователь частоты содержит трансформатор Т первичная обмотка W_{11} имеет выводы 1 и 2 которые подключены к источнику напряжения повышенной частоты, реверсивный выпрямитель РВ, выполненный на тиристорах VS1 - VS4, фильтр Ф и систему управления СУ. К выводам 3 и 4 преобразователя подключается нагрузка.

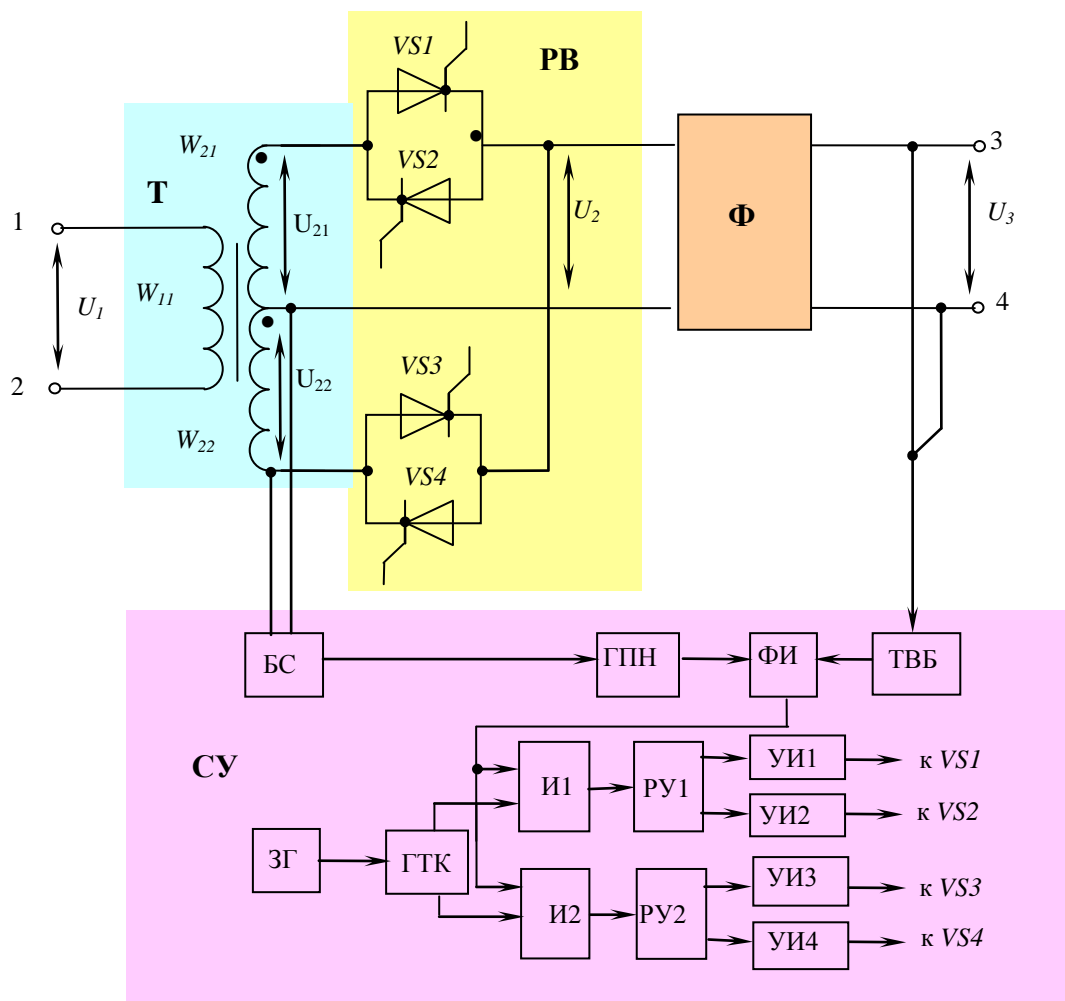


Рисунок 3.25 – Функциональная схема преобразователя частоты

ПЧ работает следующим образом. К вводу преобразователя частоты подключается источник напряжения повышенной частоты тока, которое по величине понижается до требуемого уровня необходимого для нагрузки трансформатором Т. Реверсивный выпрямитель РВ повышенную частоту тока в частоту необходимую для нагрузки, следующим образом.

Задающий генератор ЗГ системы управления СУ преобразователем формирует низкочастотный сигнал синусоидальной формы соответствующий частоте нагрузки (рисунок 3.26, а), который поступает на вход генератора типа

кривой ГТК, на выходе генератора формируются импульсы соответствующие положительной и отрицательной полуволнам задающего генератора (рисунок 3.26, б). Сигналы с выхода генератора типа кривой ГТК подаются на первые входы логических элементов И (И1 и И2 соответственно).

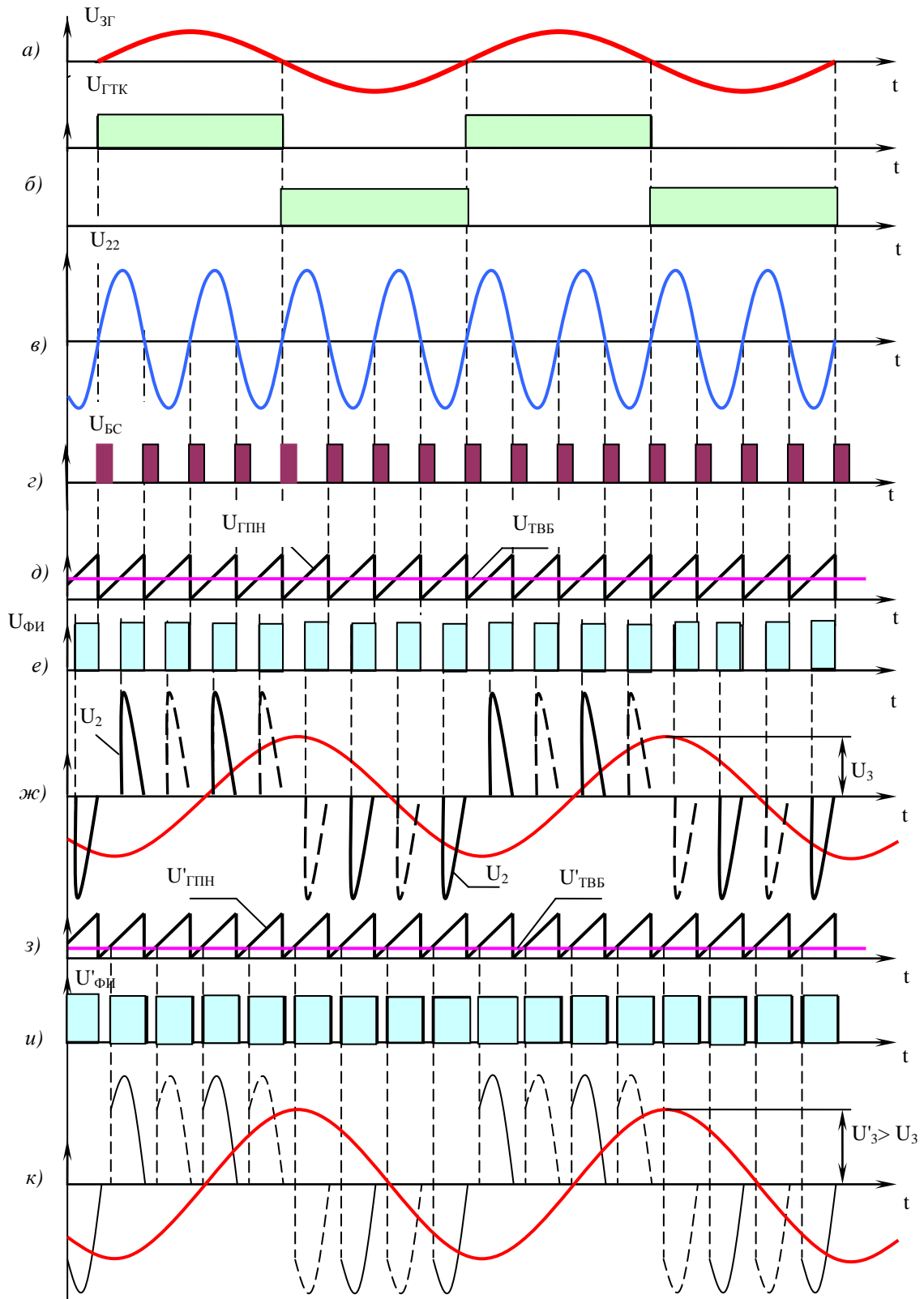


Рисунок 3.26 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы преобразователя частоты

На вторые входы логических элементов И поступает импульсный сигнал, синхронизированный с напряжением источника питания от блока синхронизации БС (рисунок 3.26, в, з) через генератор пилообразного напряжения ГПН и формирователь импульсов ФИ.

Длительность этого сигнала пропорциональна величине выходного напряжения преобразователя частоты, поскольку длительность формирующего импульса управления зависит от величины выходного напряжения трансформаторно-выпрямительного блока ТВБ (рисунок 3.26, д, е).

При положительной полярности низкочастотного выходного напряжения срабатывает логический элемент И1 и импульсы управления через первое распределительное устройство РУ1 и усилители импульсов УИ1 и УИ2 поступают на управляющие электроды тиристоров VS1 и VS3 силовой схемы реверсивного выпрямителя РВ и на выходе преобразователя формируются положительные полуволны с напряжением U_2 (рисунок 3.26, ж). При отрицательной полярности выходного напряжения срабатывает логический элемент И2 импульсы управления через второе распределительное устройство РУ2 и усилители импульсов УИ3 и УИ4 поступают на управляющие электроды тиристоров VS2 и VS4 силовой схемы реверсивного выпрямителя РВ и на выходе преобразователя формируется положительная полуволна U_2 (рисунок 3.26, ж).

Выходной фильтр Ф подавляет высшие гармоники и на выводах формируется низкочастотный синусоидальный сигнал U_3 (рисунок 3.26, ж).

К примеру, при понижении уровня выходного напряжения снижается и значение $U_{ТВБ}$ (рисунок 3.26, з, $U'_{ТВБ}$), при этом, увеличивая длительность импульсов (рисунок 3.26, и, $U'_{ФИ}$), что приводит к увеличению времени открытого состояния тиристоров реверсивного выпрямителя и, как следствие, увеличение уровня выходного напряжения (рисунок 3.26, к, U'_3).

Ещё одним из перспективных направлений решения задачи уменьшения уровня электромагнитных помех, а также улучшения технических характеристик ПЧ может быть решено за счет применения в их составе трансформаторов с вращающимся магнитным полем (ТВМП).

На рисунке 3.27 представлена принципиальная электрическая схема трехфазного преобразователя частоты с промежуточным звеном постоянного тока, где трехфазная система напряжений получается за счет применения однофазно-трехфазного ТВМП. Преобразователь содержит трехфазную мостовую схему неуправляемого выпрямителя B , резонансный инвертор $И$, выполненный на транзисторах VT_1 и VT_2 , конденсатор инвертора C_1 , систему управления инвертором $СУ$, однофазно-трехфазный трансформатор с вращающимся магнитным полем $ТВМП$, содержит две первичные обмотки W_{11} и W_{12} , фазосдвигающий конденсатор C_2 , и три вторичные обмотки $W_{21} - W_{23}$. На рис.1 показаны выводы A_1, B_1 и C_1 для подключения источника напряжения с частотой f_1 и выводы A_2, B_2 и C_2 для подключения нагрузки с частотой напряжения f_2 .

Преобразователь частоты работает следующим образом.

Трехфазное напряжение источника электроэнергии повышенной частоты f_1 выпрямителем B преобразуется в напряжение постоянного тока, ко-

торое затем поступает на вход резонансного инвертора *И*. Инвертор *И* преобразует постоянный ток в переменный следующим образом. К примеру, в исходном состоянии конденсатор инвертора C_1 разряжен. Для формирования положительной полуволны напряжения в первичных обмотках W_{11} и W_{12} трансформатора с вращающимся магнитным полем *ТВМП* система управления инвертором *СУ* подает управляющие импульсы на транзистор VT_1 , он открывается, и конденсатор инвертора C_1 начинает заряжаться таким образом, что его выводы будут иметь потенциалы, указанные знаками на рисунке 3.27.

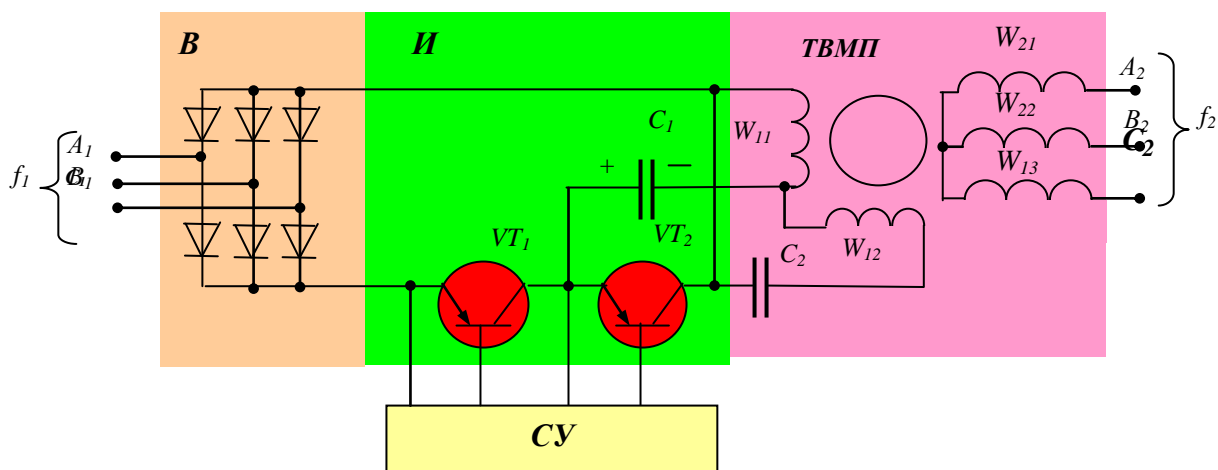


Рисунок 3.27 – Функциональная схема преобразователя частоты с промежуточным звеном постоянного тока, выполненного на резонансном инверторе и однофазно-трехфазном трансформаторе с вращающимся магнитным полем

Ток заряда конденсатора инвертора C_1 будет протекать через первичные обмотки W_{11} и W_{12} трансформатора с вращающимся магнитным полем *ТВМП* и фазосдвигающий конденсатор C_2 . Для формирования отрицательной полуволны напряжения в первичных обмотках трансформатора система управления инвертором *СУ* закрывает транзистор VT_1 и открывает транзистор VT_2 . В этом случае конденсатор резонансного инвертора *И* является источником питания для нагрузки, и его ток разряда будет протекать по первичным обмоткам трансформатора *ТВМП* и фазосдвигающий конденсатор C_2 в обратном направлении. Таким образом, по первичным обмоткам W_{11} и W_{22} трансформатора протекает переменный ток, что приводит к появлению переменного магнитного потока в тороидальной части магнитопровода трансформатора. Поскольку первая W_{11} и вторая W_{12} первичные обмотки трансформатора смещены в пространстве одна относительно другой на угол 90° и подключены между собой через фазосдвигающий конденсатор C_2 , то в магнитопроводе трансформатора образуется вращающееся магнитное поле, вызывающее действие ЭДС во вторичных обмотках. Вторичные обмотки $W_{21} - W_{23}$ трансформатора сдвинуты одна относительно другой на угол 120° , поэтому на выводах A_2 , B_2 и C_2 преобразователя формируется симметричная трехфазная система напряжений переменного тока.

Частота выходного напряжения ПЧ определяется частотой коммутации транзисторов VT_1 и VT_2 , а стабилизация напряжения осуществляется за счет изменения времени их открытого состояния.

Применение в конструкции ПЧ резонансного инвертора экономически целесообразно при мощностях преобразователя не превышающих 1 кВт. При больших значениях мощности ПЧ необходимо применять классические однофазные схемы инверторов, в том числе мостовую.

Таким образом, использование в составе ПЧ с промежуточным звеном постоянного тока трехфазной мостовой схемы неуправляемого выпрямителя, однофазного инвертора и однофазно-трехфазного ТВМП позволяет уменьшить число полупроводниковых приборов силовой схемы преобразователя, что в свою очередь упрощает схему системы управления и повышает надежность работы ПЧ.

Ещё один вариант применения ТВМП в составе непосредственного преобразователя частоты (НПЧ) представленный на рисунке 3.28. На рисунке 3.29 приведены диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы системы стабилизации напряжения.

Силовая схема НПЧ содержит два комплекта тиристоров $VS1$ и $VS2$, каждый из комплектов имеет три пары тиристоров включенных встречно-параллельно, и систему управления $СУ$. Преобразователь фаз в своем составе имеет управляющий дроссель D с рабочей обмоткой W_P и обмоткой управления W_U , ТВМП, систему стабилизации напряжения $ССН$, содержащую трансформаторно-выпрямительный блок $ТВБ$, формирователь импульсов $ФИ$, генератор пилообразного напряжения $ГПН$, усилитель импульсов $У$ и транзистор VT (рисунок 3.28).

Принцип работы ПЧ. Трехфазное напряжение источника электроэнергии повышенной частоты f_1 поступает на входные выводы преобразователя A_1 , B_1 и C_1 соответственно (рисунок 3.28). Система управления НПЧ формирует управляющие сигналы для комплектов тиристоров $VS1$ и $VS2$ и обеспечивает их естественную коммутацию таким образом, что на выходе преобразователя формируется однофазное напряжение стабилизированное по частоте, которое прикладывается к рабочей обмотке W_P управляющего дросселя D и к на первичным обмоткам W_{11} и W_{12} ТВМП.

При протекании тока в первичных обмотках ТВМП W_{11} , W_{12} и фазосдвигающем конденсаторе C в его магнитопроводе создается вращающееся магнитное поле, вызывающее действие переменной ЭДС во вторичных обмотках W_{21} , W_{22} , W_{23} и на выходных выводах которых A_2 , B_2 и C_2 соответственно формируется симметричная трехфазная система напряжений с частотой f_2 .

С выхода трансформаторно-выпрямительного блока $ТВБ$ системы стабилизации напряжения $ССН$ преобразователя фаз, сигнал напряжения постоянного тока $U_{ТВБ}$ пропорциональный величине выходного напряжения ПЧ, поступает на первый и второй входы формирователя импульсов $ФИ$. На третий вход формирователя импульсов $ФИ$ поступает сигнал $U_{ГПН}$ от генератора пилообразного напряжения $ГПН$, работа которого синхронизирована с входным напряжением источника преобразователя фаз $U_{ВХ}$. Когда

сигнал $U_{ГПН} > U_{ТВБ1}$ (рисунок 3.29, а) формирователь импульсов $\Phi И$ формирует импульсы управления U_y (рисунок 5, б), которые через усилитель импульсов $У$ поступают на управляющие электроды транзистора VT . Транзистор VT открывается на время длительности управляющих импульсов. Угол управления транзистором α_l (рисунок 3.29, б), соответствует номинальному режиму работы системы стабилизации напряжения.

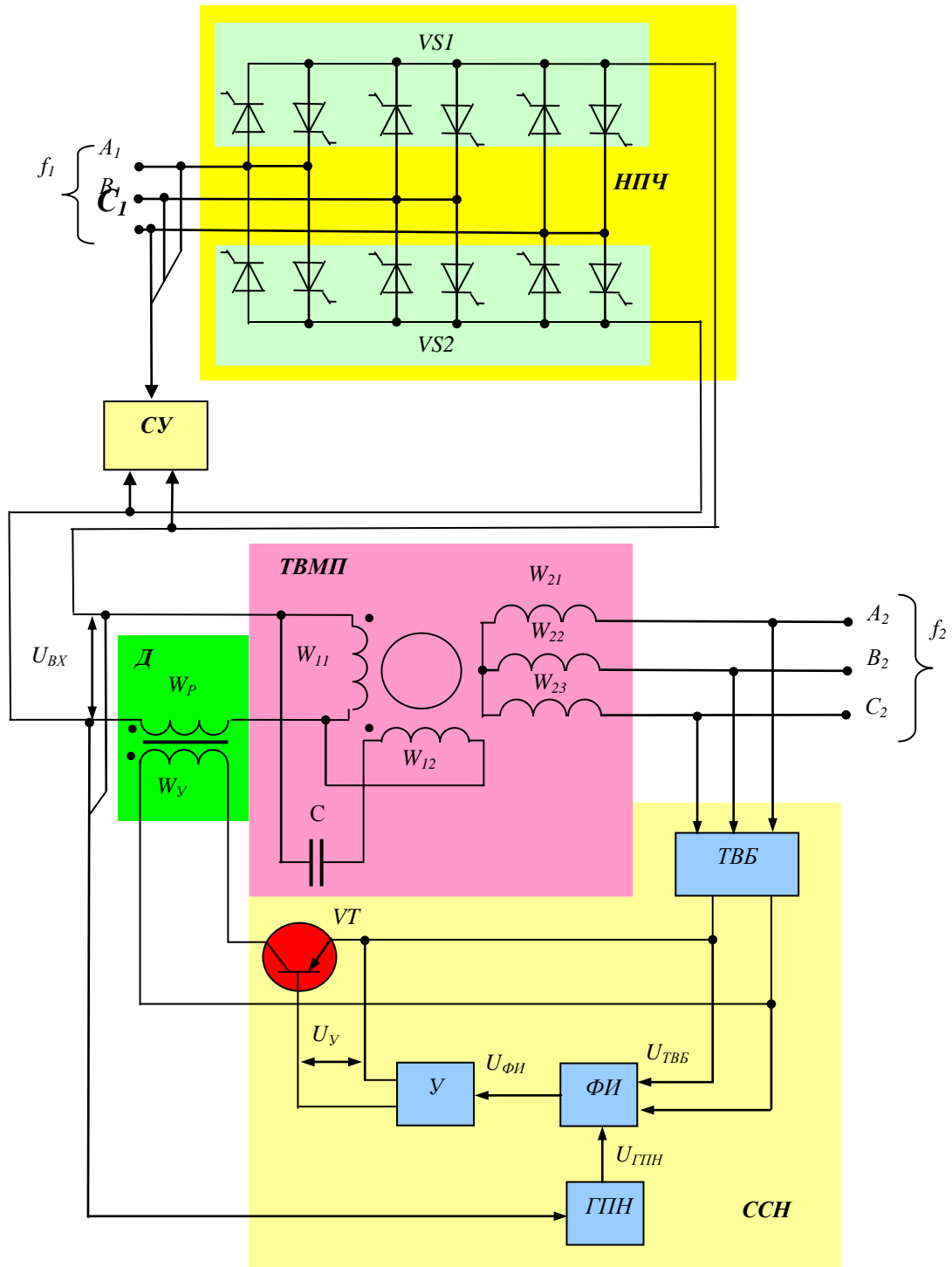


Рисунок 3.28 – Функциональная схема НПЧ на однофазно-трехфазном трансформаторе с вращающимся магнитным полем

При возникновении дестабилизирующих факторов в нагрузке преобразователя фаз система стабилизации напряжения *ССН* изменяет время открытого состояния транзистора *VT* таким образом, что выходное напряжение ПЧ остается неизменным. К примеру, если напряжение на выходе ПЧ уменьшится, то и уменьшится напряжение на выходе трансформаторно-выпрямительного блока *ТВБ* ($U_{ТВБ2} < U_{ТВБ1}$, рисунок 3.29, в), уменьшится угол управления транзистором до величины равной α_2 (рисунок 3.29, г). Тогда увеличится время открытого состояния транзистора *VT*, что приведет к увеличению тока в обмотке управления W_U управляющего дросселя *Д* (рисунок 3.28) и уменьшению сопротивления рабочей обмотки W_P и, соответственно, уменьшению падения напряжения на этой обмотке. Поскольку рабочая обмотка W_P управляющего дросселя *Д* включена последовательно с первичными обмотками ТВМП, то это приведет к увеличению напряжения на первичных обмотках трансформатора, а значит, увеличится напряжение на выходе ПЧ.

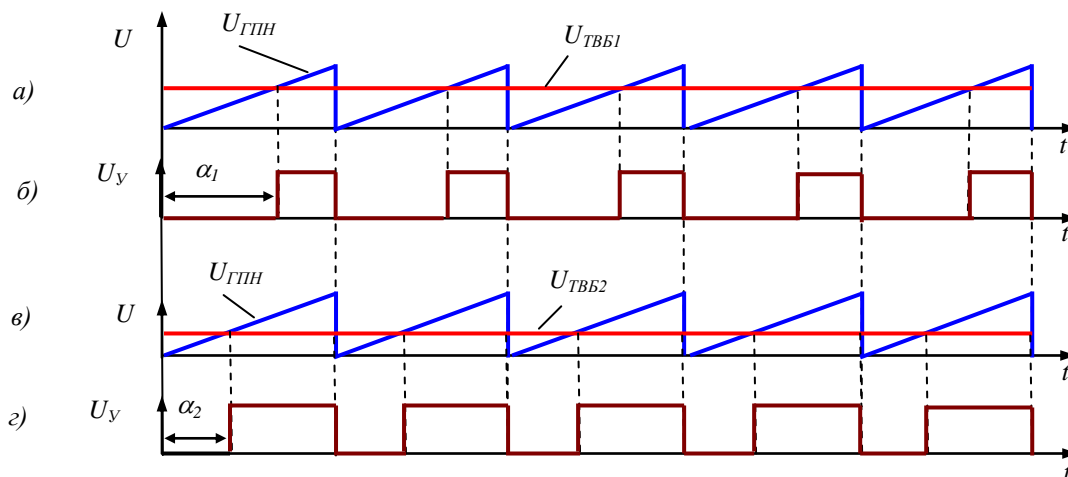


Рисунок 3.29 – Диаграммы напряжений, поясняющие принцип работы системы стабилизации напряжения НПЧ

Возможен также вариант исключения из состава рассматриваемого ПЧ управляющего дросселя *Д* и системы стабилизации напряжения *ССН* (рисунок 3.28). Однако в этом случае усложняется система управления трехфазно-однофазным НПЧ, и, кроме того, для обеспечения широкого диапазона регулирования напряжения, необходимо дополнительно вводить в состав силовой схемы цепь искусственной коммутации. Все это приведет к понижению показателей надежности НПЧ.

Рассмотренные схемы ПЧ, выполненные на реверсивном выпрямителе и однофазно-трёхфазном ТВМП, позволяют улучшить технические характеристики АСЭ в комплексе. Значительно можно улучшить характеристики АСЭ применения принцип модульного агрегатирования основных функциональных узлов.

3.4 Универсальные модульные статические преобразователи электроэнергии

Модульный принцип построения АСЭ наряду с агрегатированием и унификацией является перспективным направлением в развитии возобновляемой энергетики, поскольку позволяет обеспечить высокую надежность работы системы, за счет резервирования основных функциональных узлов и блоков. Важно то, что при разработке модульных систем сокращается время их проектирования и упрощается задача по изменению структуры АСЭ в зависимости от режимов работы потребителей. Значительный технико-экономический эффект достигается при эксплуатации модульных АСЭ за счет сокращения времени на устранение неисправностей, поскольку неисправные модульные блоки в ручном или автоматическом режиме заменяются на рабочие.

Известно, что в составе АСЭ могут применяться следующие типы преобразователей: выпрямители, инверторы, преобразователи частоты и конверторы. Силовая схема каждого из рассмотренных типов преобразователей выполненная на полупроводниковых приборах, содержит фильтр и трансформатор, кроме преобразователя частоты.

Для существенного улучшения эксплуатационно-технических характеристик АСЭ, обеспечивающих бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей (потребителей первой категории) актуальным является направление разработки единого по структуре (в одном корпусе) преобразователя и стабилизатора параметров электроэнергии – универсального статического преобразователя (УСП).

При использовании в составе автономных систем УСП решаются вопросы электромагнитной совместимости, поскольку уменьшается число силовых электронных приборов – основных источников электромагнитных помех и повышаются показатели КПД и надежности АСЭ.

На рисунке 3.30 представлен один из вариантов функциональной схемы УСП, который в своем составе содержит модульный блок системы управления СУ, модульный блок коммутации БК, первый и второй модульные блоки фильтров $\Phi 1$ и $\Phi 2$, первый A, B, C и второй X, Y, Z комплекты шин, нулевой вывод 0 , модульные блоки однофазных согласующих трансформаторов $T1 - T4$, модульные блоки полупроводниковых ключей $ПК1 - ПК4$, выполненные на транзисторах $VT1$ и $VT2$.

На рисунке 3.30 показаны также первые и вторые выводы преобразователя $1, 2, 3$ и $4, 5, 6$ соответственно, контакты $K1.1 - K6.1$ и $K1.2 - K4.2$ контакторов модульного блока коммутации БК, управляющие выводы системы управления и управляющие входы полупроводниковых ключей, а также выводы для подключения системы управления СУ и распределительное устройство РУ. Распределительное устройство осуществляет связь УСП с источником напряжения и нагрузкой посредством системы управления СУ.

Система управления УСП, выполнена на микропроцессорной технике и содержит несколько программ, обеспечивающих работу по преобразованию и стабилизации параметров электроэнергии в режиме нескольких типов преоб-

разователей. Причем стабилизация напряжения, функции контроля параметров электроэнергии, защиты и оперативных переключений через модульный блок коммутации *БК* осуществляются на локальном уровне, а выбор типа преобразователя (режима работы) УСП осуществляет система управления АСЭ.

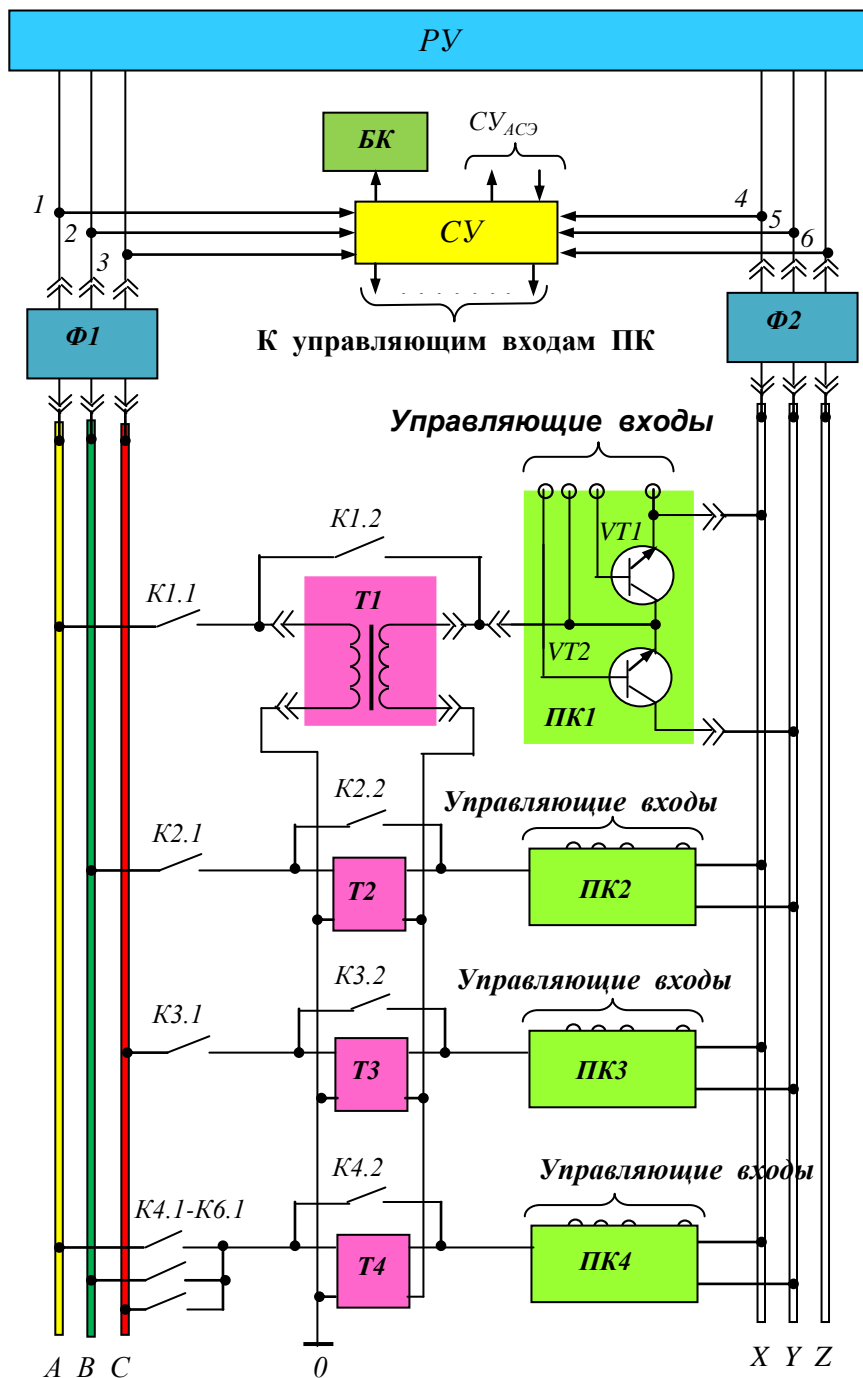


Рисунок 3.30 – Функциональная схема универсального статического преобразователя

Целесообразно рассмотреть особенности работы УСП в различных режимах.

Режим выпрямителя. Система управления СУ через распределительное устройство РУ к первым выводам 1, 2, 3 преобразователя подключает трехфазный источник электроэнергии переменного тока. Модульный блок первого фильтра $\Phi 1$ в этом режиме исключен из схемы преобразователя. Через шины А, В, С и контакты К1.1–К3.1, коммутация которых осуществляется модульным блоком коммутации БК, напряжение источника питания переменного тока подключается к первичным обмоткам модульных блоков трансформаторов Т1 – Т3.

Трансформаторы предназначены для согласования напряжения источника питания с нагрузкой, т. е. преобразуют его до требуемого для нагрузки уровня. Далее напряжение переменного тока прикладывается к блокам полупроводниковых ключей ПК1–ПК3, которые преобразуют его в напряжение постоянного тока и которое прикладывается к шинам Х и У. Модульный блок второго фильтра $\Phi 2$ сглаживает пульсации выпрямленного напряжения, обеспечивая требуемое его качество для нагрузки, которая подключается к выводам 4 и 5 преобразователя через РУ. Стабилизация напряжения осуществляется системой управления СУ за счет изменения угла управления транзисторов VT1 и VT2 блоков ПК1–ПК3. К входным выводам преобразователя может подключаться однофазный источник напряжения переменного тока. В этом случае работает один трансформатор Т1 и два блока полупроводниковых ключей ПК1 и ПК2.

Режим инвертора. Источник напряжения постоянного тока подключается к выводам 4, 5 преобразователя и через модульный блок второго фильтра $\Phi 2$ и шины Х, У напряжение прикладывается к модульным блокам полупроводниковых ключей ПК1–ПК3, которые осуществляют преобразование напряжения постоянного тока в симметричную трехфазную систему напряжений переменного тока, которая через шины А, В, С, модульный блок первого фильтра $\Phi 1$ прикладывается к выводам 1, 2, 3. В распределительном устройстве РУ к этим выводам подключается нагрузка. В этом режиме УСП может формировать однофазную систему напряжения переменного тока, при этом, в работе задействуются только полупроводниковые ключи ПК1 и ПК2.

Модульные блоки Т4 и ПК4 для рассмотренных режимов являются резервными и включаются в работу к соответствующей фазе источника питания, в случае, неисправности одного из трансформаторов или блока полупроводниковых ключей.

Режим преобразователя частоты. Для этого режима необходимы дополнительные модульные блоки полупроводниковых ключей эмиттерные выводы которых подключаются к шине У, а коллекторные – к шине Х, при этом, каждый из модульных блоков полупроводниковых ключей подключается к соответствующей шине А, В, С. Модульные блоки согласующих трансформаторов в этом режиме исключены из работы. Высокочастотное напряжение источника питания подключается через РУ к выводам 1, 2, 3 преобразователя и через фильтр $\Phi 1$ и шины А, В, С к модульным блокам полупроводниковых ключей, которые преобразуют систему напряжений трёхфазного тока в одно-

фазную и понижают его частоту до требуемых значений для нагрузки, которая подключается к выводам 4, 5 преобразователя. При этом фильтр $\Phi 2$ обеспечивает требуемое качество преобразованного напряжения. При необходимости получения трехфазной низкочастотной системы напряжения в конструкции УСП должна быть предусмотрена дополнительная шина Z .

Режим конвертора. В этом режиме последовательно включаются два УСП, при этом первый работает в инверторно-трансформаторном режиме, а второй в режиме выпрямителя. Причем, инвертор генерирует напряжение с повышенной частотой. Здесь стабилизацию напряжения можно осуществлять как за счет изменения угла управления транзисторов высокочастотного инвертора, так и за счет, изменения угла управления транзисторов выпрямителя.

При необходимости наращивания установленной мощности или повышения надежности УСП его конструкция позволяет подключать к шинам A, B, C и X, Y, Z типовых по мощности модульных блоков.

Таким образом, УСП позволяют выполнять функции четырех типов преобразователей электроэнергии. Однако практически нецелесообразно, чтобы один преобразователь имел такое многообразие функций, т.к. это ухудшает его критерии эффективности (показатели надёжности, КПД и массогабаритные показатели) и эксплуатационно-технические характеристики АСЭ в целом.

В настоящее время существуют два основных пути улучшения характеристик АСЭ. Первый предполагает использование источников электроэнергии постоянного тока повышенного напряжения (до 400 В), а второй использование высокочастотных источников электроэнергии (до 1200 Гц). Тогда, в первом случае АСЭ должна содержать УСП, работающие в режимах конвертор-инвертор, а во втором – в режимах выпрямитель-преобразователь частоты.

Принцип работы УСП позволяет рационально использовать преобразовательные модули в АСЭ, обеспечивая при этом эффективные взаимосвязи в системе электроснабжения в целом. Поскольку важной особенностью работы УСП является их способность пропускать потоки электроэнергии в обоих направлениях. На рисунке 3.31 представлен вариант структурной схемы АСЭ, выполненной на базе высокочастотных источников электроэнергии $ВЧИ1$ и $ВЧИ2$, трансформаторно-выпрямительных блоков $ТВБ1$ и $ТВБ2$, универсальных статических преобразователей электроэнергии $УСП1$ и $УСП2$.

На рисунке 3.31 показаны также блок накопителей электроэнергии $БНЭ$, шина переменного тока промышленной частоты $Ш1$, шина переменного тока повышенной частоты $Ш3$, шина напряжения постоянного тока $Ш2$ и выводы для подключения нагрузки 1 – 7.

При питании потребителей электрической энергии от внешней сети $УСП1$ работает в режиме выпрямителя, а $УСП2$ – в режиме высокочастотного инвертора, блок накопителей $БНЭ$ находится в режиме подзаряда (пунктирной линией на рисунке 3.31 показаны направления передачи электроэнергии от УСП). Когда электроснабжение потребителей осуществляют высокочастотные

источники электроэнергии $ВЧИ1$ и $ВЧИ2$, блок $БНЭ$ продолжает работать в предыдущем режиме, а преобразователи $УСП1$ и $УСП2$ переходят работать в режим преобразователя частоты и выпрямителя соответственно. В случае когда же основным источником электроэнергии является $БНЭ$, $УСП1$ продолжает работать в режиме преобразователя частоты, а $УСП2$ снова переходит работать в режим высокочастотного инвертора.

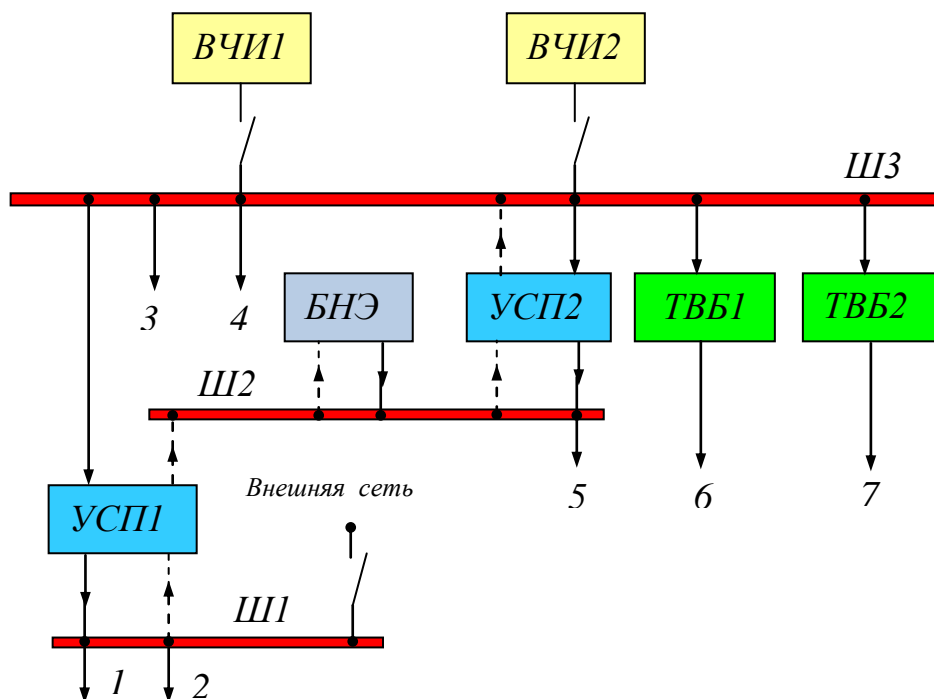


Рисунок 3.31 – Структурная схема АСЭ с использованием УСП

При модульном агрегатировании АСЭ необходимо учитывать способы подключения УСП к источнику (U_{Π}) и (Z_H) нагрузке (рисунок 3.32). На практике используются следующие способы взаимного подключения УСП к источнику и нагрузке:

- УСП подключены параллельно к источнику электроэнергии и работают параллельно на общую нагрузку (рисунок 3.32, а);
- УСП включены между собой последовательно по цепям их питания и работают параллельно на общую нагрузку (рисунок 3.32, б);
- УСП подключены параллельно к источнику питания, а их выходные напряжения суммируются для питания общей нагрузки (рисунок 3.32, в);
- УСП включены последовательно по цепям питания, а их выходные напряжения суммируются для питания общей нагрузки (рисунок 3.32, г).

Первый из рассмотренных способов включения УСП (рисунок 3.32, а) применяется при сравнительно низких значениях напряжения источника питания U_{Π} для распределения суммарной мощности нагрузки между синхронно и синфазно работающими УСП, когда напряжение, прикладываемое к каждому

полупроводниковому прибору любого отдельно взятого УСП, не превышает предельно допустимого значения этого параметра. Рассмотренный способ включения УСП позволяет создавать мощное устройство из маломощных УСП.

Второй способ включения УСП (рисунок 3.32, б) используется, когда напряжение источника питания U_{II} превышает верхнюю границу, при которой обеспечивается допустимое значение напряжения на закрытых полупроводниковых приборах каждого отдельно взятого УСП. В данном случае напряжение питания U_{II} распределяется между последовательно включенными УСП, в результате на входе каждого из них действует напряжение, равное U_{II}/N , где N – число используемых модулей.

Параллельное подключение УСП к источнику электроэнергии и суммирование их выходных напряжений на общей нагрузке (рисунок 3.32, в) является одним из распространенных способов построения высоковольтных преобразовательных устройств. Устройство управления модулями, как правило, выполненных в одноканальном варианте, обеспечивает синхронность работы всех стабилизирующих устройств.

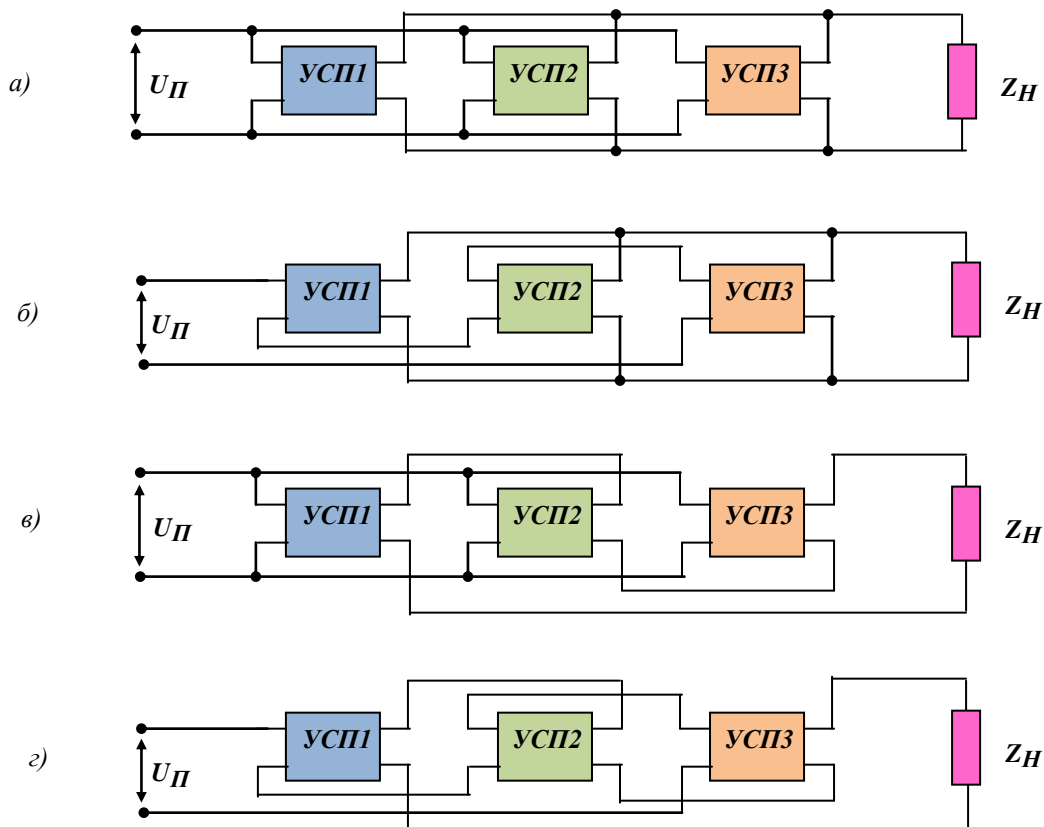


Рисунок 3.32 – Структурные схемы включения УСП к источнику и нагрузке

Включение УСП по схеме, приведённой на рисунке 3.32, г может быть использовано при построении УСП, питающих от источников электроэнергии со сравнительно высоким напряжением и обеспечивающих высокое постоянное или переменное напряжение.

Рассмотренные способы подключения УСП к источнику и нагрузке обеспечивают получение следующих нескольких положительных свойств одновременно:

1) высокую надежность вследствие того, что несколько УСП могут быть включены как функционально избыточные и при отказе одного или двух их функции выполняют оставшиеся УСП;

2) увеличение выходной мощности или входного напряжения без необходимости параллельного или последовательного подключения силовых транзисторов и введения в связи с этим устройств выравнивания токов или напряжений между транзисторами как при их открытом, так и при закрытом, состоянии;

3) возможность минимизации, так, к примеру, в преобразователях с промежуточным высокочастотным преобразованием при разделении его на маломощные модульные преобразователи частота может быть увеличена до сотен кГц, благодаря чему уменьшаются масса и габариты реактивных элементов (трансформаторов, дросселей, конденсаторов).

Таким образом, предложенное техническое решение УСП позволит значительно улучшить эксплуатационно-технические характеристики АСЭ, выполненных с использованием ВИЭ, в комплексе.

3.5 Методика упрощенного расчета фильтров статических преобразователей электроэнергии

Как известно, статические преобразователи электроэнергии (СПЭ) выполняют в основном две функции: согласование параметров электроэнергии источника с нагрузкой и обеспечение стабилизации напряжения.

Одним из важных вопросов при проектировании СПЭ является расчет параметров выходных и входных фильтров. Как известно, выходные фильтры, обеспечивают требуемое качество напряжения на выходе преобразователя, входные – исключают влияние коммутационных процессов, протекающих в силовых схемах СПЭ на источники электроэнергии.

Выпрямители и инверторы являются самыми распространёнными типами СПЭ, применяемых как в стационарных, так и в автономных системах электропитания (АСЭ). При этом, автономные инверторы являются одним из основных функциональных элементов солнечных фотоэлектрических станций. Рациональным и наиболее распространённым типом фильтров СПЭ с выходом на постоянном и переменном токе являются Г-образные пассивные LC-фильтры.

Принцип работы фильтров выпрямителей основан на сглаживании пульсаций выходного напряжения, а выходных фильтров инверторов – подавление высших гармоник, вносящих искажение в форму выходного напряжения преобразователя. Сложность аналитического описания гармонического состава выходного напряжения выпрямителей и инверторов затрудняет разработку точных методов расчета параметров их выходных фильтров. В то же время, если учесть дискретность ряда возможных параметров реальных элементов фильтра, практическая ценность таких методик с высокой точностью анализа

гармонических составляющих незначительна. Поэтому в настоящее время в основу методик расчета пассивных фильтров СПЭ положены вопросы оптимизации критериев их эффективности.

Основными критериями оценки эффективности фильтров СПЭ, как правило, являются массогабаритные показатели и КПД.

Практика проектирования показала, что оптимизировать параметры входных и выходных LC-фильтров в отрыве от других функциональных элементов СПЭ не даёт положительных результатов в оптимизации критериев эффективности СПЭ в комплексе. Поскольку кроме массогабаритных показателей (МГП) и КПД СПЭ оцениваются по экономическим показателям, показателям надежности и электромагнитной совместимостью в работе с другими функциональными элементами СЭС. Поэтому предлагается методика упрощенного расчета параметров LC-фильтров СПЭ, в основу которой положен критерий минимума массы и габаритов.

На примере однополупериодной схемы выпрямителя рассмотрим методику расчета его выходного Г-образного LC-фильтра. На рисунке 3.33, а приведена принципиальная электрическая схема замещения выпрямителя, где показаны: S – ключ; E – источник питания переменного тока; LC – Г-образный фильтр; R_H – активная нагрузка.

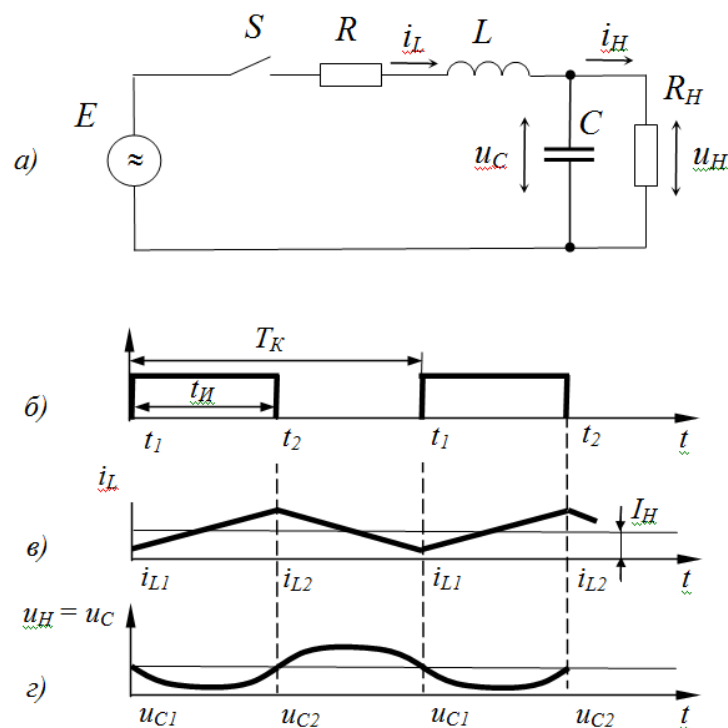


Рисунок 3.33 – Принципиальная электрическая схема замещения однополупериодного выпрямителя (а) и диаграммы тока и напряжений, поясняющие принцип его работы (б – д)

Важным является уравнение, связывающее напряжение на нагрузке – U_H , с E и скважностью импульсов λ

$$U_H = \frac{R_H E \lambda}{R_H + R}, \quad (3.1)$$

где R_H – сопротивление нагрузки; R – сопротивление, учитывающее общие потери в фильтре (см. рисунок 3.33, а).

Основным требованием, предъявляемым к выходным фильтрам выпрямителей, является обеспечение заданного значения коэффициента пульсаций K_{Π} . Максимальное значение коэффициента пульсаций при скважности импульсов

$$\lambda = \frac{t_H}{T_K} = 0,5, \quad (3.2)$$

определяется по формуле

$$K_{\Pi \max} = \frac{(R + R_H) T_K^2}{64 R_H L C}, \quad (3.3)$$

где t_H – длительность импульса; T_K – период коммутации (рисунок 3.33, б).

С учетом (3) заданное значение коэффициента пульсаций может быть обеспечено при условии

$$LC \geq \frac{T_K^2}{64 K_{\Pi}}, \quad (3.4)$$

или через относительное значение резонансной частоты фильтра

$$\omega_{\phi}^* \leq \frac{8}{2\pi} \sqrt{K_{\Pi}}. \quad (3.5)$$

Выражения (3.4) и (3.5) позволяют при выбранной частоте широтно-импульсной модуляции (ШИМ) f_K и заданном значении K_{Π} определить параметры индуктивности L и емкости фильтра C .

Индуктивность фильтра L определяет значение коэффициента

$$K_i = \frac{I_{\max}}{I_H}, \quad (3.6)$$

где I_{\max} – максимальный ток; I_H – среднее значение тока нагрузки (см. рисунок 3.33, в).

От значения коэффициента K_i зависят МГП статических преобразователей в целом. Результаты совместной оптимизации показывают, что целесообразно для выходных фильтров выбирать режим работы с непрерывным током i_L и значениями $K_i = 1, 2-1, 3$. Тогда при максимально возможных пульсациях и скважности импульсов $\lambda = 0,5$

$$K_i = 1 + \frac{0,25 E_{\max}}{2 f_K L I_H}, \quad (3.7)$$

где E_{\max} – максимальное значение входной ЭДС (см. рисунок 3.33, а).

Таким образом, при выборе индуктивности фильтра необходимо чтобы выполнялось условие

$$L \geq \frac{0,25E_{\max}}{(0,4...0,6)f_K I_H}. \quad (3.8)$$

С учетом условий (3.4) и (3.8) определяется емкость C конденсатора фильтра.

Полученные значения L и C проверяются на соответствие требованиям по ограничению динамических отклонений по условию

$$\Delta I_H \sqrt{\frac{L}{C}} \leq \Delta U_{H\max}, \quad (3.9)$$

где ΔI_H – максимальный коммутирующий ток нагрузки; $\Delta U_{H\max}$ – допустимое максимальное отклонение напряжения на нагрузке.

Если условие (3.9) не выполняется, то следует увеличить емкость фильтра C , что естественно приведет к увеличению массы выходного фильтра.

Кроме индуктивности L дроссель фильтра характеризуется также допустимыми максимальным мгновенным и действующим значениями протекающего через него токами. В режиме непрерывного тока i_L , должно выполняться условие $1 \leq K_i \leq 2$. Максимальное мгновенное значение тока определяется из (3.6). Действующее значение тока

$$I_L = I_H \sqrt{\frac{(K_i - 1)^2 + 3}{3}}. \quad (3.10)$$

Режим работы конденсатора фильтра характеризуется значением постоянной составляющей напряжения U_{C0} , равным среднему значению напряжения на нагрузке U_H , и значением переменной составляющей u , совпадающим со значением пульсации напряжения на нагрузке и определяемым через коэффициент пульсаций K_U согласно (3.1) и (3.3).

В инверторах с синусоидальной ШИМ на повышенной частоте тока также применяются простейшие LC-фильтры. Сложность описания гармонического состава выходного напряжения при ШИМ затрудняет разработку точных методов расчета параметров таких фильтров.

Практика математического моделирования и разработки преобразователей с промежуточным звеном повышенной частоты показала, что на этапе проектирования СПЭ достаточно использовать рассмотренную методику расчета параметров LC-фильтра для выпрямителей. При этом полагается, что коэффициент пульсаций K_U , оценивающий качество напряжения постоянного тока, и коэффициент гармоник K_G , оценивающий качество напряжения переменного тока, близки по своему значению и физическому смыслу.

Основными аналитическими выражениями для расчета фильтров инверторов, при рассмотренном допущении, являются (3.4), (3.8) и (3.9) в которых значение коэффициента пульсаций K_U следует заменить на коэффициент гармоник K_G , а ток нагрузки I_H на амплитудное значение тока нагрузки 1-й гармоники. Исходным режимом для расчета фильтра инвертора является наиболее «тяжелый» относительно коэффициента гармоник K_G , когда скважность импульса $\lambda = 0,5$.

Учитывая, что емкость конденсатора выходного фильтра инвертора создает дополнительную токовую нагрузку СПЭ, ее реакцию целесообразно компенсировать. К примеру, если характер нагрузки активный или близок к нему, емкость конденсатора фильтра создает дополнительную C создает дополнительную мощность на выходе

$$Q_{C\phi} = U_H^2 \omega_1 C_\phi, \quad (3.11)$$

где ω_1 – круговая частота основной гармоники напряжения на нагрузке; U_H – действующее значение основной гармоники напряжения на нагрузке.

Для компенсации этой реактивной мощности необходимо параллельно конденсатору фильтра (рисунок 3.33, а) включить дроссель с индуктивностью L_K , обеспечивающий возникновение резонанса тока на основной гармонике, которая определяется по формуле

$$L_K = \frac{1}{\omega_1^2 C_\phi}. \quad (3.12)$$

Такая структура выходного LC-фильтра обеспечивает улучшение МГП инвертора. Однако целесообразность ее использования определяется на основе оптимизации силовой схемы инвертора. Для инвертора мощностью меньше 1 кВт введение дополнительного дросселя в структуру фильтра ухудшает МГП преобразователя. В отличие от выпрямителей в инверторах с синусоидальной ШИМ применяются конденсаторы переменного тока, что значительно улучшает их МГП.

Как правило, кроме выходного фильтра инверторы имеют входной фильтр, предназначенный для снижения уровня пульсаций входного напряжения преобразователя и сглаживания пульсаций тока, потребляемого от источника электроэнергии переменного тока.

Когда АСЭ сравнительно с инвертором имеет значительно больше массу (в 10 раз и более), то, как правило, входной фильтр выполняет только одну функцию – подавляет всплески напряжения, обусловленные коммутациями силовых полупроводниковых приборов и наличием паразитных индуктивностей (индуктивностей рассеяния трансформаторов). В этом случае входной фильтр содержит только конденсатор, емкость которого определяется по формуле

$$C_{BX} \geq \frac{I_H T_K}{2U_{Cm}}, \quad (3.13)$$

где U_{Cm} – амплитудное значение напряжения на конденсаторе.

В общем случае параметры входного фильтра инверторов определяются из следующих зависимостей:

$$\left. \begin{aligned} L_{BX} &\geq \frac{U_{Cm}}{\omega_K K_I I_{BX1m}}, \\ C_{BX} &\geq \frac{I_{BX1m} (K_I + 1)}{2\omega_K U_{Cm}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

где $\omega_K \geq (3...4)\omega_{\phi BX}$ – угловая частота первой гармоники; $\omega_{\phi BX} = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ – собственная частота входного фильтра; $K_I = \frac{I_{BX1m}}{I_{\Pi 1m}}$ – коэффициент передачи тока;

I_{BX1m} – амплитудное значение 1-й гармоники входного тока; $I_{\Pi 1m}$ – амплитудное значение 1-й гармоники источника электроэнергии.

С учетом рассмотренных аналитических выражений предлагается следующая методика упрощенного расчета LC-фильтров СПЭ.

Исходные данные: диапазон изменения и допустимые отклонения входного и выходного напряжения при коммутации; коэффициент пульсаций K_{Π} (для выпрямителей); коэффициент гармоник K_G (для инверторов); номинальная мощность; характер нагрузки (для инверторов).

1. Определяется коммутационная частота f_K и коэффициент K_i (для СПЭ с $P_H \geq 1 \text{ кВт}$, $f_K \approx (5...10) \text{ кГц}$, $K_i = 1, 2...1, 3$).

2. Из (3.1) с учетом обеспечения запаса коэффициента скважности импульсов ($\gamma = 0,9$) определяется для U_{Hmax} минимально допустимое значение входного напряжения источника E_{min} и значение коэффициента трансформации трансформатора СПЭ.

3. По (3.4), (3.9) с учетом (3.6) определяются параметры выходного фильтра – индуктивность L и емкость C .

4. С учетом вычисленных значений токов и напряжений, осуществляется выбор дросселей и конденсаторов.

5. По выбранному значению K_i и рассчитанному K_U (отношение максимального значения напряжения на нагрузке к минимальному) выбираются требуемые силовые полупроводниковые приборы (транзисторы, тиристоры, диоды).

6. При расчете фильтров инверторов с синусоидальной ШИМ необходимо учитывать значения коэффициента мощности нагрузки $\cos \varphi_H$.

7. В соответствии с (3.13) или (3.14) проводится расчет параметров входного фильтра инвертора.

Дальнейшие исследования, позволяющие улучшить эксплуатационно-технических характеристик СПЭ, в том числе, их входных и выходных фильтров должны быть направлены на внедрение в структуру преобразователей трансформаторов с вращающимся магнитным полем, а также изучение электромагнитной совместимости основных функциональных узлов преобразователей и самих СПЭ в составе АСЭ.

Глава 4

СТАБИЛИЗАТОРЫ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1 Стабилизаторы параметров электроэнергии ветроэнергетических установок на непосредственных преобразователях частоты

В настоящее время технический потенциал ветровой энергетики в России составляет более 6500 млрд кВт ч в год. Поэтому перспективным является направление разработки и внедрения ветроэлектрических установок (ВЭУ) в регионах России.

Важными функциональными элементами ВЭУ являются автономный источник и стабилизатор параметров электроэнергии, от которых зависят КПД, показатели надёжности, в том числе ресурс работы ВЭУ. Стабилизация частоты тока генерируемой автономным источником электроэнергии (АИЭ) осуществляется в основном за счёт механических редукторов скорости (мультипликаторов), а для упрощения стабилизации напряжения, в том числе устройств, обеспечивающих параллельную работу ВЭУ, применяются генераторы постоянного тока или генераторы переменного тока с выпрямителями. Кроме того, постоянный ток необходим для подзарядки аккумуляторных батарей, которые являются резервными источниками электроэнергии в случае безветрия. Поэтому мощность генераторов электроэнергии ВЭУ, как правило, рассчитана с учётом мощности резервных источников энергии – аккумуляторных батарей.

Основными потребителями ВЭУ – это потребители переменного тока, поэтому обязательными элементами в таких системах являются автономные инверторы (АИ), преобразующие напряжение постоянного тока в напряжение переменного тока.

Таким образом, основными недостатками схем стабилизации параметров электроэнергии ВЭУ являются: сложная конструкция механической части, обеспечивающая стабилизацию частоты вращения ветроколеса; двойное преобразование электроэнергии (напряжение переменного тока в напряжение постоянного тока, а затем в обратном порядке). Эти факторы приводят к значительному снижению КПД и показателей надёжности ВЭУ.

Одно из перспективных направлений, позволяющее улучшить характеристики ВЭУ, связано с применением в их составе бесконтактного генератора переменного тока – асинхронного генератора с ёмкостным возбуждением (АГ). Благодаря разработке высокоэффективных конденсаторов, обеспечивающих возбуждение и компенсацию реактивной мощности, а также развитию силовой электроники, осуществляющей бесконтактное управление ёмкостью, в настоя-

щее время сняты ограничения по применению АГ как источников электроэнергии в автономных системах электроснабжения.

Раскрываются в настоящее время также перспективы применения в качестве стабилизатора напряжения и частоты тока АГ непосредственных преобразователей частоты (НПЧ).

Для эффективного применения НПЧ в составе ВЭУ необходимо, чтобы генератор генерировал напряжение частотой от 150 Гц (чем выше частота, тем лучше качество выходного напряжения НПЧ). Это может быть достигнуто за счёт увеличения числа пар полюсов или частоты вращения ротора электрической машины. Применение НПЧ позволит, отказавшись от автоматической системы стабилизации частоты вращения ветроколеса, упростить конструкцию механического редуктора и систему стабилизации параметров электроэнергии (напряжения и частоты тока) ВЭУ.

Силовые электронные схемы НПЧ могут быть выполнены на биполярных транзисторах (IGBT) или управляемых тиристорах. Схемы НПЧ на биполярных транзисторах значительно усложняют алгоритм работы и конструкцию системы управления и защиты преобразователя, кроме того, стоимость транзисторов с изолированным затвором в 4–5 раз превышает стоимость тириستоров.

В качестве стабилизаторов параметров электроэнергии АГ могут использоваться два типа НПЧ – с естественной коммутацией силовых электронных приборов (НПЧЕ) и с искусственной коммутацией, обеспечивающей регулирование угла сдвига фаз на входе преобразователя (НПЧР).

Качество выходного напряжения НПЧЕ и НПЧР от способа управления силовыми электронными ключами не зависит, а зависит от соотношения входной частоты к выходной, поэтому параметры выходных фильтров преобразователей определяются по однотипным методикам.

Структурная схема ВЭУ, выполненная с использованием НПЧЕ приведена на рисунке 4.1. АГ нормально работает в диапазоне частоты вращения 750–1500 об/мин, выдает мощность на преобразователь в диапазоне частот 200–400 Гц. Выходной фильтр Φ , обеспечивает непрерывность и соответственно синусоидальность выходного напряжения.

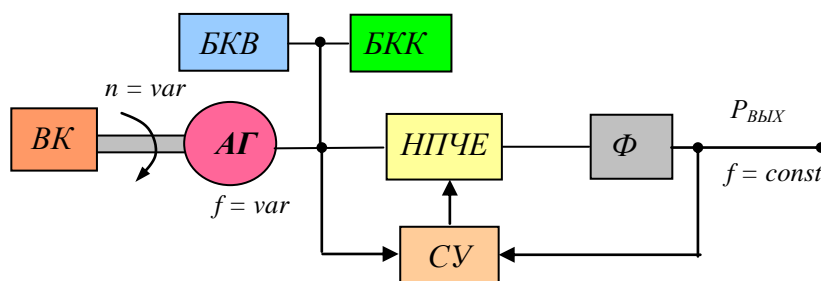


Рисунок 4.1 – Структурная схема ВЭУ на НПЧЕ: ВК – ветроколесо; АГ – асинхронный генератор; БКВ и БКК – блоки конденсаторов возбуждения и компенсации реактивной мощности нагрузки, соответственно; СУ – система управления; Φ – выходной фильтр

Оригинальной системой генерирования мощности ВЭУ является система, состоящая из АГ и НПЧР.

Если на статорные обмотки АГ подается реактивная мощность, то он может генерировать активную мощность к присоединенной к нему внешней нагрузке. Потребность в реактивной мощности нагрузки и электрической машины должны обеспечиваться от внешних источников (конденсаторов, синхронных компенсаторов). Однако каждый из этих источников значительно ухудшает технические характеристики ВЭУ.

Особенность работы НПЧР, заключается в его способности изменять реактивную составляющую входного тока и, ее знак. Поэтому НПЧР можно использовать в двух целях: во-первых, для преобразования мощности с повышенной и изменяющейся частотой, генерируемой АГ, в выходную мощность постоянной более низкой частоты и, во-вторых, для питания АГ регулируемой реактивной мощностью, т.е. для регулирования его возбуждения.

Знак входного тока НПЧР зависит от способа формирования выходного напряжения. На выходе НПЧ могут формироваться два типа кривых: положительного типа $u_{ПТ}$, когда в момент включения силовых полупроводниковых приборов напряжение источника питания больше чем желаемая величина выходного напряжения, и отрицательного типа $u_{ОТ}$, когда в момент включения силовых полупроводниковых приборов напряжение источника питания меньше чем желаемая величина выходного напряжения преобразователя

Если на выходе НПЧ формировать кривую напряжения положительного типа $u_{ПТ}$ когда ток нагрузки i_n имеет отрицательную полярность и кривую напряжения отрицательного типа $u_{ОТ}$ когда ток нагрузки i_n имеет положительную полярность, то на входе НПЧ угол сдвига фаз будет опережающим, т. е. преобразователь для источника электроэнергии будет активно-индуктивной нагрузкой. Если же изменить тип кривой напряжения, формирующий на выходе преобразователя, относительно тока нагрузки, в сравнении рассмотренным примером, то НПЧ для источника будет активно-емкостной нагрузкой (см. таблицу 4.1).

Таблица 4.1 – Сдвиг фаз между напряжением и током на входе НПЧ при различных комбинациях типа кривой выходного напряжения и полярности выходного тока

Кривые напряжения на выходе	Полярность выходного тока (тока нагрузки)	Угол сдвига фаз на входе
Положительного типа	Положительная	Отстающий
	Отрицательная	Опережающий
Отрицательного типа	Положительная	Опережающий
	Отрицательная	Отстающий

Структурная схема ВЭУ, в которой используются АГ и НПЧР приведена на рисунке 4.2.

Если не принимать во внимание вопрос возбуждения генератора, то механизм управления этой системой оказывается идентичным тому, который используется для НПЧЕ. Возбуждение генератора и напряжение на входных вы-

водах НПЧР регулируется путем сравнения фазных напряжений генератора с заданными и использования сигналов рассогласования для изменения фазы коммутирующих сигналов, обеспечивающих формирование кривых напряжений. Генератор коммутирующих сигналов является неотъемлемой частью системы импульсно-фазового управления.

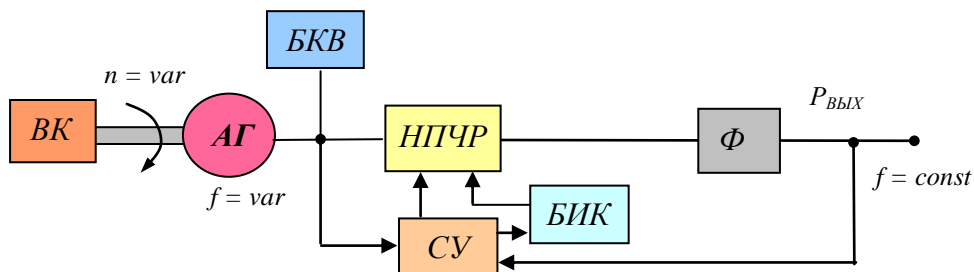


Рисунок 4.2 – Структурная схема ВЭУ на НПЧР: ВК – ветроколесо; АГ – генератор; БКВ – блок конденсаторов возбуждения; СУ – система управления; БИК – блок искусственной коммутации; Ф – выходной фильтр

Блок конденсаторов возбуждения БКВ (см. рисунки 4.1 и 4.2) кроме подавления коммутационных перенапряжений, во время работы НПЧ, уменьшают также искажение токов генератора и улучшают форму кривой напряжения на его выводах. Таким образом, эти конденсаторы косвенно влияют на уменьшение искажения формы кривой выходного напряжения, которая формируется из участков кривых входного напряжения.

Для обеспечения должного возбуждения без нагрузки необходимо, чтобы общий ток генератора, составленный из тока конденсатора на входе и максимально достигаемого емкостного входного тока НПЧР, благодаря току фильтра на выходе был бы равен или больше тока возбуждения ненагруженного АГ при минимальной рабочей скорости. На практике этот критерий обычно удовлетворяется сам собой, поэтому емкость конденсаторов фильтра не должна быть увеличена сверх той, которая требуется по другим причинам.

Важным вопросом является пуск АГ. Поскольку до пуска к АГ не приложено напряжение, то его конденсаторы сами по себе не смогут обеспечить требуемое начальное возбуждение. Однако асинхронные машины имеют некоторую остаточную намагниченность и даже если не имеют ее, это легко сделать путем введения только одного импульса тока в обмотку статора. Эта остаточная намагниченность обеспечивает начальное самовозбуждение естественным путем под действием положительной обратной связи. При вращении ротора в обмотке статора возникает небольшое напряжение благодаря остаточной намагниченности. Это напряжение создает некоторый ток через конденсаторы фильтров на входе, что в свою очередь увеличивает напряжение генератора. Когда напряжение на выводах генератора превысит какой-то установленный уровень, НПЧР включается в работу. Если желаемое напряжение генератора поддерживается замкнутой системой регулирования коэффициента сдвига НПЧР, то при пуске будет автоматически установлено наибольшее возможное опережающее

значение коэффициента сдвига, обеспечивающее быстрое завершение начального возбуждения генератора. По достижении требуемого напряжения на выводах АГ замкнутая система регулирования НПЧР непрерывно регулирует реактивную составляющую входного тока так, чтобы поддержать это напряжение.

Обязательным условием является применение низкочастотных фильтров на выходе НПЧ для обеспечения непрерывности кривой выходного напряжения и требуемого его качества. При стабильной частоте выходного напряжения на выходе НПЧЕ необходимо применение LC Г-образного фильтра.

Выбор фильтров НПЧ обусловлен выполнением ряда требований: обеспечение требуемого гармонического состава на выходе фильтра; фильтр не должен вносить заметных ослаблений амплитуды основной гармоники; ограничение фазового сдвига, вносимого фильтром; обеспечение максимального КПД и минимальных массогабаритных показателей (МГП).

Выходные фильтры НПЧ в значительной степени определяют МГП преобразователей. Поэтому, чтобы масса и габариты этих фильтров были небольшими, кратность частот напряжений преобразователя ($f_{ВХ} / f_{ВЫХ}$) должна быть не менее трёх.

Основным достоинством НПЧЕ, применяемых в качестве стабилизатора напряжения и частоты тока АГ является относительно не сложная силовая схема, содержащая только вентильные комплекты ВК1–ВК3 (см. рисунок 4.3) и система управления, а основным недостатком стабилизатора, выполненного на НПЧЕ является то, что на входе преобразователя угол сдвига фаз постоянно отстающий, т. е. НПЧЕ для АГ является активно-индуктивной нагрузкой, что требует повышенную ёмкость конденсаторов, обеспечивающих компенсацию реактивной мощности нагрузки.

Основным достоинством НПЧР, применяемого в составе ВЭУ является то, что на его входе ток опережает напряжение, а значит, преобразователь для АГ является активно-емкостной нагрузкой, что позволяет значительно уменьшить массу конденсаторов, применяемых для возбуждения генератора, и практически исключить из схемы блок конденсаторов компенсации БКК (рисунок 4.2). Основными недостатками НПЧР как стабилизатора параметров электроэнергии являются: сложная силовая часть, из-за применения блока искусственной коммутации БИК (см. рисунок 4.3), в состав которого входит блок реактивных элементов БРЭ и силовые полупроводниковые ключи, и соответственно усложнена система управления, обеспечивающая не только стабилизацию параметров электроэнергии, но и искусственную коммутацию силовых полупроводниковых приборов.

Разработаны функциональные схемы стабилизации параметров электроэнергии АГ на НПЧ с улучшенными техническими характеристиками, новизна технических решений которых подтверждена патентами РФ. Для повышения эффективности предпроектного этапа целесообразно рассмотреть особенности работы устройств стабилизации, выполненных на НПЧЕ и НПЧР.

На рисунке 4.4 приведена функциональная схема стабилизатора параметров электроэнергии АГ, выполненная на НПЧЕ, а на рисунке 4.5 – диаграммы напряжений и токов, поясняющие принцип его работы. На рисунке 4.4 показана

ны выходной фильтр Φ , блок трансформаторов тока БТТ, предназначенный для определения полярности фазного тока автономного источника электроэнергии, блок стабилизации частоты БСЧ и блок стабилизации напряжения БСН.

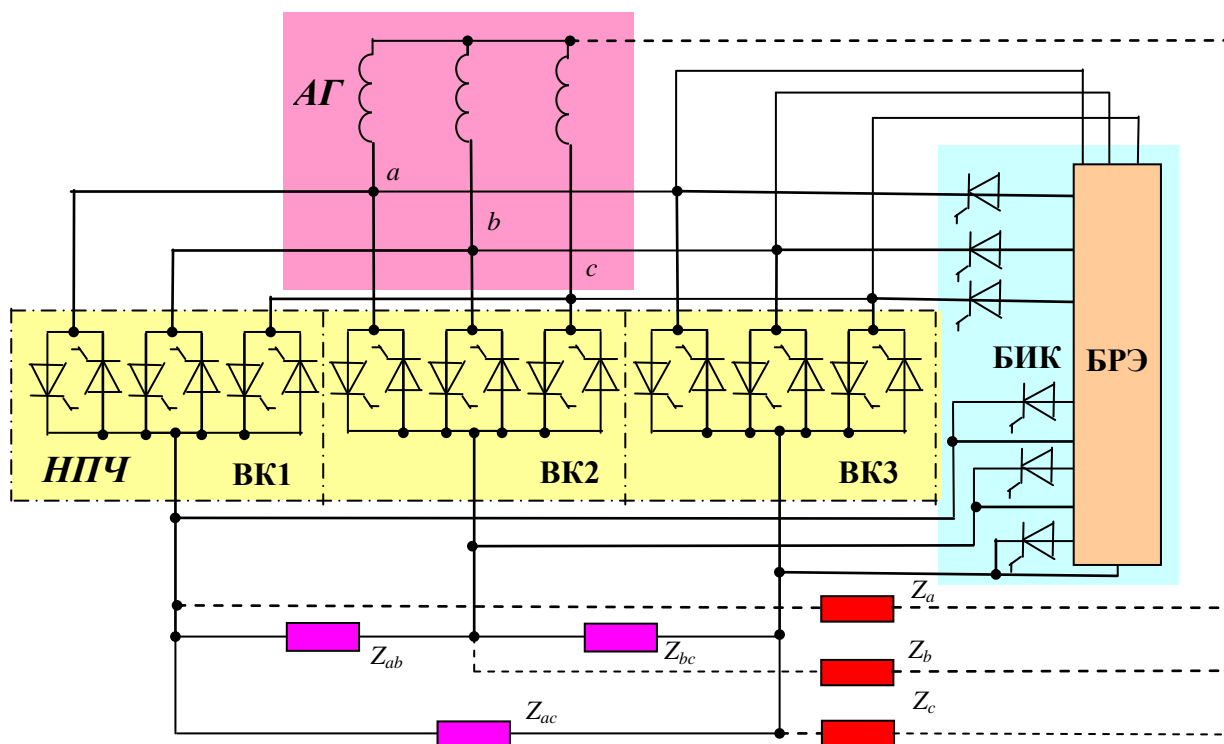


Рисунок 4.3 – Принципиальная силовая электрическая схема НПЧ: ВК1 – ВК3 – вентильные комплекты полупроводниковых приборов; БИК – блок искусственной коммутации; БРЭ – блок реактивных элементов

Работу БСЧ рассмотрим на примере блока управления БУ1, формирующего напряжение одной фазы (см. рисунок 4.4). Задающий генератор ЗГ формирует ведущий сигнал синусоидальной формы $u_{ЗГ}$ (рисунок 4.5, а), который через сумматор С2 поступает на первые входы компараторов К1 и К2. В сумматоре происходит сложение сигнала рассогласования Δu , поступающего с выхода НПЧЕ через измеритель отклонения напряжения ИОН, с сигналом $u_{ЗГ}$, что повышает быстродействие системы стабилизации напряжения.

Блок косинусной синхронизации БКС, выполненный на базе однофазно-трёхфазного трансформатора с вращающимся магнитным полем, формирует опорные косинусоидальные сигналы $u_{КС}$ (рисунок 4.5, а), которые поступают на вторые входы компараторов К1 и К2. При равенстве ведущего и опорного сигналов на выходе компараторов формируются управляющие сигналы u_{y1} и u_{y2} (рисунок 4.5, б, г), которые поступают на первые входы логических элементов И (И1 и И2, рисунок 4.4).

Для обеспечения естественной коммутации силовых полупроводниковых приборов НПЧЕ при положительной полярности тока нагрузки $i_{Н1}$ (рисунок 4.5, е) датчик тока ДТ подаёт сигнал на первый логический элемент И1, а при отрицательной полярности – на второй логический элемент И2 (рисунок 4.4). Далее управляющие импульсы u_{y1} и u_{y2} через распределители импульсов Р1 и Р2 и

На рисунке 4.6 приведена функциональная схема стабилизатора параметров электроэнергии АГ, выполненная на НПЧР. На рисунке 4.6 показаны блок искусственной коммутации БИК, содержащий реактивные элементы и управляемые силовые полупроводниковые приборы, блок трансформаторов тока БТТ и трансформатор напряжения ТН.

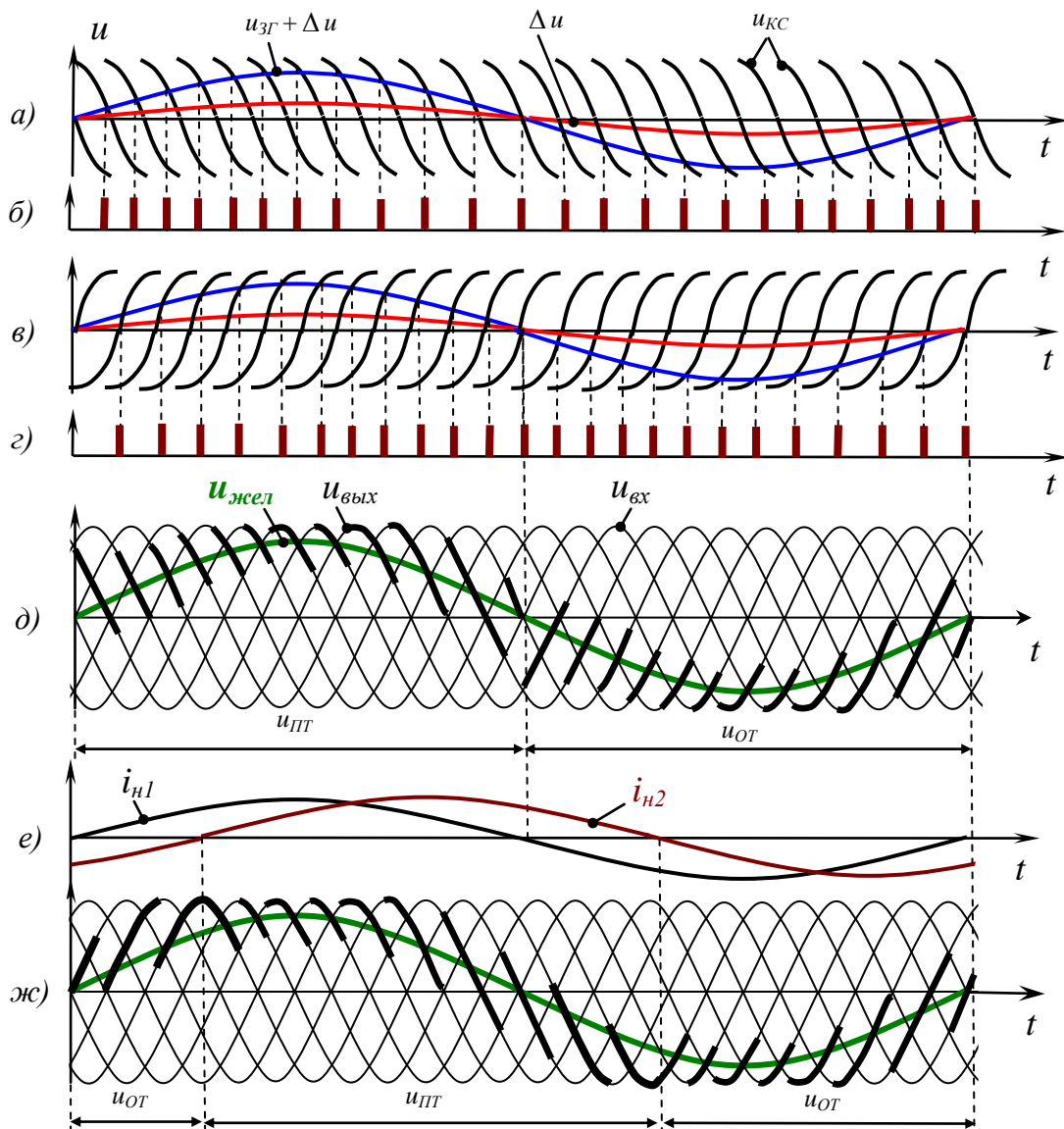


Рисунок 4.5 – Диаграммы напряжений и тока, поясняющие работу блока стабилизации частоты НПЧЕ

Принцип стабилизации напряжения АГ заключается в регулировании реактивной мощности, потребляемой генератором, за счёт изменения угла сдвига фаз на входе НПЧР. Оно происходит из-за смещения участков кривых выходного напряжения положительного и отрицательного типов, формируемых на выходе НПЧР, относительно полярности тока нагрузки. При этом угол сдвига фаз между напряжением и током на входе НПЧР независимо от характера нагрузки может иметь положительный или отрицательный знак (см. рисунок 4.5, д – ж).

Частота на выходе НПЧР устанавливается задающим генератором ЗГ (см. рисунок 4.6). Стабилизацию напряжения рассмотрим на примере одной фазы А, т. е. работы блока управления БУ1. На выходе компараторов К1 и К2 генерируются управляющие импульсы для формирования кривых напряжения положительного и отрицательного типа на выходе НПЧР, как в работе НПЧЕ.

Импульсы на выходе компаратора К3, определяющие длину участков формирования кривых положительного и отрицательного типа, образуются тогда, когда выходное напряжение постоянного тока выпрямителя В $u_{\text{ВЫХ}}$ пропорциональное напряжению фазы А, будет равно напряжению ГПН $u_{\text{ГПН}}$. При этом работа ГПН синхронизирована с частотой тока нагрузки $i_{\text{Н}}$.

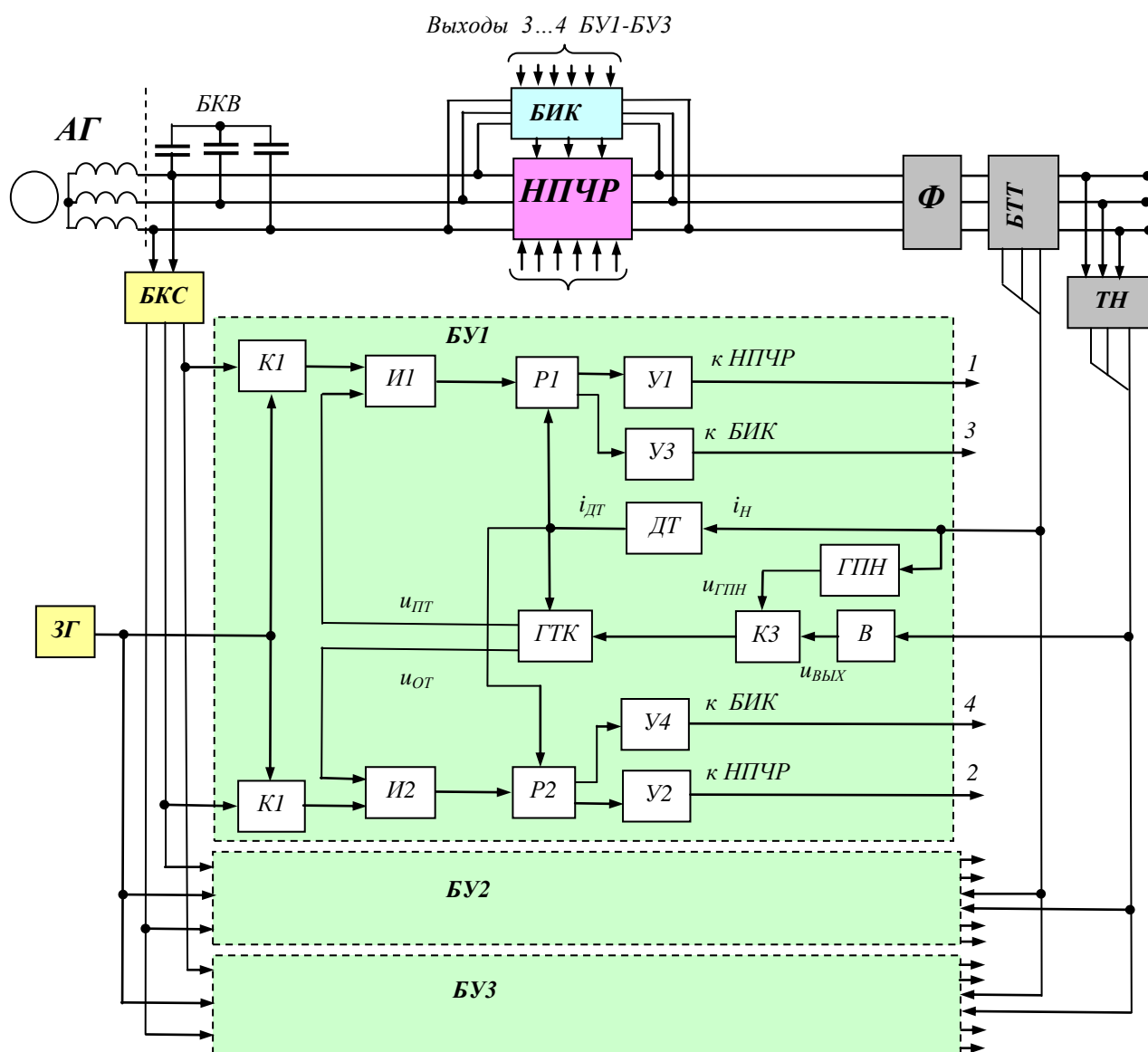


Рисунок 4.6 – Функциональная схема стабилизатора параметров электроэнергии АГ на НПЧР

С выхода компаратора К3 импульсы поступают на первый вход генератора типа кривой (ГТК), на второй вход которого поступает сигнал о полярности тока нагрузки $i_{\text{Н}}$ от датчика тока ДТ (см. рисунок 4.6). ГТК формирует сигнал

$u_{ПТ}$, поступающий на логический элемент И1, и сигнал $u_{от}$, поступающий на логический элемент И2, которые определяют временные участки формирования кривых положительного и отрицательного типа на выходе НПЧР.

С выходов логических элементов И1 и И2 соответственно через распределители импульсов Р1 и Р2 и усилители импульсов У1 и У2 сигналы поступают на управляющие электроды силовых полупроводниковых приборов НПЧР. Когда на выходе НПЧР необходимо формировать кривые положительного типа, а ток нагрузки i_H имеет отрицательную полярность, или в противоположном случае, управляющие сигналы от распределителей импульсов Р1 и Р2, усилители импульсов У3 и У4, поступают на управляющие электроды силовых полупроводниковых приборов блока искусственной коммутации (БИК), обеспечивая искусственную коммутацию силовых полупроводниковых приборов НПЧР.

Если, к примеру, напряжение на выходе автономного источника электроэнергии уменьшится, то уменьшится и напряжение на выходе выпрямителя В до уровня $u_{вых}$. В результате угол опережения входного фазного напряжения НПЧР относительно фазного тока уменьшится, и это приведёт к увеличению напряжения на выходе автономного источника электроэнергии.

Результаты расчёта показали, что автономный источник электроэнергии для ВЭУ, выполненный на базе системы АГ – НПЧЕ в сравнении с системой АГ–НПЧР мощностью 40–50 кВт имеет КПД на 4–5 % выше, наработку до первого отказа на 3000–3300 ч больше, чем у системы АГ – НПЧР. Автономный источник системы АГ – НПЧЕ незначительно уступает по массе системе АГ – НПЧР.

4.2 Стабилизаторы бесконтактных генераторов ветроэнергетических установок

Активному внедрению в настоящее время ветроэлектрических станций способствует тот факт, что значительно усовершенствована их конструкция и улучшились эксплуатационно-технические характеристики, как генераторов электроэнергии, так и статических преобразователей, которые, кроме того, осуществляют функции стабилизации параметров электроэнергии. Однако, современные ВЭУ имеют следующие недостатки: относительно низкие показатели надежности и КПД, большая масса и относительная низкая надёжность работы устройств, обеспечивающих стабилизацию частоты тока генерируемого напряжения.

Для улучшения эксплуатационно-технических характеристик ВЭУ предлагается в качестве источников использовать бесконтактные генераторы электроэнергии: синхронный генератор с постоянными магнитами (СГПМ) и асинхронный генератор ёмкостного возбуждения (АГ).

Как известно, СГПМ и АГ имеют относительно сложные системы стабилизации напряжения.

Упростить систему стабилизации напряжения СГПМ можно за счет использования обмотки подмагничивания, размещённой на статоре электрической машины. Обмотка подмагничивания создаёт магнитный поток направленный на

встречу основному магнитному потоку, создаваемого статорными обмотками АГ. Изменяя величину этого потока можно добиться стабилизации напряжения на выходе генератора. Кроме того, применение импульсного способа изменения величины тока обмотки управления электромагнитной муфтой, размещённой на одном валу с ветроколесом, также можно улучшить массогабаритные показатели и КПД устройства стабилизации частоты тока генератора ВЭУ.

На рисунке 4.7 предложено новое структурно-схемное решение стабилизатора напряжения и частоты тока СГПМ, с применением рассмотренных выше конструктивных изменений, на рисунке 4.8 показаны диаграммы напряжений, поясняющие работу блока стабилизации напряжения, а на рисунке 4.9 – диаграммы напряжений, поясняющие работу блока стабилизации частоты.

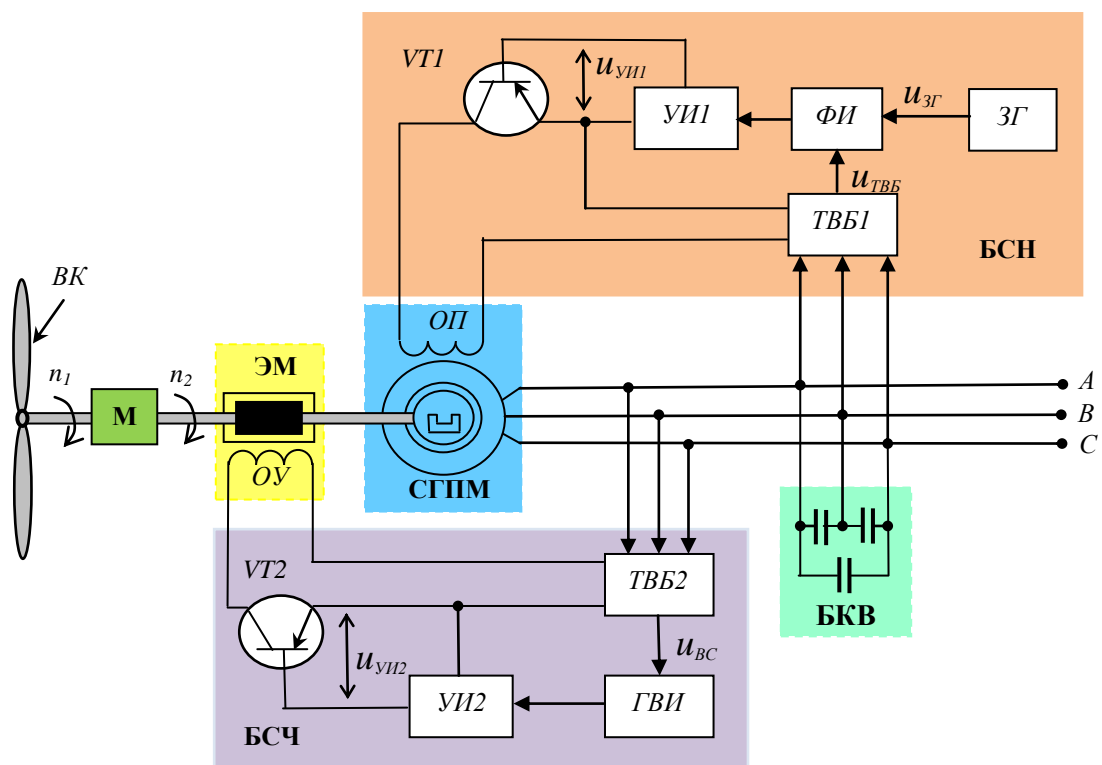


Рисунок 4.7 – Функциональная схема устройства стабилизации напряжения и частоты тока ВЭУ на СГПМ

Устройство стабилизации напряжения и частоты тока ВЭУ содержит (рисунок 4.7): ветроколесо *ВК*, соединенное с мультипликатором *М* (редуктором), выход которого соединен через ведущий вал с электромагнитной муфтой *ЭМ*, имеющей обмотку управления *ОУ*, и с ротором синхронного генератора с постоянными магнитами *СГПМ*; к выводам генератора подключены блок конденсаторов возбуждения *БКВ*, блок стабилизации напряжения *БСН*, блок стабилизации частоты *БСЧ*; *А*, *В* и *С* выводы СГПМ к которым подключается нагрузка.

Устройство стабилизации напряжения и частоты тока ВЭУ работает следующим образом. Мультипликатор *М* увеличивает частоту вращения ветроколеса *ВК* с n_1 до n_2 (рисунок 4.7). Ведущий вал электромагнитной муфты

ЭМ и соответственно ротор генератора также вращаются с частотой n_2 . Через обмотку управления ОУ электромагнитной муфты ЭМ и обмотку подмагничивания генератора ОП протекают постоянные токи. Генератор возбуждается за счет магнитного потока, создаваемого постоянными магнитами, и емкостного тока блока конденсаторов возбуждения БКВ и на его выводах статорных обмоток А, В и С наводится трехфазная система ЭДС. При дестабилизирующих факторах: изменениях частоты вращения ветроколеса ВК, отклонениях напряжения на нагрузке и изменениях ее величины и характера блоки стабилизации напряжения и частоты, соответственно БСН и БСЧ, автоматически осуществляют стабилизацию напряжения и частоты тока генерируемого СГПМ.

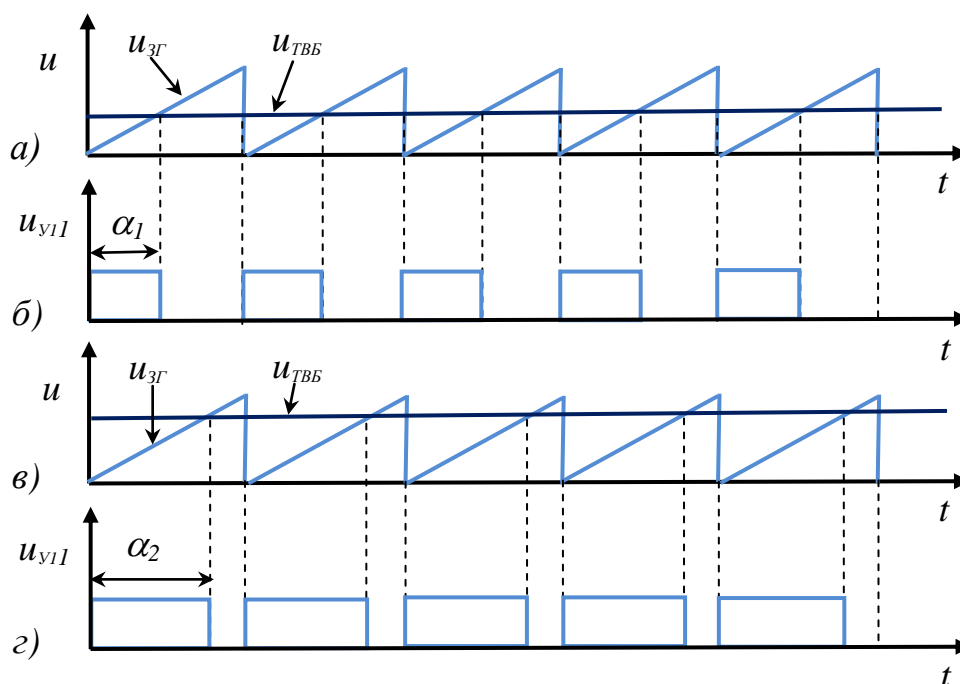


Рисунок 4.8 – Диаграммы напряжений, поясняющие работу блока стабилизации напряжения ВЭУ

Блок стабилизации напряжения БСН работает следующим образом. На первый вход формирования импульсов $\Phi И$ поступает сигнал постоянного тока от трансформаторно-выпрямительного блока $ТВБ1$, пропорциональный выходному напряжению генератора $u_{ТВБ}$, а на второй его вход поступает сигнал от задающего генератора $ЗГ$ $u_{3Г}$ пилообразной формы (рисунок 4.8, а). Когда $u_{3Г} < u_{ТВБ}$, формирователь импульсов управления $\Phi И$ формирует сигнал u_{VI} (рисунок 4.8, б), который через усилитель импульсов $УИИ$ поступает на управляющие выводы транзистора $VT1$.

К примеру, если напряжение на выводах генератора увеличится, тогда увеличится напряжение постоянного тока на выходе $ТВБ1$ (рисунок 4.8, в), увеличится длительность сигнала управления u_{VI} , увеличится угол управления транзистора с α_1 до α_2 (рисунок 4.8, г) и, соответственно, увеличится время открытого состояния транзистора $VT1$, а это приведет к увеличению тока подмагничивания в обмотке ОП (рисунок 4.7). Магнитный поток, создаваемый об-

моткой *ОП*, направлен встречно рабочему магнитному потоку, создаваемого статорными обмотками генератора *СГПМ*, поэтому изменяется степень насыщения его магнитопровода и уменьшается напряжение на выводах *A, B* и *C*.

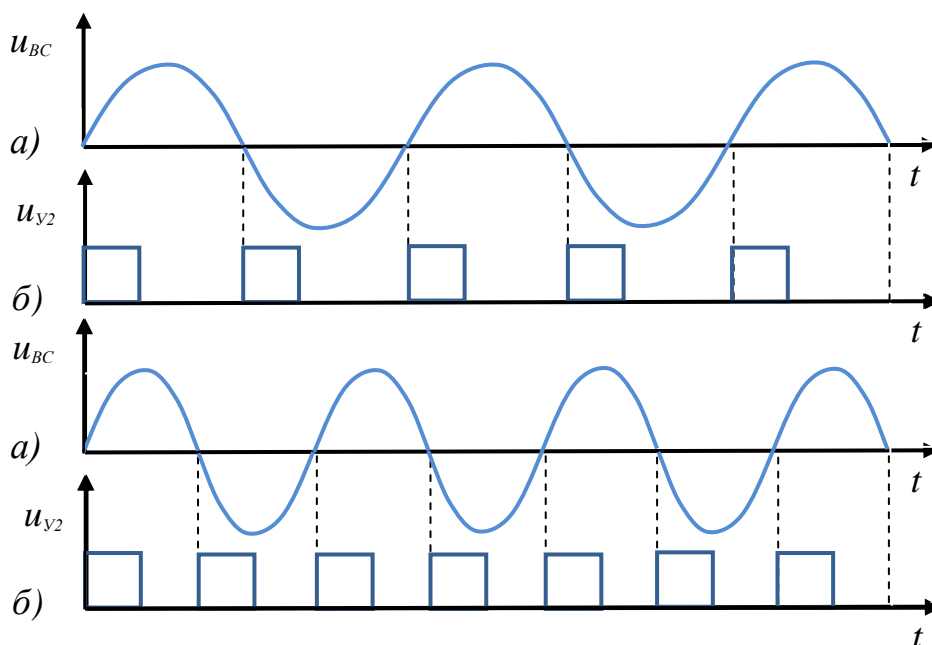


Рисунок 4.9 – Диаграммы напряжений БСЧ ВЭУ

Блок стабилизации частоты БСЧ работает следующим образом. На вход генератора ведущих импульсов *ГВИ* поступает сигнал u_{BC} (рисунок 4.9, *а*) от трансформаторно-выпрямительного блока *ТВБ2*, синхронный с частотой выходного напряжения преобразователя генератор ведущих импульсов *ГВИ* формирует импульсы управления u_{y2} при переходе синусоидального напряжения через ноль (рисунок 4.9, *а, б*), которые через усилитель импульсов *УИ2* поступают на управляющие выводы транзистора *VT2*. К примеру, если частота напряжения увеличилась (рисунок 3, *в*), тогда увеличится частота управляющего сигнала u_{y2} и увеличится общее время открытого состояния транзистора *VT2*, за период изменения номинальной частоты. Это приведет к увеличению тока в обмотке управления *ОУ* электромагнитной муфты *ЭМ*, и соответственно к уменьшению крутящего момента на валу ротора генератора и уменьшению частоты напряжения.

Применение в составе ВЭУ бесконтактного АГ также позволит улучшить характеристики ветроэлектрических станций. На рисунке 4.10 приведена функциональная схема ВЭУ, выполненная с использованием АГ.

Принцип стабилизации частоты тока системой стабилизации частоты СЧ в этой схеме также осуществляется за счёт применения электромагнитной муфты. При этом система стабилизации напряжения *СН* работает следующим образом. На первый вход формирователя импульсов *ФИ* поступает сигнал постоянного тока от первого трансформаторно-выпрямительного блока *ТВБ1*, пропорциональный выходному напряжению асинхронного генератора *АГ* $u_{ТВБ}$, а на

второй его вход поступает сигнал от задающего генератора $ЗГ$ $u_{ЗГ}$ пилообразной формы (рисунок 4.11, а). Когда $u_{ЗГ} > u_{ТВБ}$, формирователь импульсов управления $\Phi И$ формирует сигнал $u_{У}$ (рисунок 4.11, б), который через первый усилитель импульсов $УИ1$ поступает на управляющие выводы транзистора $VT1$. Транзистор $VT1$ открывается и АГ возбуждается за счёт протекания по его статорным обмоткам емкостного тока блока конденсаторов возбуждения БКВ.

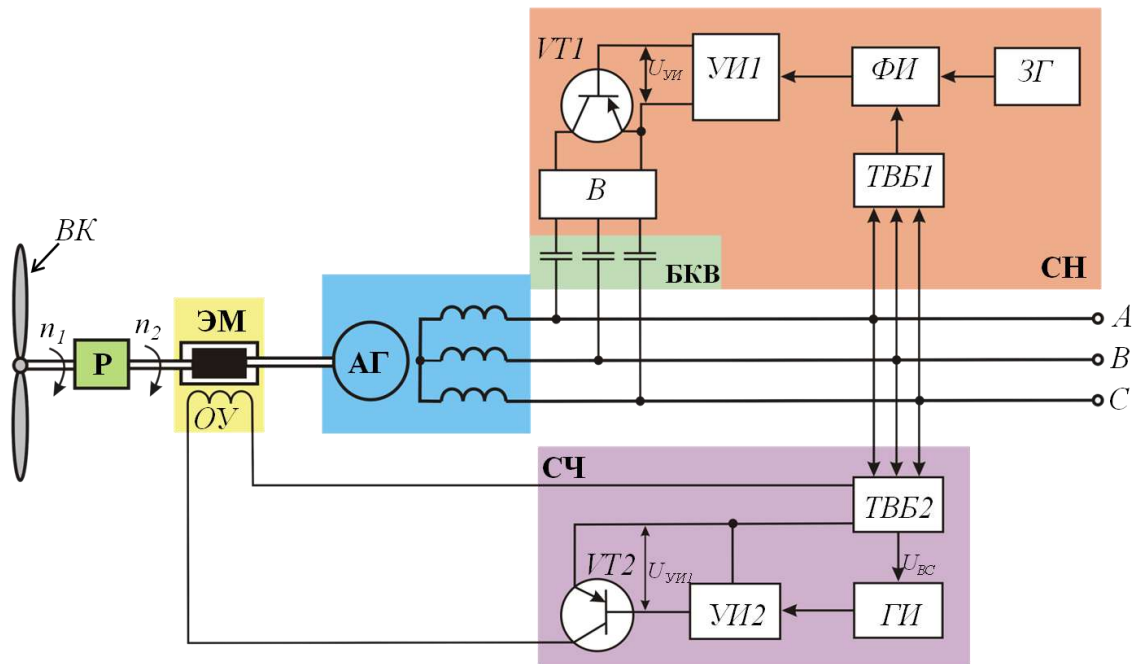


Рисунок 4.10 – Функциональная схема устройства стабилизации напряжения и частоты тока ВЭУ на АГ

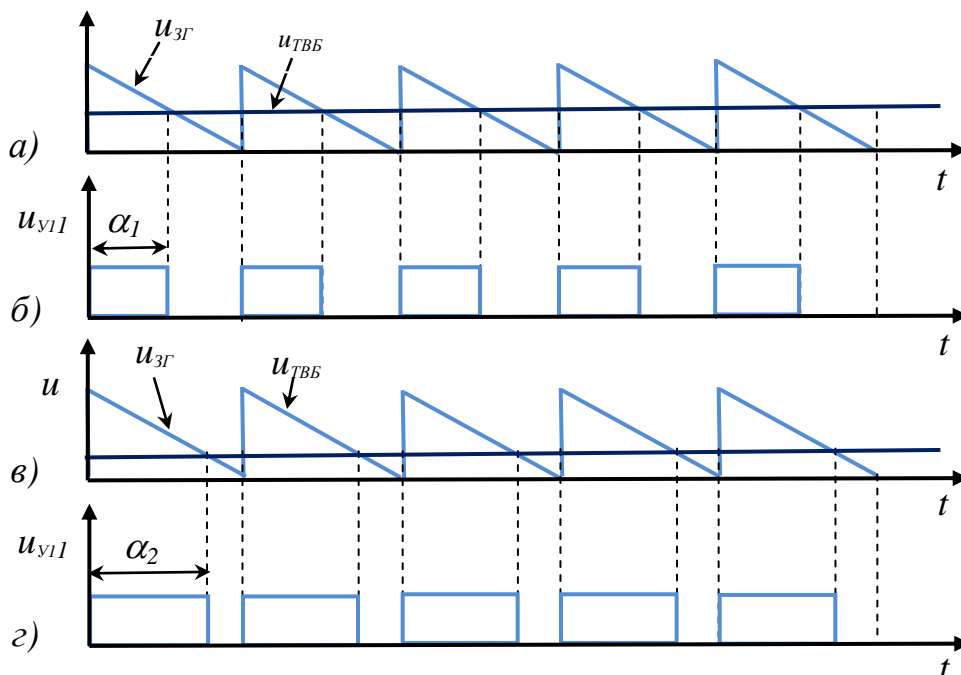


Рисунок 4.11 – Диаграммы напряжений, поясняющие работу блока стабилизации напряжения ВЭУ на АГ

К примеру, если напряжение на выводах A , B и C асинхронного генератора уменьшится, тогда уменьшится напряжение постоянного тока на выходе первого трансформаторно-выпрямительного блока $TBBI$ (рисунок 4.11, $в$), увеличится длительность сигнала управления u_y , увеличится угол управления транзистора с α_1 до α_2 (рисунок 4.11, $г$) и, соответственно, увеличится время от открытого состояния транзистора $VT1$, а это приведёт к увеличению емкостного тока блока конденсаторов возбуждения и обеспечит компенсацию реактивной мощности, что приводит к увеличению (стабилизации) напряжения на выходе асинхронного генератора AG .

Одним из эффективных способов улучшения характеристик AG является использование двухслойных статорных обмоток.

4.3 Расчет энергетического потенциала и экономической эффективности ветровой энергетики

Как известно, об эффективность применения ВЭС можно говорить, если среднегодовая скорость ветра превышает 3 м/с. Кроме того, использование энергии ветра посредством ВЭС связано с определенными проблемами. Неравномерность и непостоянство ветрового потока приводит к значительному изменению частоты вращения ветроколеса ветроэлектрической установки (ВЭУ) и, соответственно, колебаниям напряжения, частоты тока и отдаваемой мощности. Сброс или подключение нагрузки также являются дестабилизирующими факторами. Таким образом, обеспечение требуемого качества электроэнергии также определяет конкурентоспособность ВЭС.

Современная ветроэнергетика во многих развитых странах мира является частью энергетических систем, а в ряде стран – одной из главных составляющих альтернативной энергетики на ВИЭ. К сожалению, в настоящее время доля нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (включая и ветроэнергетику) составляет в энергобалансе нашей страны лишь $1,5$ %. Однако в России имеются объективные ресурсные, социально-экономические и экологические предпосылки для широкомасштабного использования, как ветроэнергетики, так и других ВИЭ.

Прогноз развития ВИЭ показывает, что их доля в мировом балансе энергопотребления к 2030 году может составить до 20 %. Однако прогнозы будут сбываться при условии как можно более быстрого и широкого внедрения этих источников энергии: каждый новый источник требует от 30 до 50 лет для того, чтобы его доля в общем энергобалансе возросла с 1 до 10 %.

Сегодня во всем мире наблюдается интенсивный прирост мощности возобновляемой энергетики. Немаловажным фактором ее опережающего развития в различных странах, независимо от размеров, географического положения, экономического состояния и ресурсной базы энергетики, являются экологические преимущества этих источников и постоянно развивающиеся технологии повышения экологической безопасности установок на основе ВИЭ, отсутствие эмиссии парниковых газов.

Во многих странах происходит выравнивание стоимостей энергии традиционных источников и ВИЭ, прежде всего в связи с ужесточением экологических требований и повышением стоимости энергии традиционных электростанций, особенно угольных, а стоимость оборудования возобновляемой энергетики столь же непрерывно снижается за счет технологического совершенствования.

Оценка мирового ветроэнергетического рынка составляет сейчас более 10–12 млрд долларов в год. Сегодня суммарная установленная мощность ВЭС в мире превышает 160 ГВт, по прогнозам к 2020 году она будет составлять 1200 ГВт, а к 2040 году – к 3100 ГВт.

Наиболее острый вопрос ветроэнергетики – экономическая эффективность. Обоснование параметров ВЭУ, ее размеров, типа, возможного количества электроэнергии производится на основе технико-экономических расчетов и инженерного проектирования с учетом требований потребителя, структуры его электрохозяйства, связи с энергосистемой, количества потребляемой электроэнергии, затрат на оплату этой энергии, а также местоположения объекта энергоснабжения и природно-климатических характеристик в этом районе.

В отличие от других видов ВИЭ в определение валового потенциала ветровой энергетики входит условие возможности её использования, поскольку ветер занимает огромные объёмы в атмосфере Земли над регионом, так что даже теоретически возможно использовать только малую часть общего ресурса ветровой энергетики. Поэтому определение валового (теоретического) ресурса (потенциала) для ветровой энергетики следующее.

Валовый ресурс (потенциал) ветровой энергетики региона (страны) – это часть среднесуточной суммарной ветровой энергии, которая доступна для использования на площади региона (страны) в течение одного года.

Валовый потенциал ветровой энергетики определяется по формуле

$$W_B = 0,025 \rho T S \sum_{i=1}^n v_i^3 t_i, \quad (4.1)$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м^3 ; $T = 8760$ – число часов в году; S – площадь территории, м^2 ; v – среднесуточная скорость ветра в диапазоне i ; t – вероятность нахождения скорости в диапазоне i .

Технический ресурс ветровой энергетики региона (страны) это часть валового потенциала ветровой энергетики, которая может быть использована при современном уровне развития технических средств и соблюдения экологических норм.

Технический ресурс ветровой энергетики

$$W_T = 0,01 \frac{N_C}{D^2} T S, \quad (4.2)$$

где N_C – средняя мощность ВЭУ, которая определяется по формуле

$$N_C = \frac{\pi D^2}{8} \rho \sum_{i=1}^n v_i^3 \eta_{ВЭУ} t_i, \quad (4.3)$$

где $\eta_{ВЭУ}$ общий КПД ВЭУ, который определяется по формуле

$$\eta_{BЭУ} = c_p \eta_{мех} \eta_{эл}, \quad (4.4)$$

где c_p – коэффициент использования ветра; $\eta_{мех}$ – механический КПД ВЭУ; $\eta_{эл}$ – электрический КПД ВЭУ.

Как видно из (4.2) и (4.3) технический потенциал зависит только от средней скорости ветра и её распределения. Однако, учитывая, что скорость ветра, принимаемая в указанных формулах, зависит от высоты, а высота башни выбирается в зависимости от мощности (диаметра ветроколеса), то таким образом технический потенциал зависит также и от мощности ВЭУ.

Количество ветровой энергии, которую можно получить в каждом конкретном месте, характеризуется техническим ветроэнергетическим потенциалом, зависящим от скорости ветра. За основу принимаются средние многолетние значения скоростей ветра на высоте флюгера, пересчитанные на высоту ветроагрегата.

Выработка электроэнергии ВЭУ определяется по формуле

$$\mathcal{E} = 0,01T \sum_{i=v_6}^{v_{омк}} P_{BЭУi}(k_h v) f_i(v), \quad (4.5)$$

где $P_{BЭУi}(k_h v)$ – зависимость полезной мощности ВЭУ от скорости ветра на высоте оси ветроколеса, при i , меняющемся в диапазоне от скорости включения v_6 до скорости отключения $v_{омк}$ с шагом 0,5–1 м/с; $k_h v$ – скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с, где k_h – поправочный коэффициент, учитывающий разницу высот

$$k_h = \left(\frac{h_{ocu}}{h_\phi} \right)^n, \quad (4.6)$$

где h_{ocu} – высота оси ветроколеса относительно основания башни, м; h_ϕ – высота флюгера, м; n – степенной коэффициент, учитывающий характер изменения скорости ветра с высотой; $f_i(v)$ – интегральная повторяемость скорости ветра, %.

Для расчетов в указанном диапазоне скоростей ветра полезную мощность ВЭУ $P_{BЭУ}$ (кВт) для заданной скорости ветра на высоте оси ветроколеса $k_h v$ (м/с) и диаметре ротора ВЭУ D_l (м) определяется по формуле

$$P_{BЭУ} = P_{y0} S_{BЭУ} \eta_p \eta_e \sigma 10^{-3}, \quad (4.7)$$

где P_{y0} – удельная мощность ветрового потока со скоростью $k_h v$ через единичную площадь, определяется по формуле (с учетом, что ρ – плотность воздуха, кг/м³)

$$P_{y0} = 0,5 \rho (k_h v)^3, \text{ Вт/м}^2, \quad (4.8)$$

$S_{ВЭУ}$ – отметаемая площадь ВЭУ с горизонтальной осью вращения, вычисляется по формуле

$$S_{ВЭУ} = \frac{\pi D^2}{4}, \text{ м}^2, \quad (4.9)$$

D – диаметр ветроколеса; σ – коэффициент мощности (в практических расчетах принимают равным 0,45), отн. ед.; η_p – КПД ротора ВЭУ (порядка 0,9), отн. ед.; η_e – КПД генератора (порядка 0,95), отн. ед.

В ветроэнергетике обычно используют рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-му ветру (шторм) по 12-балльной шкале Бофорта.

В таблице 4.2 приведены значения удельной мощности $P_{уд}$ для указанного рабочего диапазона скоростей ветра.

Выполнив расчеты по (4.5)–(4.9) для нескольких ВЭУ, полученные значения выработки энергии ВЭУ следует сравнить с графиком потребления энергии объектом и назначать установленную мощность ВЭУ таким образом, чтобы производство энергии обеспечивало покрытие значительной части графика потребления. Тогда большую часть года ВЭУ будет работать в режиме экономии энергии и минимальное время передавать энергию во внешнюю сеть.

Таблица 4.2 – Зависимость удельная мощности $P_{уд}$ от $k_h v$,

$k_h v, \text{ м/с}$	2	3	4	5	10	14	18	20	23	25
$P_{уд}, \text{ Вт/м}^2$	4,9	16,55	39,2	76,6	613	1682	3575	4904	7458	9578

Экономическая эффективность использования ВЭУ для энергоснабжения небольших потребителей определяется имеющимся ветроэнергетическим потенциалом, тарифом на электроэнергию у потребителя, стоимостью используемой ВЭУ, техническими условиями на подключение и рядом других факторов.

Срок окупаемости при внедрении ветроагрегата может быть определен по формуле

$$t_{ок} = \frac{P \cdot c}{\mathcal{E} \cdot C_T - I_{экс}}, \quad (4.10)$$

где $P \cdot c$ – общая стоимость установки (капитальные затраты) с учетом стоимости агрегата, транспортировки, таможенных расходов, проектных и строительно-монтажных работ, руб; \mathcal{E} – электроэнергия, вырабатываемая установкой в год, кВт·ч/год; C_T – тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч; $I_{экс}$ – издержки эксплуатации, руб/год.

Стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ руб/(кВт·ч) связана со сроком службы установки t_{CC} соотношением

$$C = \frac{P \cdot c + I_{экс} \cdot t_{CC}}{\mathcal{E} \cdot t_{CC}}. \quad (4.11)$$

Общая прибыль от использования ВЭУ может быть определена как ежегодная прибыль от сэкономленной электроэнергии, произведенной установкой, умноженная на период ее работы после срока окупаемости с учетом ежегодной корректировки тарифа и издержек эксплуатации

$$\Pi = (t_{cc} - t_{ок}) \sum_{i=t_{ок}} (\partial_i C - I_{экс}). \quad (4.12)$$

Также технико-экономическое совершенство ВЭУ можно характеризовать таким параметром как коэффициент использования установленной мощности ветроустановки $K_{уст}$. Он представляет собой отношение действительной выработки электроэнергии за какой-либо период времени, например за год ($W_{год}$), к максимально возможной выработке ($W_{max} = 8760 P_{ном}$) энергии в случае, если бы ВЭУ работала весь этот период времени на номинальной (т. е. 100 %) мощности $N_{ном}$

$$k_{уст} = \frac{W_{год}}{8760 P_{ном}}. \quad (4.13)$$

Примерные расчеты различных объектов показали, что срок окупаемости объектов может составлять 3,5–5 лет и снижается в условиях роста тарифа на электроэнергию.

Ветровая энергетика является одним из дешёвых ВИЭ. Проблема широкого использования ВЭУ в настоящее время связана с их экономической эффективностью с традиционными источниками энергии.

Стоимость ВЭС, в том числе и ВЭУ зависит от их мощности, стоимости производства соответствующего оборудования, расходов на транспортировку и стоимости строительства.

Основной подход к расчёту экономических показателей ВЭУ включает определение эффективности ВЭУ в конкуренции с традиционными источниками электроэнергии (ТИЭ) в конкретном регионе.

Стоимость вырабатываемой электроэнергии ВЭУ

$$C_{ээ} = \frac{P_{ВЭУ} C (1 + \gamma T_{сл})}{T_{сл} TK}, \quad (4.14)$$

где $P_{ВЭУ}$ – региональный экономический фактор стоимости ВЭУ в регионе; C – удельная стоимость установленной мощности ВЭУ, руб/кВт ч; $\gamma = 0,05$ – коэффициент нормы эксплуатационных издержек; $T_{сл}$ – срок службы ВЭУ, год; K – коэффициент использования установленной мощности, % (см. таблицу 4.3).

Срок окупаемости ВЭУ

$$T_{ок} = \frac{P_{ВЭУ} C}{TK C_{ТИЭ} - \gamma P_{ВЭУ} C}, \quad (4.15)$$

где $C_{ТИЭ}$ – стоимость электроэнергии от традиционных источников, руб.

Экономический эффект от использования ВЭУ

$$\mathcal{E}_{\Phi} = nQT_{\text{СЛ}}(T_{\text{СЛ}} - T_{\text{ОК}})(EC_T - I_{\text{ЭКС}})(C_{\text{П}} - C_T), \quad (4.16)$$

где n – число ВЭУ в составе ВЭС; Q – годовой дефицит электроэнергии в регионе, кВт ч/год ; C_T – удельная стоимость производства электроэнергии от ТИЭ (региональный тариф), руб/кВт ч ; $E = NT$ – электроэнергия, вырабатываемая ВЭУ в год, кВт ч/год ; $I_{\text{ЭКС}} = \gamma K$ – издержки эксплуатации, руб ; K – капитальные затраты (общая стоимость ВЭУ), руб .

Таблица 4.3 – Срок окупаемости ВЭУ, $T_{\text{ОК}}$ (год, $30 \text{ руб} = 1 \text{ долл}$)

Стоимость электроэнергии $C_{\text{ЭЭ}}$, руб/кВт ч	Коэффициент использования установленной мощности K , %					
	20	30	40	50	70	100
0,3						27
0,6				27	13	8
1,5	27	12	8	6	3,8	2,6
3	8	5	3,3	2,6	1,8	1,2

Анализ данных по времени окупаемости показал, что для экономической целесообразности использования ВЭУ необходимо, чтобы срок службы установки был больше срока её окупаемости, т.е. необходимо, чтобы выполнялось условие

$$T_{\text{СЛ}} \geq T_{\text{ОК}}. \quad (4.17)$$

Для выполнения этого условия необходимо, чтобы коэффициент использования установленной мощности K ветроустановки был больше критического значения, которое определяется по формуле

$$K \geq K_{\text{КР}} = \frac{(1 + \gamma T_{\text{СЛ}})P_{\text{ВЭУ}}C}{T_{\text{СЛ}}T\mathcal{E}_{\Phi}C_{\text{ЭЭ}}}. \quad (4.18)$$

В общем случае экономический потенциал ветровой энергетики

$$W_{\mathcal{E}} = \frac{KQ\left(\frac{C_{\text{П}}}{C_T} - 1\right)}{K_{\text{КР}} - K}. \quad (4.19)$$

Таким образом, значение экономического потенциала ветровой энергетики увеличивается при повышении значения коэффициента использования установленной мощности K .

Исследования, проведенные в ряде стран, показали, что наиболее экономичными сейчас являются ВЭУ мощностью $100\text{--}300 \text{ кВт}$, ожидается в будущем $250\text{--}350 \text{ кВт}$. Рентабельность ВЭУ средней мощности может быть обеспечена при разработке комбинированных систем бесперебойного электроснабжения, в состав которых входят солнечные электростанции или минигидроэлектростанции, или, где в качестве резервного источника электроэнергии используются газопоршневые электростанции (ГПЭ).

Электрический КПД ГПЭ считается высокий, в сравнении с дизельными электростанциями, и при работе на качественном природном газе составляет 39–44 %.

Важной особенностью ГПС является то, что они способны работать в режиме когенерации, то есть как тепловые электростанции. Температура выхлопных газов на выходе из силовой машины ГПЭ – $390 \pm 10^\circ\text{C}$. При этом, электроэнергию и тепловую энергию ГПЭ вырабатывают одновременно, соотношение выдачи электрической и тепловой энергии 1 : 1.

Несмотря на довольно высокую, в настоящее время, стоимость фотоэлектрических батарей, их использование совместно с ВЭУ в некоторых случаях может быть эффективным. Поскольку в зимнее время существует большой потенциал ветра, а летом в ясные дни максимальный эффект можно получить, используя солнечную фотоэлектрическую станцию, то сочетание этих ресурсов оказывается выгодным с экономической точки зрения для потребителей.

4.4 Перспективы малых гидроэлектростанций

Технический ресурс (потенциал) малых рек России оценивается 382 млрд кВт ч в год, а степень использования этого потенциала составляет примерно 2,2 млрд кВт ч в год (объем производства малыми ГЭС России).

Установить экономический гидроэнергетический потенциал малых рек весьма затруднительно из-за отсутствия технико-экономических показателей, природных и строительнохозяйственных условий сооружения малых ГЭС (МГЭС). Известна приблизительная оценка экономического потенциала (ресурса), составляющая около 55% технического гидропотенциала.

Возобновление интереса к МГЭС обусловлено следующими преимуществами малой энергетики.

1) Современная гидроэнергетика по сравнению с другими традиционными видами электроэнергетики является наиболее экономичным и экологически безопасным способом получения электроэнергии. Малая гидроэнергетика идет в этом направлении еще дальше. Небольшие электростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реках сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения населения.

2) В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии – таких, как солнце, ветер, – малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю.

3) Быстрый прогресс в области создания миниатюрных автономных электронных устройств по контролю и регулированию технологических процессов, в том числе и по дистанционному управлению малыми гидрогенераторами, работающими в сети или автономно.

Основными проблемами внедрения МГЭС являются относительно высокая себестоимость оборудования и строительно-монтажных работ.

Стоимость гидроагрегатов мощностью свыше 100 кВт в зависимости от напора составляет 200–400 дол. за 1 кВт установленной мощности. Стоимость сооружения МГЭС «под ключ» составляет от 100 до 400% к стоимости оборудования в зависимости от типа сооружения и количества агрегатов на станции.

Перспективным направлением является применение мини ГЭС мощностью от 100 до 1000 кВт и микро ГЭС, мощностью до 100 кВт (далее МкГЭС), на реках в предгорных и горных районах, где сам ландшафт создает необходимый напор воды, что значительно снижает капиталовложения и стоимость сооружения таких электростанций в 2–3 раза ниже в сравнении с МГЭС.

Расчёты показали, что затраты на строительство МкГЭС окупятся за 3,5–5 лет. По прогнозам через 3–4 года стоимость электроэнергии, получаемой от традиционных источников энергии, увеличиться более чем в 2 раза, поэтому перспективы МкГЭС очевидны.

Перспективным является направление упрощения конструкции МкГЭС, прежде всего, за счёт использования нерегулируемых гидротурбин, а стабилизацию генерируемой электроэнергии осуществлять, используя статические (полупроводниковые) регуляторы, и, прежде всего, непосредственных преобразователей частоты (НПЧ).

Известно, что МкГЭС по классификации разделяются в зависимости от принципа использования природных ресурсов, и, соответственно, образующейся концентрации воды.

Наиболее простые и технологичные МкГЭС рукавного типа которые эффективны для использования на предгорных и горных участках рек со значительными уклонами дна реки и большими скоростями потока (рисунок 4.12). Напор на таких ГЭС создается за счет прокладки напорного рукава. Рукавные ГЭС просты в установке и не требуют сооружения плотины и здания ГЭС. Их можно перемещать с одного места на другое, монтировать за несколько часов и с малыми трудозатратами.

МкГЭС со свободнопоточными гидротурбинами используют скоростной напор течения воды и не требуют возведения специальных гидротехнических сооружений. В таких МкГЭС используются гидротурбины различного типа: осевые, карусельные, гиляндрные (рисунок 4.13). МкГЭС со свободнопоточными турбинами выполняются как с вертикальным, так и с горизонтальным расположением оси вращения вала турбины.

Свободнопоточные турбины имеют следующие недостатки: большие размеры турбины, из-за малого использования напора, и соответственно генерируют небольшую мощность; существует опасность их разрушения во время паводков и ледохода.

Основными направлениями использования МкГЭС является обеспечение электроэнергией возле горных и предгорных рек кемпингов, коттеджей, которые удалены от энергосистем. Поэтому автономные МкГЭС способны решить проблему электроснабжения. Эффективность строительства МкГЭС определяется в сравнении затрат на их создание с затратами на альтернативное электро-

снабжение с использованием воздушных или кабельных линий электропередачи, а также дизельных электростанций (ДЭС).

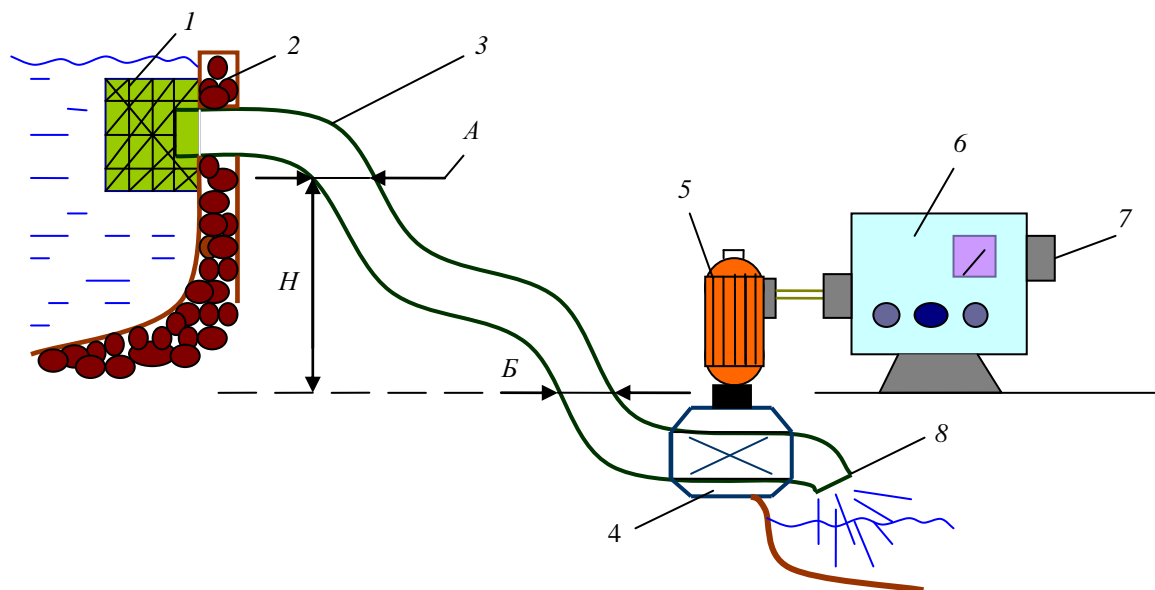


Рисунок 4.12 – Конструкция МкГЭС рукавного типа: 1 – водозаборное устройство; 2 – каменная или железобетонная плотина; 3- трубопровод; 4 – микротурбина; 5 – генератор; 6 – стабилизатор напряжения; 7 – выходы для подключения потребителей; 8 – водовыпуск

Важным является вопрос расчёта мощности водного потока и соответственно генератора электроэнергии МкГЭС. Известно, что работа водного потока непрерывна за счет непрерывности расхода Q . Энергия воды, или гидравлическая энергия, непрерывно возобновляется круговоротом воды в природе (испарение с поверхности морей и океанов, конденсация и выпадение осадков, которые собираются в реках и снова возвращаются в моря и океаны). Круговорот воды в природе происходит под действием солнечной энергии. Следовательно, использование водной энергии есть одновременно и использование непрерывно возобновляемой энергии Солнца.

В руслах реки масса воды под действием силы тяжести перемещается с высоких отметок на низкие. Текущая вода непрерывно совершает работу, теряя энергию на преодоление сил трения между частицами воды и между водным потоком и руслом. Следовательно, всякий водоток является носителем энергии.

На рисунке 4.14 приведены зависимости мощности МкГЭС от расхода (Q) и напора (H) воды. Как видно из рисунка 4.14 наиболее эффективным направлением является разработка МкГЭС на предгорных и горных реках, поскольку напор воды создается естественным образом, что значительно уменьшает капиталовложения в строительство.

В отечественной и зарубежной практике на МкГЭС для преобразования механической энергии в электрическую, как правило, используются синхронные генераторы, реже генераторы постоянного тока и асинхронные генераторы (АГ).

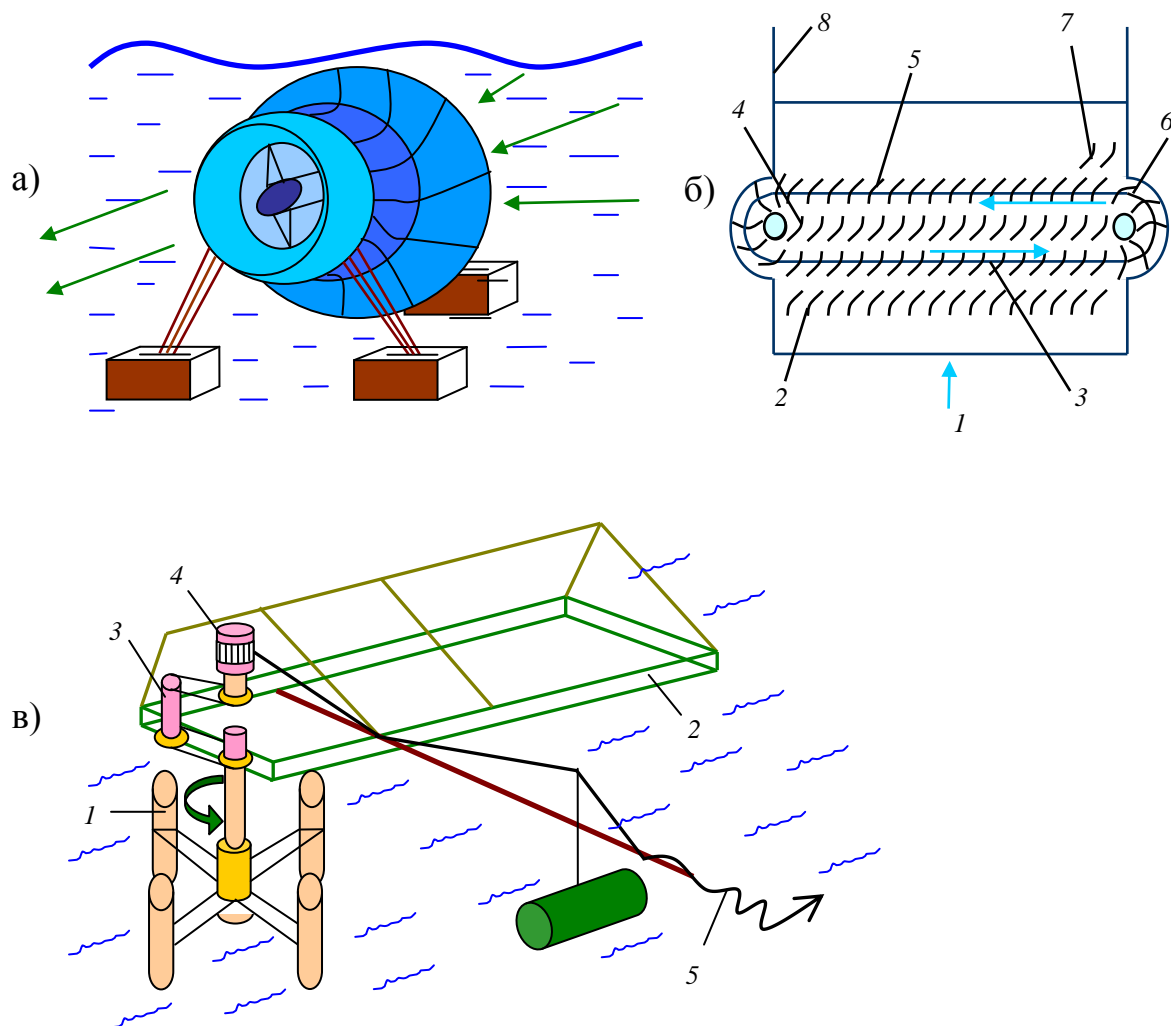


Рисунок 4.13 – Конструкция свободнопоточных микро-ГЭС: а) с осевой гидротурбиной; б) с гидротурбиной Шнайдера (1 – поток воды; 2 – первая ступень направляющих лопаток; 3 – первая ступень лопастей; 4 – вторая ступень направляющих лопаток; 5 – вторая ступень лопастей; 6 – приводная цепь; 7 – третья ступень направляющих лопаток; 8 – отсасывающая труба); в) с турбиной карусельного типа (1 – турбина карусельного типа; 2 – плот для крепления электро-механического узла; 3 – мультипликатор; 4 – генератор; 5 – электрокабель, связывающий генератор установки с потребителем)

С улучшением электротехнических характеристик полупроводниковых приборов и конденсаторов, необходимых для возбуждения АГ в настоящее время ограничения по их применению практически сняты. Кроме того, АГ имеют выше показатели надежности в сравнении с синхронными генераторами и устройства включения на параллельную работу также имеют упрощенную конструкцию.

В настоящее время отечественной и зарубежной промышленностью МкГЭС оснащаются системой с балластной нагрузкой, представляющей собой набор нагревательных элементов т.е. активной нагрузкой. Балластная нагрузка позволяет обеспечивать стабилизацию потребляемой мощности от генератора, а

также поддерживать требуемую частоту и уровень напряжения ГЭС. Однако балластная нагрузка значительно усложняет конструкцию МкГЭС и понижает её показатели надёжности и КПД соответственно.

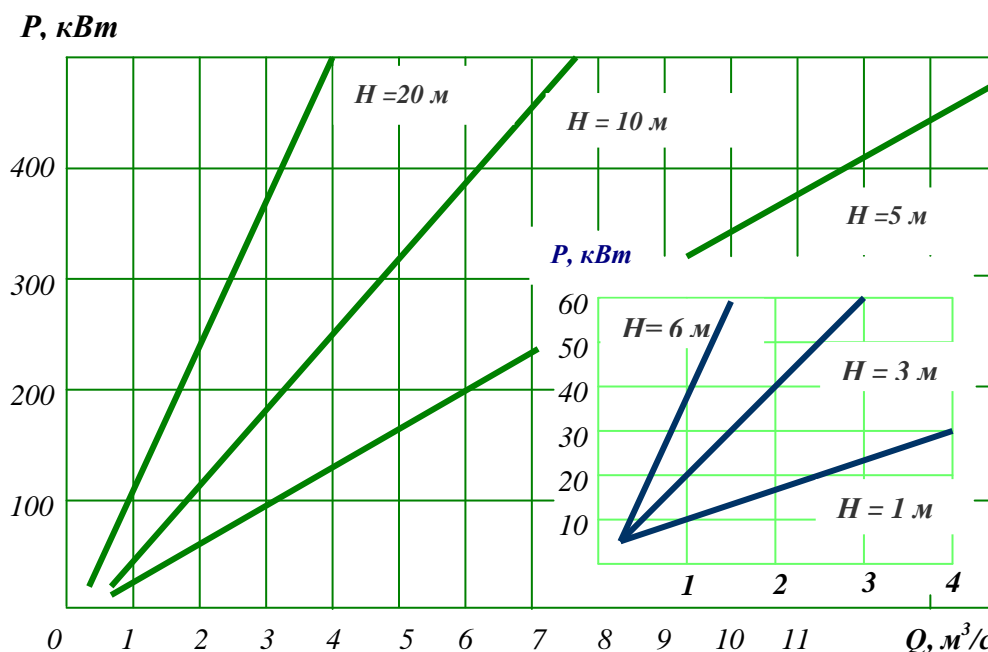


Рисунок 4.14 – Зависимости мощности МкГЭС (P) от напора (H) и расхода (Q) воды при значениях КПД гидроагрегата $\eta = 0,7$

Для снижения затрат на капиталовложения и эксплуатацию электрической части МкГЭС в системах стабилизации напряжения и частоты целесообразно применять нетрадиционные технические решения гидроагрегатов. В частности, экологически выгодно является применение мультипликаторов для увеличения частоты вращения турбины с одновременным повышением числа пар полюсов генератора. Это позволяет исключить из конструкции балластную нагрузку и применять непосредственные преобразователи частоты (НПЧ), способных одновременно стабилизировать напряжение и частоту тока независимо от изменения частоты вращения гидротурбины, величины и характера нагрузки.

4.5 Способы стабилизации напряжения малых гидроэлектростанций

При проектировании малых гидроэлектростанций (МГЭС), в особенности в районах предгорных и горных рек, где напор воды не всегда устойчив, важным является вопрос стабилизации напряжения генераторов электроэнергетики.

В настоящее время известны следующие способы стабилизации параметров генерируемой электроэнергии МГЭС:

- поддержание стабильной частоты вращения гидротурбины путём воздействия на элементы гидротехнического оборудования (рисунок 4.15, а);

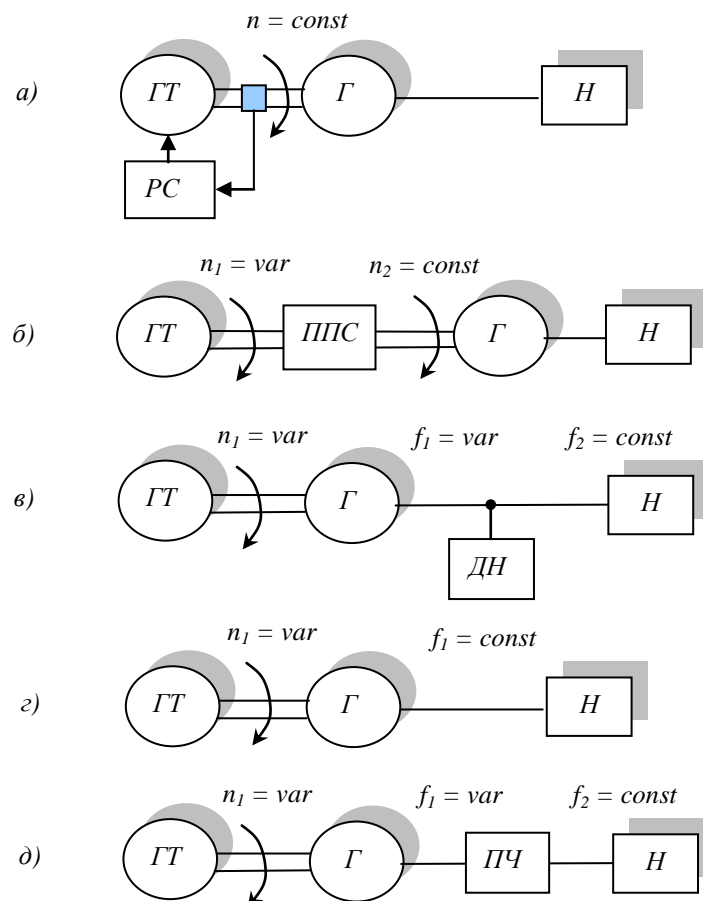


Рисунок 4.15 – Способы стабилизации параметров электроэнергии МГЭС: $ГТ$ – гидротурбина; $Г$ – генератор электроэнергии; $Н$ – нагрузка; $РС$ – регулятор скорости; $ППС$ – привод постоянной скорости; $ДН$ – дополнительная нагрузка; $ПЧ$ – преобразователь частоты

– поддержание стабильной частоты вращения гидротурбины путём установки между турбиной и генератором привода постоянной скорости (рисунок 4.15, б);

– поддержание стабильной частоты тока и напряжения путём размещения между генератором и нагрузкой дополнительной регулируемой нагрузкой (рисунок 4.15, в)

– поддержание стабильной частоты тока и напряжения с помощью специальных конструкций генераторов электроэнергии (рисунок 4.15, г);

– поддержание стабильной частоты тока и напряжения с использованием статических преобразователей частоты (рисунок 4.15, д).

Кроме рассмотренных способов стабилизации генерируемой электроэнергии МГЭС, могут применяться их комбинации в различных сочетаниях. Первые два способа стабилизации параметров электроэнергии предполагают использование различных гидро- и электромеханических регуляторов. Реализация этих способов усложняет конструкцию и снижает показатели надёжности МГЭС. Третий способ также имеет недостаток и, прежде всего, по показателям КПД. Четвёртый и пятый способы, позволяют упростить механическую кон-

струкцию МГЭС, в том числе применить нерегулируемую гидротурбину, и значительно улучшить её эксплуатационно-технические характеристики.

Основная проблема при проектировании МГЭС заключается в оптимизации её структуры с целью получения наилучших значений эксплуатационно-технических характеристик. Важно то, что усложнение электрической части МГЭС приводит к упрощению гидротехнического оборудования.

В настоящее время широко применяется способ стабилизации напряжения МГЭС, включением на выходе генератора электроэнергии регулируемой балластной нагрузки. В качестве балластной нагрузки, как правило, применяется некоторая полезная нагрузка (электрообогреватели, осветительная нагрузка и т.п.). Поэтому данный способ стабилизации заключается в автоматическом перераспределении электрической мощности между потребителями, часть из которых допускает снижение величины напряжения источника питания или его отключение.

Достоинством данного способа является его хороший экономический эффект, заключающийся в возможности исключения механической системы стабилизации частоты вращения гидротурбины, а стабилизацию частоты тока осуществлять статическими полупроводниковыми стабилизаторами. Стоимость автоматической балластной нагрузки составляет около 20 % от стоимости механического регулятора гидротурбины.

Применение силовых электронных приборов в составе автоматической балластной нагрузки повышает быстродействие системы стабилизации и защиты от аварийных режимов работы.

Важно, что рассмотренный способ и устройства стабилизации хорошо сочетаются с регулированием выходных параметров бесконтактных генераторов: асинхронных генераторов с емкостным возбуждением (АГ) и синхронных генераторов с постоянными магнитами (СГПМ).

Ещё один простой способ стабилизации параметров генераторов МГЭС заключающийся в отключении части нагрузки при уменьшении энергии, подводимой к гидротурбине. На рисунке 4.16 приведена функциональная схема МГЭС с дискретным балластом. При изменении величины и характера полезной нагрузки H система управления $СУ$ направляет управляющие сигналы на тиристорные ключи $K1 - K3$, которые подключают одну или несколько ступеней балластной нагрузки $БН1 - БН3$. Коммутация тиристорных ключей осуществляется естественным образом. В результате изменяется тормозной момент генератора электроэнергии и происходит компенсация отклонения момента турбины, и частота вращения вала n стабилизируется.

Недостатком рассмотренной схемы является необходимость использования большого числа управляемых полупроводниковых приборов, что усложняет систему управления и понижает надёжность её работы соответственно.

Функциональная схема МГЭС с фазовым управлением (рисунок 4.17) имеет лучшие показатели надёжности, но относительно низкие показатели качества электроэнергии (искажается форма фазных токов и напряжений).

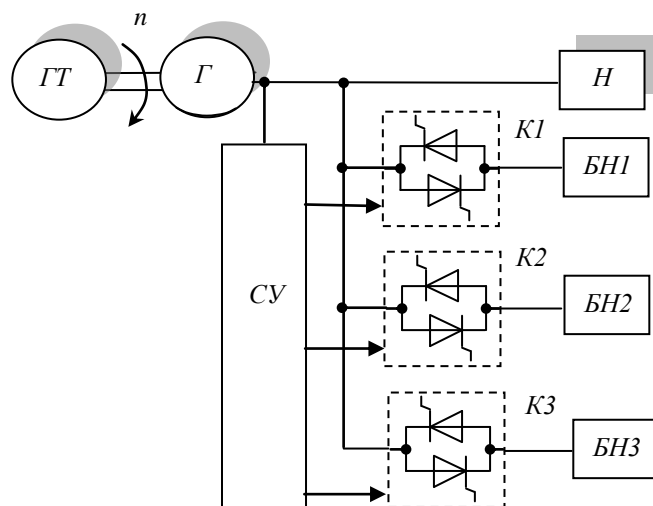


Рисунок 4.16 – Функциональная схема МкГЭС с дискретным балластом

Для стабилизации частоты переменного тока МГЭС необходимо так изменять мощность основной нагрузки, чтобы частота вращения вала оставалась неизменной при колебаниях полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды. Регулировать величину балластной нагрузки в этом случае целесообразно по отклонению частоты переменного тока от номинального значения. при изменении энергии рабочего потока воды, поступающего на турбину, с помощью частотно-регулируемого балласта невозможно добиться стабилизации величины выходного напряжения генератора. Для этого необходим дополнительный канал регулирования напряжения генератора, который разрабатывается в зависимости от типа генератора, условий его работы и требований к точности стабилизации.

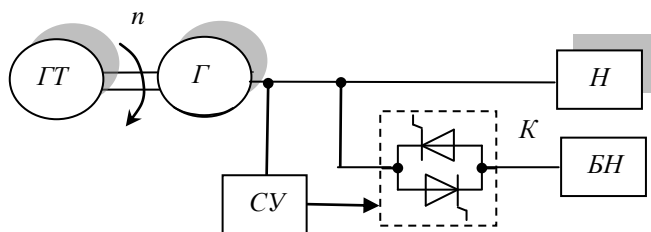


Рисунок 4.17 – Функциональная схема МГЭС с фазовым управлением

Когда напор и расход воды гидротурбины не меняется, что характерно для МГЭС рукавного типа, то для стабилизации достаточно стабилизировать мощность, потребляемую основной нагрузкой. Регулирование балласта здесь целесообразно осуществлять по мощности основной нагрузки, по активной составляющей тока генератора, а также по полному току, если характер нагрузки генератора изменяется в небольших пределах. Благодаря постоянству и равенству мощности, потребляемой нагрузкой, и мощности, развиваемой гидротур-

биной, МГЭС работает в статическом режиме, который легко может быть оптимизирован по энергетическим показателям.

Кроме того, стабилизация напряжения МГЭС по нагрузке позволяет компенсировать несимметрию нагрузки генератора. На рисунке 4.18 приведена функциональная схема МГЭС с управлением по току нагрузки.

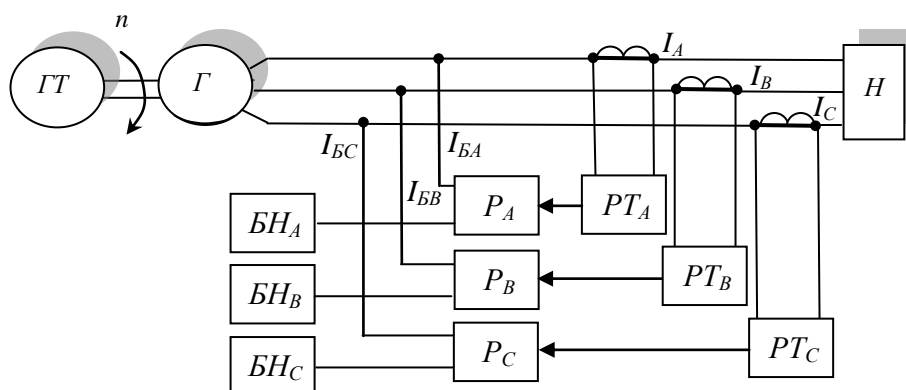


Рисунок 4.18 – Функциональная схема МГЭС с управлением

Фазные токи нагрузки (I_A , I_B , I_C) измеряются регуляторами тока PT_A , PT_B , PT_C и, если они отличаются от номинальных значений, то токи балластной нагрузки (I_{BA} , I_{BB} , I_{BC}) изменяются таким образом, чтобы ток каждой фазы генератора оставался неизменным.

Постоянные значения общей нагрузки и частоты вращения вала генератора определяет стабильность его выходного напряжения, что позволяет упростить схему системы стабилизации за счёт исключения канала регулирования напряжения. В этом случае конструкция МГЭС на базе бесконтактных генераторов существенно упрощается.

Система регулирования балластной нагрузки по нагрузочному току обеспечивает высокое качество выходного напряжения в переходных режимах, вызванных коммутацией в цепи нагрузки. Однако, статическая устойчивость системы управления существенно зависит от системы регулирования возбуждения генератора.

Создание комбинированных систем стабилизации параметров генерируемой электроэнергии в которой объединены токовый и частотный способы регулирования мощности, рассеиваемой на балластных нагрузках, улучшает регулировочные характеристики системы при нестабильных параметрах энергоносителя, несимметричных режимах работы нагрузки и в тяжёлых пусковых режимах. Однако, система стабилизации параметров выходного напряжения генератора значительно усложняется.

Для повышения эффективности МГЭС необходимо их объединение в автономную систему электроснабжения, включающую несколько станций, работающих параллельно, что позволяет повторно использовать энергию водяного потока, а увеличение числа потребителей выравнивает график нагрузки электрической системы.

Важно то, что условия включения и устройства, обеспечивающие параллельную работу АГ и СГПМ значительно проще.

При объединении нескольких МГЭС в автономную систему возникает дополнительная проблема равномерной загрузки гидротурбин, работающих на общую нагрузку. На крупных ГЭС нагрузку между агрегатами обычно распределяют с помощью регулирования мощности приводных двигателей. В МГЭС с нерегулируемыми турбинами стабилизировать рабочий режим энергосистемы возможно только со стороны нагрузки. Здесь широкие перспективы раскрываются перед непосредственными преобразователями частоты (НПЧ), которые могут выполнять функцию двух стабилизаторов: напряжения и частоты тока.

Разработка универсальной конструкции МГЭС, способной работать как в автономном режиме, так и в составе автономных систем, даёт несомненные преимущества для более гибкого выбора возможного варианта системы электроснабжения с учётом рельефа местности, типа и характера нагрузок, требований к качеству электроэнергии и т. п.

Глава 5

СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

5.1 Расчёт потенциала солнечной энергетики

Известно, что сегодня одно из перспективных направлений, позволяющее эффективно решать вопросы энергосбережения, является внедрение возобновляемых источников энергии. Несмотря на то, что в настоящее время солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС) имеют основной недостаток, связанный с высокой их стоимостью перспективы применения их в автономных системах электроснабжения (АСЭ) очевидны при использовании их в составе комбинированных (гибридных) системах. В таких системах могут применяться и другие виды возобновляемых и традиционных источников, и которые кроме электроэнергии, вырабатывают тепловую энергию.

С экономической точки зрения, собственнику СФЭС выгодно в настоящее время продавать электроэнергию энергосистеме в дневное время, и покупать её у энергетической компании в ночные часы (из-за заниженных ночных тарифов).

Важные факты глобального масштаба.

1. Известно, что 1 кг кремния, применяемого в солнечных батареях (СБ) вырабатывает за 30 лет около 300 МВт·ч электроэнергии. Если подсчитать нефтяной эквивалент кремния равный 300 МВт·ч с учетом теплоты сгорания нефти 43,7 МДж/кг, то получится 25 т нефти на 1 кг кремния. Если принять КПД тепловых электростанций, работающей на мазуте, 33%, то 1 кг кремния по вырабатываемой электроэнергии эквивалентен примерно 75 тоннам нефти.

2. Срок службы СФЭС по основной компоненте – кремнию может быть увеличен до 50 и более. Для этого потребуется исключить из технологии герметизации полимерные материалы. Единственным ограничением может явиться необходимость их замены на более эффективные. КПД 25 – 30 % будет достигнут в производстве в ближайшие 10 лет. В случае замены солнечных элементов кремний может быть использован повторно и количество циклов его использования не имеет ограничений во времени.

Для оценки солнечной энергии целесообразно рассмотреть основные аналитические выражения для расчёта мощности и энергии получаемые от солнечной радиации.

Если бы не было атмосферы, то энергию, поступающую на определённую площадь Земли, расположенную под любым углом β к её поверхности в любой точке и в любой момент дня, легко можно было бы посчитать, поскольку вращение Земли вокруг своей оси и вокруг Солнца детерминировано. Однако наличие

атмосферы усложняет расчет. Даже при ясном небе часть солнечного излучения поглощается и рассеивается ею. До Земли доходит в основном излучение в интервале длин волн 0,29–2,5 мкм, и то частично ослабленное и с несколько измененным спектром.

Поэтому на специально оборудованных метеостанциях непрерывно измеряют интенсивность суммарного (прямого плюс рассеянного) излучения на горизонтальную поверхность. Одновременно измеряют интенсивность прямого солнечного излучения.

Ослабление лучей при ясном небе характеризуется так называемой атмосферной массой M , под которой понимается условная длина пути излучения в атмосфере с учетом ее состояния. Длина пути по вертикали (зенитный угол $\theta = 0$), отсчитываемая от уровня моря, принимается равной единице, $M = 1$. Для других значений зенитного угла

$$M \cong \frac{2}{\cos \theta + \sqrt{\cos^2 \theta + 0,06}} \cong \frac{1}{\cos \theta}, \quad (5.1)$$

при этом, второе выражение справедливо лишь до $\theta = 70^\circ$ (т. е. $M = 3$), поскольку при больших значениях существенным становится влияние кривизны поверхности Земли и, соответственно, верхней границы атмосферы.

С учётом, что атмосфера однородна и интенсивность I_M , падающего на Землю прямого излучения перпендикулярно солнечным лучам при $M = 1$ равна 1000 Вт/м^2

$$I_M = 1000 \left(\frac{1000}{1356} \right)^{M-1}. \quad (5.2)$$

Кривая 1 на рисунке 5.1 косвенно показывает влияние атмосферной массы на интенсивность излучения, доходящего до поверхности Земли в окрестностях Краснодара. 15 июня высота стояния Солнца в полдень в Краснодаре равна $44,955^\circ$ ($\theta = 45,045^\circ$), следовательно, $M = 1,375$ (формула (1)). Расчет по формуле (5.2) дает $I_M = 892 \text{ Вт/м}^2$, что неплохо совпадает с опытным значением (850 Вт/м^2) в солнечный полдень на рисунок 5.1, а.

Не сложно посчитать и интенсивность прямого солнечного излучения в ясный день, падающего на площадку, наклоненную под любым углом β к горизонту

$$I_\beta = I_M \cdot \cos \xi, \quad (5.3)$$

где ξ – угол между направлением на Солнце и нормалью к наклонной поверхности. Как правило, поверхность приемника излучения ориентирована строго на юг, тогда

$$\cos \xi = \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta. \quad (5.4)$$

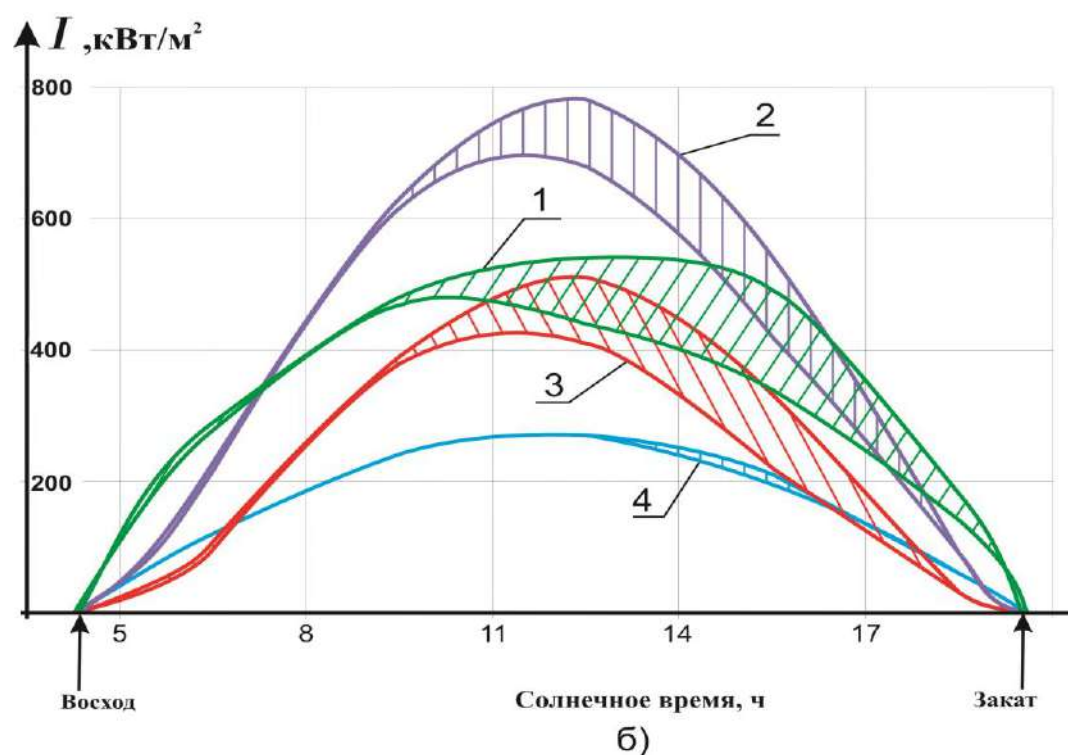
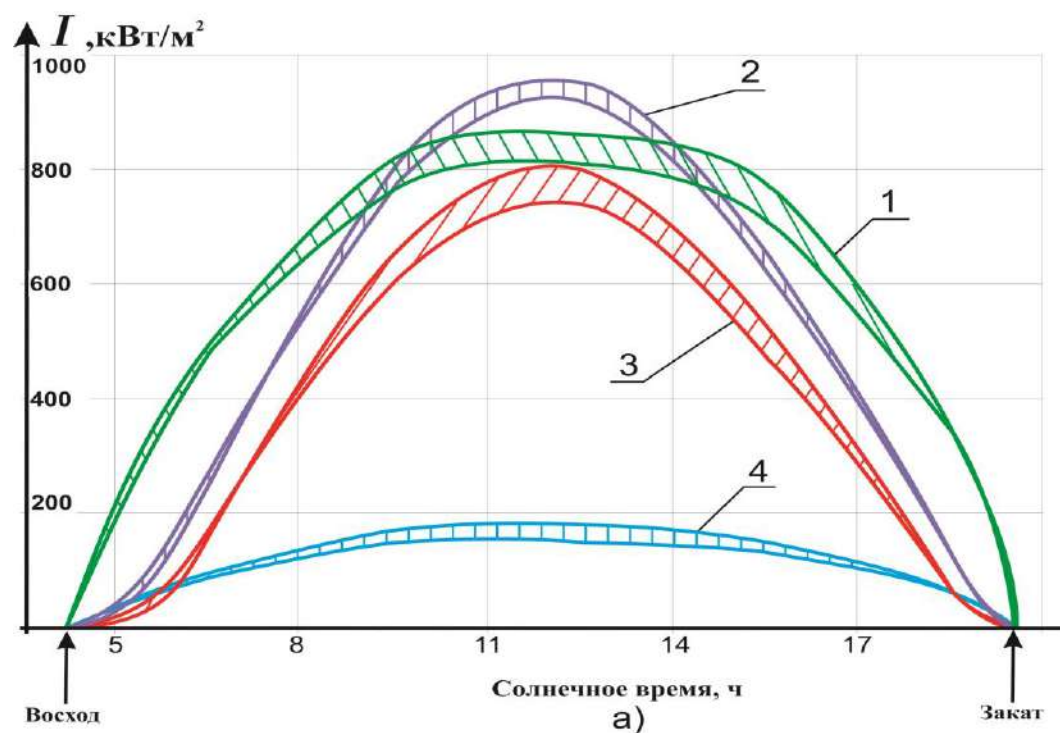


Рисунок 5.1 – Энергетическая освещенность солнечной радиацией при ясном небе (а) и при средней облачности (б) в июне. Средний арифметический показатель на примере городов Краснодар и Сочи: 1 – прямое излучение I_M на поверхность, перпендикулярную солнечным лучам; 2 – суммарное солнечное излучение I_{Σ}^{top} на горизонтальную поверхность; 3 – прямое излучение на горизонтальную поверхность $I_M \cdot \cos \theta$; 4 – рассеянное излучение на горизонтальную поверхность. Солнечное время восхода и заката указано на 15 июня

Кроме прямого излучения I_β на наклонную поверхность даже в ясный день падает рассеянное атмосферой излучение I_p , а также излучение, отраженное от поверхности земли, зданий, сооружений и т. д. $I_{отр}$. Если распределение рассеянного излучения по небосводу равномерное (яркость неба, за исключением Солнца, одинакова), его энергия, падающая на приемник, зависит только от того, какую часть небосвода он «видит»

$$I_p = I_d(1 + \cos\beta)/2. \quad (5.5)$$

В (5.5) I_d – интенсивность рассеянного излучения на горизонтальную поверхность.

Отраженное от земли излучение, падающее на наклонную поверхность, в предположении равномерного отражения по всем направлениям, зависит от того, под каким углом «видит» землю этот приемник.

$$I_{отр} = \rho(I_{гор} + I_d)(1 - \cos\beta)/2 = \rho I_\Sigma^{гор}(1 - \cos\beta)/2, \quad (5.6)$$

где $I_\Sigma^{гор} = I_{гор} + I_d$, а $I_{гор} = I_M \cdot \cos\theta$. Здесь ρ – коэффициент отражения земной поверхности (альбедо), зависящий от многих факторов и изменяющийся, к примеру, на Урале в диапазоне от 0,2 (летом) до 0,8 (зимой, при наличии снежного покрова).

Таким образом, суммарная интенсивность излучения на наклонную поверхность при ясном небе выражается формулой:

$$I = I_M \cdot \cos\xi + I_d(1 + \cos\beta)/2 + \rho I_\Sigma^{гор}(1 - \cos\beta)/2. \quad (5.7)$$

Самым сложным является учет состояния неба, в частности облачности. Надежно предсказать его на каждый день в абсолютном большинстве случаев невозможно. Поэтому в расчетах используются статистические данные, полученные на метеостанциях за длительный (десяtkи лет) период наблюдений при средней за этот период облачности в данный отрезок времени. В справочниках приводятся так называемые среднемесячные суточные характеристики, полагающие, что в каждый день данного месяца распределение интенсивности I излучения по времени одинаково. Суммарная энергия E , приходящаяся на единицу поверхности за каждые сутки получается одинаковой, поэтому месячная энергия получается умножением суточной энергии на число суток в данном месяце. При этом обычно указывают среднеквадратичное отклонение величин от их среднего значения, чтобы можно было оценить вероятную ошибку при их использовании для конкретных временных условий.

Принято считать, что для подсчета интенсивности излучения на приёмник в этом случае также можно пользоваться уравнением (5.7), заменяя в нем мгновенные значения средними для данного момента времени, взятыми из справочника. При этом надо иметь в виду, что время восхода и захода Солнца для наклонной поверхности не совпадает с таковым для горизонтальной, т. е. с действительным временем восхода и захода. Т.е. если представить вертикаль-

ный ($\beta = 90^\circ$) приёмник, обращенный строго на юг. Летом в северных широтах Солнце восходит на северо-востоке, а заходит на северо-западе. Понятно, что с момента прохождения Солнцем плоскости приемника при его заходе солнечные лучи уже не будут падать на лицевую сторону приемника, т. е. для него Солнце «зашло», хотя оно все еще освещает горизонтальную поверхность и даже тыльную сторону приемника.

Для приёмника, ориентированного на юг, время восхода и захода определяется при $\xi = 90^\circ$ ($\cos \xi = 0$), т. е. $\cos \omega_c = \pm \operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg}(\varphi - \beta)$ (отсчитываемое от полудня время восхода и захода по абсолютной величине одинаково):

$$\Delta \tau_c = \left| \frac{12}{180^\circ} \operatorname{arc}^\circ \cos(-\operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg}[\varphi - \beta]) \right|. \quad (5.8)$$

Часто приёмник устанавливают под углом по отношению к горизонту, равным широте местности ($\varphi = \beta$). В этом случае $\Delta \tau_c = 6$ ч, т. е. Солнце начинает освещать прямыми лучами лицевую поверхность приемника за 6 ч до полудня и прекращает освещать через 6 ч после полудня (соответственно, в 6 и 18 часов по солнечному времени).

Обычно представляет интерес не изменение интенсивности излучения I на приемник, а общее количество энергии E , которое он получает за сутки, МДж/(м²сут).

$$E = \int I d\tau = \int I_M \cos \xi d\tau + \int \frac{I_D(1 + \cos \beta)}{2} d\tau + \int \frac{\rho I_\Sigma^{\text{гор}}(1 - \cos \beta)}{2} d\tau. \quad (5.9)$$

Первый интеграл в правой части уравнения в общем случае берется от времени восхода Солнца до времени его захода для данного угла β установки приемника при подстановке $\cos \xi$, из уравнения (5.7) и I_M из рисунка 5.1. Второй и третий интегрируются от времени астрономического восхода до астрономического захода, поскольку рассеянное и отраженное излучения считаются равномерными. В этих же пределах берется и первый интеграл при $\beta = 0$ (горизонтальная поверхность).

В справочниках приведены величины прямой, рассеянной и суммарной (прямая плюс рассеянная) радиации за сутки и за месяц на единицу горизонтальной поверхности при средних условиях облачности, полученные численным интегрированием опытных данных, пример которых приведен на рисунке 5.1, б.

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{гор}} &= \int I_{\text{гор}} d\tau = \int I_M \cos \theta d\tau \\ E_\Sigma^{\text{гор}} &= \int (I_{\text{гор}} + I_D) d\tau \\ E_D &= \int I_D d\tau \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

Интегрирование во всех случаях ведется от астрономического времени восхода до захода Солнца. Приведены там и коэффициенты отражения ρ от дефательной поверхности. В качестве примера в таблице 5.1 представлены эти величины для районов г. Краснодара.

Имея, рассмотренные данные, нетрудно посчитать 2-й и 3-й члены уравнения (5.9), умножив, соответственно, E_d на $(1+\cos\beta)/2$ и $E_\Sigma^{\text{гор}}$ на $\rho(1-\cos\beta)/2$, поскольку угол β не зависит от времени и содержащие этот угол члены можно вынести за знак интеграла. С первым интегралом (а он часто оказывается самым значимым) дело обстоит сложнее. В нем и интенсивность прямого излучения I_m , падающего на приемник, и угол его падения ξ , зависят от времени суток. Это видно из рисунка 5.1, б, например, относительно I_m и из формулы (5.7) относительно $\cos\xi$. К тому же и пределы интегрирования зависят от величины угла β , пусть расчет их и не представляет сложности.

Таблица 5.1 – Среднемесячные величины прямого $E_{\text{гор}}$, рассеянного E_d и суммарного $E_\Sigma^{\text{гор}}$ излучений на горизонтальную поверхность за сутки, МДж/(м²сут), и среднемесячный коэффициент отражения ρ

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$E_\Sigma^{\text{гор}}$	7,74	12,68	18,08	22,92	27,17	29,70	27,24	23,50	19,42	13,94	9,12	6,70
$E_{\text{гор}}$	5,42	9,32	13,66	17,55	20,64	22,46	20,24	17,54	14,74	10,53	6,93	4,88
E_d	2,32	3,36	4,42	5,37	6,53	7,24	7	5,96	4,68	3,41	2,19	1,82
ρ	0,32	0,26	0,19	0,16	0,18	0,18	0,18	0,17	0,18	0,17	0,18	0,28

С учетом (5.9) уравнение (5.10) общее количество энергии

$$E = \int_{\tau_{\text{восх}}}^{\tau_{\text{зах}}} I_m \cos\xi d\tau + E_d \frac{1+\cos\beta}{2} + \rho E_\Sigma^{\text{гор}} \frac{1-\cos\beta}{2}. \quad (5.11)$$

Выше уже говорилось, что при отсутствии атмосферы этот интеграл берется аналитически. Аналитическое решение возможно и при однородной атмосфере (без облаков) с использованием уравнений (5.1), (5.2) и (5.7) (последнее только для поверхности, ориентированной на юг).

При сильном влиянии облачности, например, в условиях г. Краснодара (рисунок 5.1, б) наиболее надежным представляется численное интегрирование опытных среднемесячных зависимостей от времени суток прямого излучения I_m на перпендикулярную солнечным лучам поверхность (кривая 1 на рисунке 5.1, б), умноженных на $\cos\xi$ (для поверхности, ориентированной на юг по формуле (5.7)).

Для случаев, когда известно только суммарное суточное излучение на горизонтальную поверхность $E_\Sigma^{\text{гор}}$ диффузионную составляющую вычисляют используя коэффициент ясности $K_T = E_\Sigma^{\text{гор}}/E_0$, под которым понимается отношение среднемесячной дневной суммарной $E_\Sigma^{\text{гор}}$ (прямой плюс рассеянной) радиации, падающей на горизонтальную поверхность на земле (МДж/м²день), к радиации E_0 , которая упала бы за день на ту же поверхность при отсутствии атмосферы.

Интеграл от первого члена в скобке даст $\sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot (\tau_{\text{зах}} - \tau_{\text{восх}})$. Интеграл по времени τ от $\cos\omega d\tau$, учитывая, что $d\tau = 240 d\omega$ (τ подставляется в секундах,

поскольку I_0 измеряется в Вт/м^2 , т. е. $\text{Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$) даст $-240(\sin \omega_{\text{зах}} - \sin \omega_{\text{восх}})$. В результате получим

$$E_o = I_o \sin \delta \cdot \sin \varphi (\tau_{\text{зах}} - \tau_{\text{восх}}) - I_o \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot 240 (\sin \omega_{\text{зах}} - \sin \omega_{\text{восх}}). \quad (5.12)$$

При расчетах нужно иметь в виду, что $\tau_{\text{зах}} - \tau_{\text{восх}}$ равняется полной длительности светового дня в секундах, и углы ω подсчитываются тоже для полной длительности светового дня (т. е. для горизонтальной поверхности).

На этапе проектирования СФЭС должны в начале проводиться расчёты рассмотренные выше. Далее определив общую мощность потребителей электроэнергии, а также требования к качеству электроэнергии, в том числе бесперебойности электроснабжения, приступают к построению структурной схемы электроснабжения. В этой схеме должны быть предусмотрены основные и резервные источники энергии.

Оценив возможности местности по солнечной радиации в течение года необходимо осуществить выбор основного оборудования (СБ, инверторов, аккумуляторных батарей).

5.2 Особенности конструкции, работы и расчёта солнечных фотоэнергетических установок

Известно, что Солнце каждую секунду дает Земле более 80 тысяч миллиардов киловатт энергии, т. е. в несколько тысяч раз больше, чем все электростанции мира. При этом, валовый (теоретический) потенциал солнечной энергетики на территории России превышает ресурс ветровой энергетики почти в 2,5 раза, а малой гидроэнергетики более чем в 5000 раз.

Вследствие отсутствия многочисленных требуемых исходных данных для расчёта технического и экономического потенциала солнечной энергии, учёные принимают ряд допущений. Поэтому, результаты определения технического и экономического потенциала солнечной энергии следует квалифицировать как экспертную оценку, так как она является единственным методом, который используется в настоящее время.

Технический ресурс солнечной радиации при производстве электроэнергии находится умножением валового потенциала на 0,001 (принимаемая доля площади) и на 0,15 (КПД фотоэлектрических солнечных модулей) и переводится в размерность т у. т. из расчёта $0,34 \text{ кг у. т. / кВт} \cdot \text{ч}$.

Экономический ресурс солнечной радиации при производстве электроэнергии находится умножением годового потребления электроэнергии на 0,05% и переводится в размерность т у. т. умножением на коэффициент $0,34 \text{ кг у. т. / кВт} \cdot \text{ч}$.

Экономический ресурс солнечной энергетики в сравнении с другими ВИЭ куда более скромный. Так, он более чем в 3,5 раза меньше ветровой энергетики и примерно в 23 раза меньше малой гидроэнергетики.

Однако темпы развития солнечной энергетики предполагают в ближайшее время значительное улучшение её экономического потенциала, исходя из достигнутого уровня техники и современных экономических и хозяйственных условий.

В настоящее время метод фотоэлектрического преобразования в мире стал одним из приоритетных направлений получения солнечной электроэнергии. Это обусловлено тем, что он обеспечивает:

- максимальную экологическую чистоту преобразования энергии;
- возможность получения энергии практически в любом районе;
- значительный срок службы;
- малые затраты на обслуживание;
- независимость эффективности преобразования солнечной энергии от установленной мощности.

Важным обстоятельством является тот факт, что солнечные фотоэлектрические установки (СФЭУ) отличаются относительной простотой конструкции, низкой металлоёмкостью, могут работать с одинаковой эффективностью в любом диапазоне мощности и на любой географической широте. Трудности в практической реализации строительства СФЭУ обусловлены прежде всего высокой стоимостью фотопреобразователей (*10 – 12 тыс. руб/кВт*).

Конструктивно СФЭУ содержит (рисунок 5.2):

- солнечные батареи (СБ), содержащие фотоэлементы;
- инвертор (И), выполненный на полупроводниковых приборах, как правило, в своей конструкции, содержащий трансформатор;
- аккумуляторные батареи (АБ);
- систему управления и защиты (СУЗ).

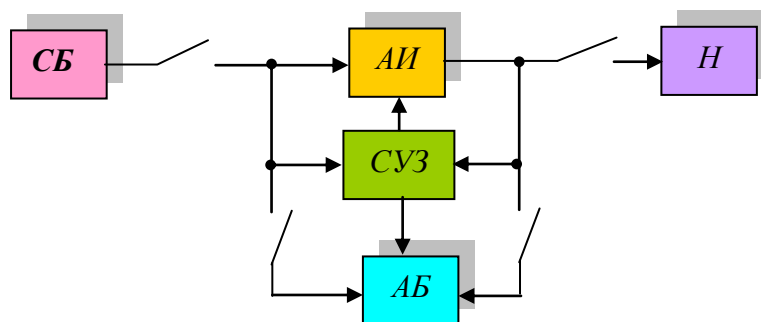


Рисунок 5.2 – Структурная схема СФЭУ с подключённой нагрузкой *Н*

Солнечные батареи *СБ* преобразуют энергию солнечного излучения в электрическую энергию постоянного тока. Инвертор преобразует напряжение постоянного тока в напряжение переменного тока, а его трансформатор осуществляет согласование напряжения солнечных батарей *СБ* с напряжением нагрузки *Н*. Аккумуляторные батареи являются резервным источником питания. Система управления и защиты *СУЗ* обеспечивает стабилизацию напряжения, переход питания нагрузки от резервного источника и защиту устройства от аварийных режимов работы.

Ток СФЭУ можно увеличить с помощью параллельного включения солнечных батарей (рисунок 5.3, а). Солнечные батареи должны иметь одинаковое количество элементов, обеспечивающих одинаковое напряжение. Вследствие разной освещённости солнечных элементов, показанных на рисунке 5.3, а, генерируемые ими напряжения будут немного отличаться друг от друга. Поэтому эффективно будет работать только один солнечный элемент. При включении солнечных элементов по схеме, показанной на рисунке 5.3, б, напряжения, генерируемые ими, более равномерно распределяются по солнечной батарее. Вследствие этого частичное затенение элементов не принесёт большого вреда для работы солнечной батареи.

Для увеличения напряжения СФЭУ необходимо включать последовательно элементы солнечных батарей. Напряжение в этом случае будет равно сумме напряжений на всех составляющих солнечных элементов. Ток, отдаваемый СФЭУ, будет ограничен током худшего элемента.

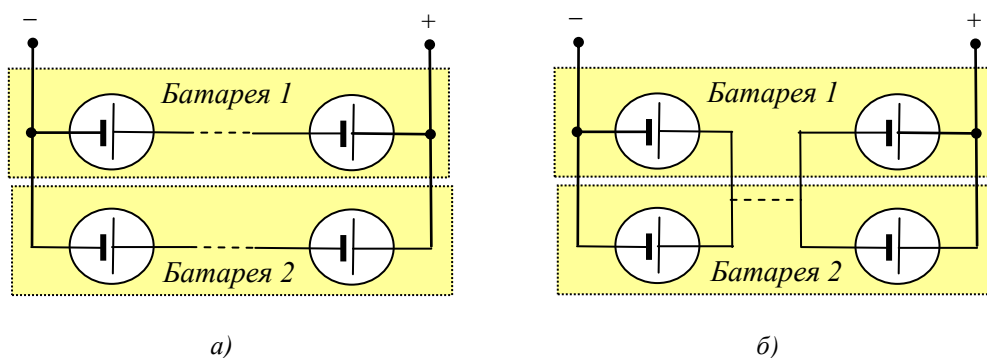


Рисунок 5.3 – Схемы включения элементов солнечных батарей

Для того, чтобы уменьшить влияние теневого эффекта на энергетические характеристики СБ последовательную цепь фотоэлектрических модулей с помощью обходных диодов делят на несколько участков (рисунок 5.4).

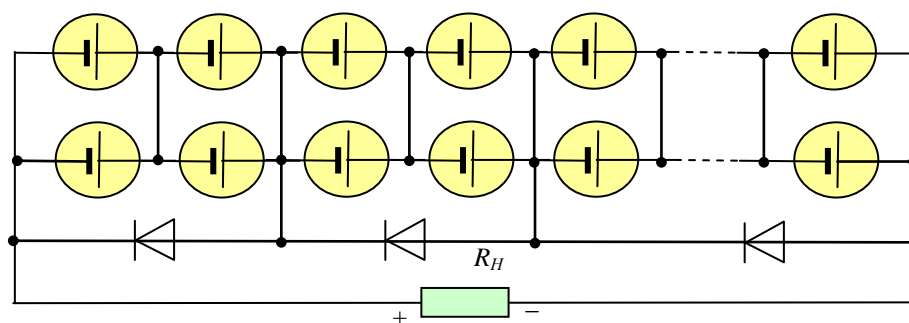


Рисунок 5.4 – Схема включения обходных диодов между солнечными элементами СБ

Для СФЭУ с большой площадью солнечных панелей, состоящих из множества последовательно-параллельных соединённых ячеек, необходимо учитывать теневого эффект, который возникает при частичном затемнении панели. Если ячейка в последовательной цепи полностью затемнена, то она из источни-

ка энергии превращается в потребителя. Из-за последовательной связи с освещёнными ячейками в цепи протекает ток, разогревающий затенённую ячейку мощностью потерь, выделяющейся на её внутреннем сопротивлении. Таким образом, происходит уменьшение электрической мощности СБ.

Известно, что генерируемая СБ мощность увеличивается при более низких температурах. Однако максимуму мощности при различных температурах соответствуют различные напряжения. Для устранения этого недостатка СФЭУ должна иметь стабилизатор напряжения.

Величина нагрузки СБ в значительной степени влияет на величину снимаемой с неё мощности. Рабочая точка фотоэлектрической панели может быть определена как точка пересечения её ВАХ с ВАХ нагрузки. Таким же образом может быть определена рабочая точка на пересечении энергетических характеристик фотопреобразователя и нагрузки. Из рисунок 5.5 видно, что максимальную мощность можно снять с СБ на нагрузке с сопротивлением R_2 .

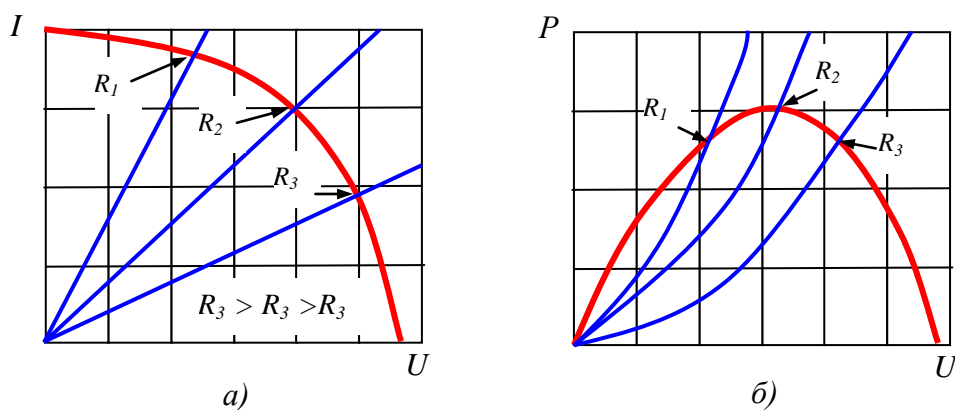


Рисунок 5.5 – ВАХ фотопреобразователя при различных сопротивлениях нагрузки (R_1 , R_2 , R_3)

Солнечные элементы на основе кремния имеют КПД 12–15 %. КПД лабораторных образцов в настоящее время достигает 23 %. Мировое производство солнечных элементов превышает 50 МВт в год и увеличивается ежегодно на 30 %.

Влияние интенсивности солнечного излучения на вид вольт-амперной характеристики (ВАХ) солнечной батареи (СБ) иллюстрируется кривыми приведёнными на рисунке 5.6, а.

При снижении интенсивности солнечного излучения ВАХ фотоэлемента сдвигается вниз, что определяет значительное снижение тока короткого замыкания. Напряжение холостого хода при этом уменьшается не значительно.

Угол падения солнечных лучей на поверхность оказывает влияние на интенсивность облучения фотоэлектрической СБ. Ток нагрузки, источником которого являются СБ, определяется по формуле

$$I_H = I_o c \cos \alpha , \quad (5.13)$$

где I_0 – максимальный ток панели, облучаемой перпендикулярно падающими световыми лучами; α – угол падения солнечных лучей, отложенный от нормали приёмной поверхности панели

Зависимость (5.13) даёт удовлетворительный результат для углов $\alpha = 0 - 50^\circ$. При увеличении угла α параметры фотопреобразовательного модуля заметно отклоняются от косинусоидальной зависимости и при $\alpha = 85^\circ$ фотоэлемент прекращает генерировать электроэнергию. КПД фотопреобразовательного модуля (элемента) мало зависит от интенсивности солнечного излучения в рабочем диапазоне. По рисунку 5.6, б видно, что в диапазоне изменения интенсивности солнечного излучения $800-1000 \text{ Вт/м}^2$ эффективность фотопреобразования меняется незначительно. Следовательно, мощность СБ в облачный день снижается по сравнению с солнечным только из-за меньшей солнечной энергии, падающей на приёмную поверхность фотопреобразователя. Обычно, при небольшой облачности, СБ может выдавать до 80 % своей максимальной мощности. В пасмурную погоду эта величина снижается до 30 %.

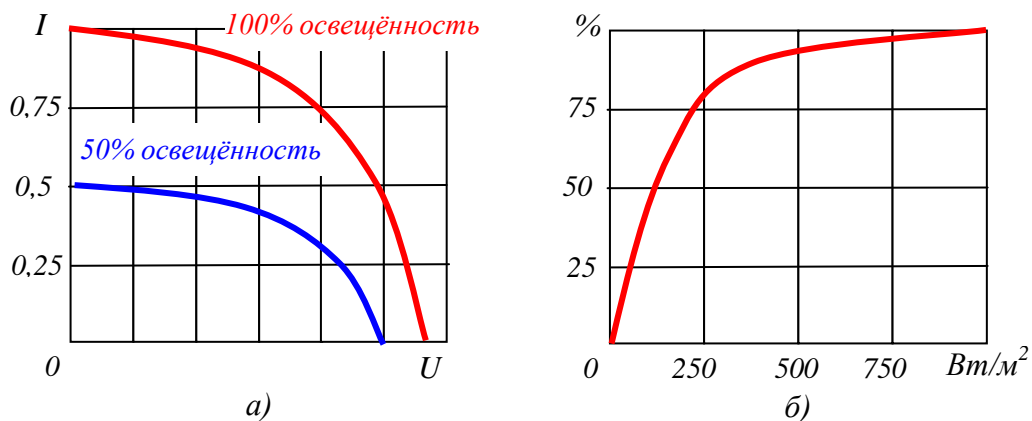


Рисунок 5.6 – ВАХ фотоэлемента (а) и зависимость эффективности фотопреобразования (б) от интенсивности солнечного излучения

Основными недостатками солнечных фотоэлектрических станций (СФЭС) являются:

- высокая стоимость фотоэлементов, преобразующих солнечную радиацию в электроэнергию постоянного тока;
- применение инверторов, осуществляющих преобразование электроэнергии постоянного тока в электроэнергию переменного тока, понижают их КПД;
- наличие аккумуляторных батарей, применяющих в качестве резервных источников, и обеспечивающих бесперебойное электроснабжение потребителей, значительно повышает стоимость солнечной электростанции.

Эти недостатки приводят к тому, что в настоящее время стоимость электроэнергии, вырабатываемую с помощью СФЭС, превышает в несколько раз стоимость электроэнергии, вырабатываемую от традиционных источников электроэнергии.

Солнечные электростанции могут быть использованы как для решения локальных энергетических задач, так и глобальных проблем энергетики. При КПД СФЭС 12 % все современное потребление электроэнергии в России может быть получено от этих станций площадью около 4000 км^2 .

Наиболее практическое применение в мире получили гибридные (комбинированные) солнечно-топливные электростанции с параметрами: КПД около 14 %, температура пара 371°C , давление пара 100 бар, стоимость вырабатываемой электроэнергии 0,08–0,12 дол/кВт ч.

Поскольку удельная стоимость солнечной электростанции не зависит от ее размеров и мощности, в ряде случаев целесообразно модульное размещение СФЭС на крыше сельского дома, коттеджа, фермы. Собственник СФЭС будет продавать электроэнергию энергосистеме в дневное время, и покупать ее у энергетической компании по другому счетчику в ночные часы. Преимуществом такого использования, помимо политики поощрения малых и независимых производителей энергии, является экономия на опорных конструкциях и площади земли, а также совмещение функции крыши и источника энергии.

В связи с высокой надежностью срок службы СФЭС по основной компоненте – кремнию и солнечным элементам может быть увеличен до 50–100 лет. Для этого потребуется исключить из технологии герметизации полимерные материалы. Единственным ограничением может явиться необходимость их замены на более эффективные. КПД 25 – 30 % будет достигнут в производстве в ближайшие 10 лет. В случае замены солнечных элементов кремний может быть использован повторно и количество циклов его использования не имеет ограничений во времени.

Исходными данными для определения экономической эффективности использования СФЭС являются:

- среднемесячная дневная энергетическая освещенность E (кВт/м²);
- средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{\text{ГОД}}$ (кВт ч/м²);
- среднемесячные суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность $E_{\text{МЕС}}$ (кВт ч/м²).

Технически приемлемый уровень солнечной радиации в настоящее время может быть определен из выражения

$$E \geq 0,2 \text{ кВт} / \text{м}^2. \quad (5.14)$$

Средняя удельная стоимость фотоэлектрических модулей в настоящее время составляет 100–150 руб/Вт.

Для производства электрической энергии переменного тока, кроме собственного фотоэлектрического преобразователя, необходим автономный инвертор (АИ), аккумуляторные батареи (АБ) и коммутационная аппаратура, согласующие устройства и др. Удельная стоимость полнокомплектной СФЭС соответственно возрастает до $C_{\text{уд}} = 200000 - 250000 \text{ руб/кВт}$.

Полная стоимость СФЭС определяется по формуле

$$C_{\text{СФЭС}} = C_{\text{уд}} P_{\text{СФЭС}}, \quad (5.15)$$

где $P_{\text{СФЭС}}$ – мощность СФЭС, кВт .

К капитальным затратам на СФЭС следует также отнести стоимость проектных $C_{\text{ПР}}$ и строительных $C_{\text{СТР}}$ работ по определению местоположения и установки станции.

Для определения требуемой мощности СБ необходимо использовать данные не о полной установленной мощности потребителей электроэнергии, а о среднесуточном потреблении электроэнергии W .

Эксплуатация автономных СФЭС в режиме многолетней непрерывной работы предполагает отсутствие периодической подзарядки АБ от внешней сети. В этом случае СБ при минимуме её пиковой мощности должна полностью обеспечить электроэнергией автономный объект.

Для определения мощности СФЭС необходимо рассчитать общее количество электроэнергии, которое может выработать один солнечный модуль за расчётный промежуток времени. Для расчёта необходимо значение солнечной радиации, которое берётся за период работы станции, когда солнечная радиация минимальная $E_{\text{МЕС}}$. В случае круглогодичного использования, как правило, это за декабрь.

Определив значение солнечной радиации за интересующийся период и разделив его на 1000, получается так называемое количество пикочасов, т.е., условное время, в течение которого солнце светит как бы с интенсивностью 1000 Вт/м^2 . Солнечный модуль мощностью P_M в течение выбранного периода вырабатывает количество энергии

$$W_M = \frac{k P_M E}{1000}, \text{ кВт}, \quad (5.16)$$

где E – значение инсоляции за выбранный период, кВт ч/м^2 ; k – коэффициент, учитывающий поправку на потерю мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей на поверхность модулей в течение дня.

Величина $k = 0,5$ летом и $k = 0,7$ в зимний период. Разница в его значении зимой и летом обусловлена меньшим нагревом элементов в зимний период эксплуатации СФЭС.

Полная мощность СФЭС определяется по формуле

$$P_{\text{СФЭС}} = \frac{30 P_M W}{W_M}, \text{ кВт}, \quad (5.17)$$

где W – среднесуточное потребление электроэнергии потребителями, кВт ч .

Критерием для определения рационального режима работы СФЭС (круглогодичный или сезонный) могут служить данные о суммарной радиации на поверхности Земли

$$k_{РАД} = \frac{E_{ГОД}}{E_{МЕС}}. \quad (5.18)$$

При значениях $k > 50$ возможно только сезонное применение СФЭС.

В эксплуатационные расходы СФЭС входят затраты на обслуживание $C_{ЭК}$ и ремонт $C_{РЕМ}$

$$C_{РЕМ} = K_{РЕМ} P_H (C_{СФЭС} + C_{СТР}), \quad (5.19)$$

где $K_{РЕМ}$ – коэффициент затрат на ремонт.

5.3 Новые функциональные решения автономных инверторов

Перспективным является направление применения в составе статических преобразователей электроэнергии трансформаторов с вращающимся магнитным полем (ТВМП). Важным преимуществом конструкции ТВМП является то, что они позволяют из однофазного напряжения переменного тока получать многофазную симметричную систему напряжений. А это приведёт к исключению трёхфазных статических преобразователей и применению однофазных, а трёхфазную систему напряжений получать с помощью однофазно-трёхфазных ТВМП. Уменьшение в составе автономных инверторов силовых полупроводниковых приборов позволяет упростить силовую схему и систему управления и повысить показатели надёжности и КПД автономных инверторов СФЭУ. Значительно повышается эффект от использования ТВМП для обеспечения параллельной работы автономных инверторов СФЭС.

На рисунке 5.7 приведена функциональная схема устройства для обеспечения параллельной работы АИ, выполненная на ТВМП.

Система управления СУ обеспечивает параллельную работу инверторов АИ1 и АИ2 и стабилизацию напряжения на нагрузке за счёт изменения длительности импульсов управления (изменения длительности паузы в работе силовых ключей).

Основным недостатком рассмотренной схемы является то, что ТВМП выполнены с использованием фазосдвигающих конденсаторов, обеспечивающих сдвиг токов в первичных обмотках, при несимметричных режимах в нагрузке может значительно искажаться форма вращающегося магнитного поля (круговое искажается в эллиптическое), что приводит к усилению несимметричного режима.

Чтобы форма вращающегося магнитного поля не искажалась, разработана функциональная схема преобразователя напряжения постоянного тока в переменный ток на двух автономных инверторах, питающих от одного источника напряжения постоянного тока, приведённая на рисунке 5.8.

Преобразователь работает следующим образом. Напряжение источника питания постоянного тока $U_{ВХ}$ (рисунок 5.8) прикладывается к входным выводам 1 и 2. При переменной работе транзисторов $VT1$ и $VT2$, а также $VT3$ и $VT4$, в

первичных обмотках ТВМП W_{11} , W_{12} протекают переменные токи, вызывающие действие двух переменных магнитных потоков. В магнитопроводе эти потоки суммируются, создавая суммарный поток Φ_{Σ} , который образует круговое вращающееся магнитное поле и вызывает действие ЭДС во вторичных обмотках W_{21} , W_{22} , W_{23} .

При дестабилизирующих факторах на выходных выводах АИ (А, В, С) система управления СУ обеспечивает стабилизацию выходного напряжения за счёт изменения времени открытого состояния транзисторов $VT1$ и $VT2$, а также $VT3$ и $VT4$. Фазосдвигающее устройство ФСУ постоянно обеспечивает угол сдвига фаз между выходными напряжениями первого и второго инверторов на 90° , за счёт чего не происходит искажение формы магнитного поля.

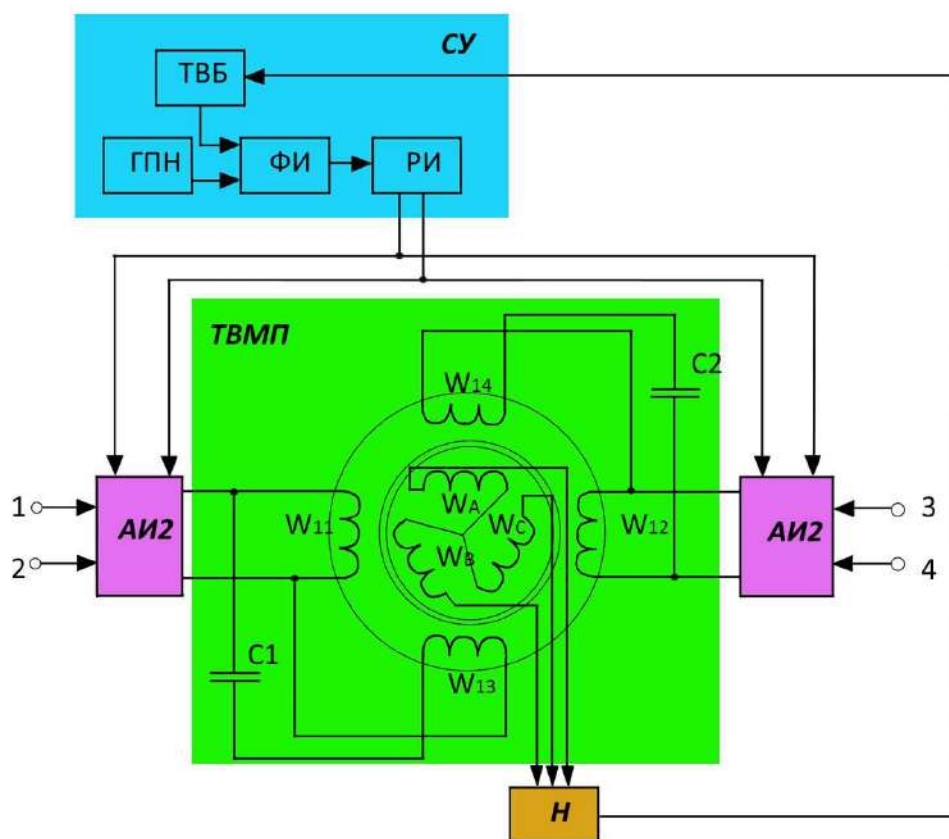


Рисунок 5.7 – Функциональная схема устройства параллельной работы автономных инверторов АИ1 и АИ2, выполненная с использованием ТВМП: СУ – система управления, содержащая трансформаторно-выпрямительный блок ТВБ, генератор пилообразного напряжения ГПН, формирователь импульсов ФИ, распределитель импульсов РИ; Н – нагрузка; 1, 2 и 3, 4 – выводы для подключения источника напряжения постоянного тока

В настоящее время разработаны АИ мощностью от сотен ватт до сотен киловатт. Как известно, при частоте тока 50 Гц в зависимости от мощности от 60 до 80 % массы приходится на трансформаторы, при этом их удельная масса превышает 8 кг/кВт . КПД автономных инверторов находится в пределах 0,7–

0,8. Один из способов улучшения ЭТХ АИ является применение в структуре инверторов звена с повышенной частотой тока.

На рисунке 5.9 приведена функциональная схема АИ на реверсивном выпрямителе. Надёжность работы АИ на реверсивном выпрямителе повышается за счёт применения в трансформаторе Т первичной обмотки со средней точкой за счёт уменьшения количества силовых электронных ключей.

АИ на реверсивном выпрямителе работает следующим образом. Напряжение постоянного тока от источника прикладывается к входу автономного инвертора АИ, на выходе которого формируется напряжение переменного тока повышенной частоты. В трансформаторе напряжение преобразуется до требуемого уровня, необходимого для нагрузки. На выходе реверсивного выпрямителя *PB* из участков высокочастотного напряжения формируется низкочастотный сигнал, фильтр Φ обеспечивает требуемое качество выходного напряжения синусоидального тока.

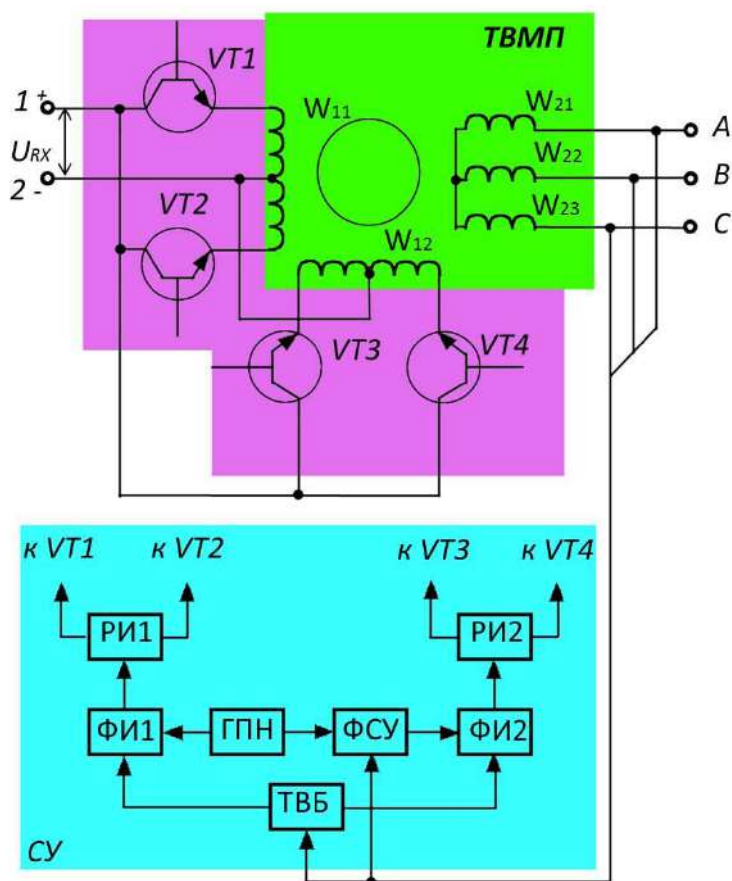


Рисунок 5.8 – Функциональная схема автономного инвертора на ТВМП: система управления СУ содержит трансформаторно-выпрямительный блок ТВБ, генератор пилообразного напряжения ГПН, фазосдвигающее устройство ФСУ, формирователи импульсов ФИ1 и ФИ2, распределители импульсов РИ1 и РИ2

Стабилизация напряжения осуществляется за счет изменения времени открытого состояния транзисторов *VT1* и *VT2* инвертора.

Если использовать вместо тиристоров в реверсивном выпрямителе транзисторы, то также улучшатся показатели надёжности АИ.

Применение в составе АИ промежуточного высокочастотного преобразования и силовых транзисторов позволяет значительно уменьшить их массу. Так для АИ мощностью от 10 до 20 кВт и при промежуточной частоте преобразования, находящейся в пределах 16–20 кГц, их удельная масса составляет 0,1–0,2 кг/кВт.

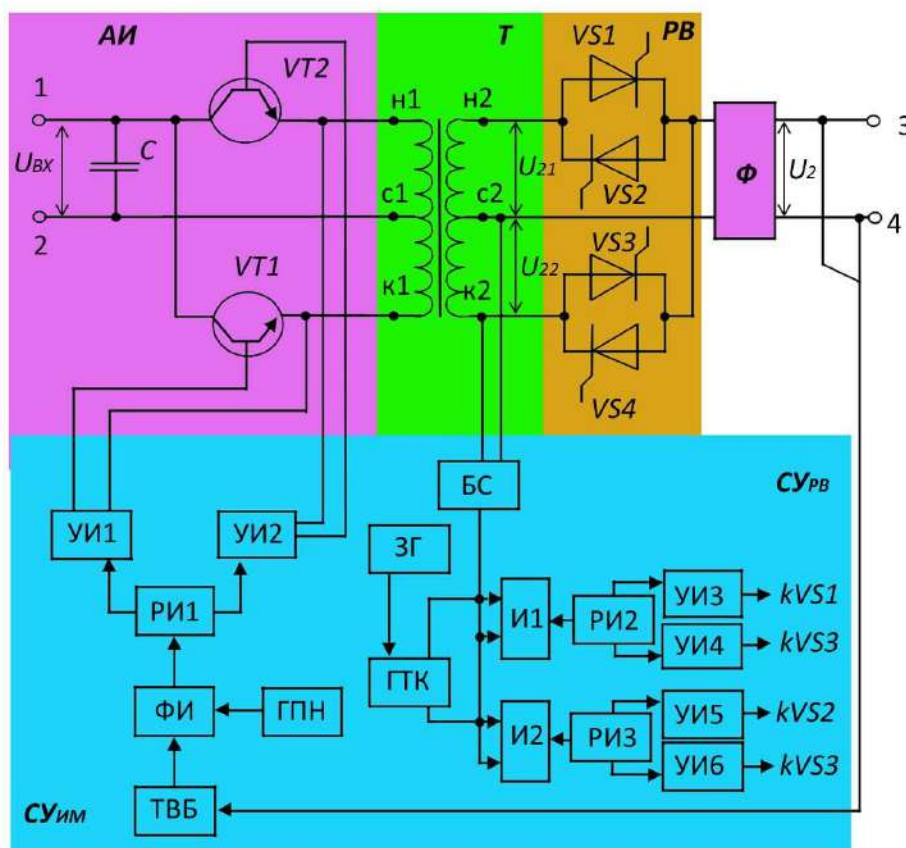


Рисунок 5.9 – Функциональная схема автономного инвертора (АИ) на реверсивном выпрямителе (РВ): С – входной фильтр; Φ – выходной фильтр; СУ_{ИМ} – система управления инверторным мостом, содержит генератор пилообразного напряжения ГПН, формирователь импульсов ФИ, трансформаторно-выпрямительный блок ТВБ, распределитель импульсов РИ, первый и второй усилители импульсов УИ1 и УИ2; СУ_{РВ} – система управления реверсивным выпрямителем содержит блок синхронизации БС, задающий генератор ЗГ, генератор типа кривой ГТК, логические элементы И1 и И2, распределители импульсов РИ1 и РИ2, усилители импульсов УИ1 и УИ2

5.4 Классификация и основные способы построения солнечных электростанций

Благодаря увеличению объемов производства тонкопленочных солнечных модулей в мире наблюдается бурный рост производства солнечной электроэнергии. Высокие темпы развития этой отрасли в западных странах позво-

ляют утверждать, что солнечные батареи (СБ) скоро станут одним из главных источников электроэнергии.

Известно, что солнечные электростанции (СЭ) могут быть двух типов: **термодинамические и фотоэлектрические**.

Принцип действия **термодинамических солнечных электростанций** основан на нагревании теплоносителя солнечным излучением с помощью специальных оптических систем с дальнейшим преобразованием тепловой энергии в механическую и далее в электрическую.

Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию, как правило, осуществляется по трём направлениям: применение рассредоточенных коллекторов, использование системы с центральной солнечной башней, применение солнечного коллектора с центральной трубой.

В настоящее время наибольшее распространение получили СЭ с рассредоточенными коллекторами. Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя осуществляется множеством сравнительно небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо ориентируется на солнце. Концентраторы имеют зеркальную отражающую поверхность параболической формы. В фокусе концентраторов устанавливается приёмное устройство, в котором солнечная энергия передаётся жидкости, выполняющей функции теплоносителя. Энергия нагретой жидкости от всех коллекторов используется для получения механической энергии с помощью тепловых двигателей.

Как правило, в качестве теплоносителя используется вода, которая под воздействием концентрированного солнечного излучения преобразуется в пар. Под высоким давлением он поступает на лопатки турбины, на одном валу с которой находится генератор электроэнергии. После использования в турбине пар концентрируется и возвращается в энергетический блок, где вода вновь преобразуется в пар.

Самый распространённый тип электростанций – СЭ с параболическими зеркалами.

В солнечных электростанциях башенного типа оптическая система представляет собой комплекс автономно ориентированных зеркал-гелиостатов, установленных на башне. Преобразование тепловой энергии в электрическую осуществляется аналогично энергопреобразованию на тепловых электростанциях.

Эксплуатационно-технические характеристики СЭ башенного типа ниже, чем станции с рассредоточенными коллекторами.

В целом СЭ термодинамического типа целесообразно использовать на больших мощностях, превышающих 100 МВт.

Солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС) используют эффект прямого преобразования солнечного излучения в электроэнергию.

СФЭС в настоящее время очень распространены. Они состоят из большого числа отдельных модулей (солнечных батарей) различной мощности и выходных параметров. СФЭС широко применяются для энергообеспечения как малых, так и крупных объектов (частные коттеджи, пансионаты, санатории,

промышленные здания и т. д.). Устанавливаться СБ могут практически везде, начиная от кровли и фасада здания и заканчивая специально выделенными территориями. Мощность СБ изменяется в широком диапазоне, они могут снабжать энергией как отдельные насосы, так и небольшой посёлок.

При проектировании СФЭС важным вопросом является расположение неподвижных солнечных модулей. Известно, что их устанавливают непрерывными параллельными рядами. Однако если расстояние между вертикальными рядами СБ будет недостаточным, может возникать их взаимное затенение. Оно уменьшает освещенную площадь световоспринимающей поверхности СБ и приводит к снижению вырабатываемой ими электроэнергии. Большие расстояния между рядами солнечных модулей приводят к неоправданному завышению требующейся под электростанцию площади земли.

СФЭС подразделяются на автономные и сетевые (системы, работающие параллельно с сетью).

Автономные солнечные электростанции, используются в основном в районах, где источники общего энергоснабжения недоступны или слишком дороги. Солнечная фотоэлектрическая установка (СФЭУ) использует эффект прямого преобразования солнечного излучения в электрическую энергию с помощью фотоэлементов. Кроме фотопреобразователей такая установка содержит следующие основные функциональные элементы: аккумуляторные батареи (АБ), зарядное устройств (ЗУ), автономный инвертор (АИ), преобразующий напряжение постоянного тока в переменный ток (рисунок 5.10).

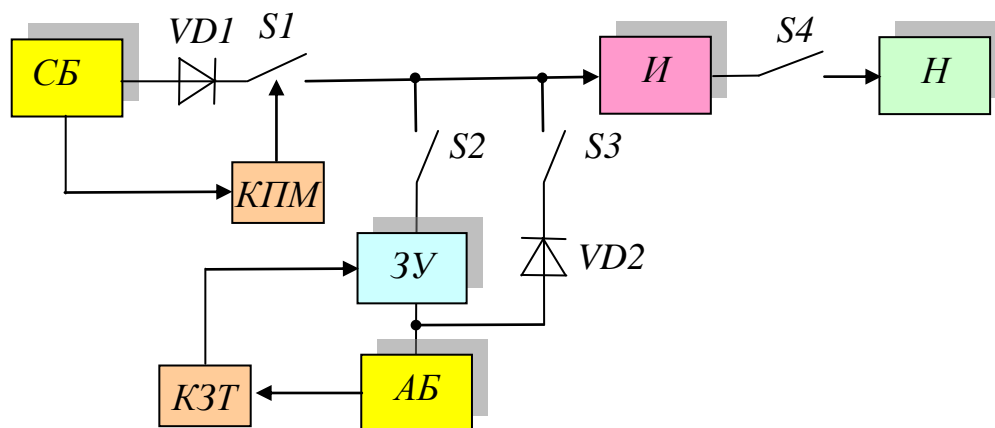


Рисунок 5.10 – Структурная схема СФЭУ с подключённой нагрузкой Н

Солнечные батареи преобразуют энергию солнечного излучения в электрическую энергию постоянного тока. Контроллер пиковой мощности (КПМ) обеспечивает режим генерирования максимума мощности для текущих климатических условий, а контроллер заряда тока (КЗТ) осуществляет функции управления зарядом АБ (см. рисунок 5.10). Система управления и защиты (СУЗ) на рисунке 5.10 не показана, осуществляет управление ключами **S1–S4**. В нормальном режиме работы при наличии солнечного излучения автономный инвертор АИ преобразует напряжение постоянного тока в напряжение пере-

менного тока, а его трансформатор осуществляет согласование напряжения солнечных батарей *СБ* с напряжением нагрузки *Н*. Аккумуляторные батареи являются резервным источником питания и в нормальном режиме работы происходит их заряд с помощью зарядного устройства *ЗУ*.

При отсутствии солнечной радиации диод *VD1* не позволяет аккумуляторным батареям *АБ* разряжаться на солнечные батареи. Диод *VD2* выполняет функцию защиты *АБ*.

Система управления и защиты кроме выполнения функций коммутации силовыми ключами *S1–S4* в нормальных и аварийных режимах работы осуществляет стабилизацию напряжения на выходе автономного инвертора *АИ*.

Аккумуляторные батареи расширяют область применения автономных СФЭС, но в то же время требуют дополнительного технического оборудования и обслуживания. Для зарядки *АБ* требуются зарядные устройства и контроллеры заряда с функцией отслеживания точки максимальной мощности. Такой контроллер при наличии достаточной освещенности не препятствует поступлению энергии от *СБ* на *АБ*, а при недостатке освещенности накапливает энергию с оптимальными значениями тока и напряжения и подаёт её порциями на *АБ*. Кроме того, контроллер заряда предотвращает перезаряд *АБ*, своевременно отключая *СБ* от *АБ*, регулирует степень зарядки *АБ* и тем самым продлевает ресурс их работы (срок службы).

В течение дня *СБ* заряжают аккумуляторы и обеспечивают питанием потребителей. В ночное время накопленная в *АБ* энергия потребляется нагрузкой. Способность производить, накапливать и хранить электроэнергию делает такие солнечные электростанции надежным источником энергии в любое время, независимо от погодных условий и времени суток.

Так как *СБ* способны вырабатывать электроэнергию только в светлое время суток, величина их установленной мощности должна выбираться с расчётом на то, что запасённой за день энергии хватит на гарантированное электроснабжение потребителей в течение суток. Это приводит к необходимости значительно увеличить установленную мощность *СБ* и ёмкость *АБ*.

Автономные инверторы оказывают существенное влияние на показатели надёжности СФЭС. Здесь перспективным является направление применения в их конструкции трансформаторов с вращающимся магнитным полем, что позволит уменьшить общее количество силовых электронных приборов и упростить систему управления и защиты преобразователей. Улучшить эксплуатационно-технические характеристики *АИ* можно также за счёт применения промежуточного высокочастотного преобразования и модульного принципа построения основных функциональных элементов (узлов, блоков).

Недостатком автономных СФЭС является потеря излишков энергии в режиме малых нагрузок. В большинстве случаев в таких станциях при малых нагрузках *СБ* отключаются, когда *АБ* полностью заряжены. Иногда избыток энергии израсходуется на балластной нагрузке (подогрев воды или воздуха), что позволяет несколько повысить эффективность использования генерируемой энергии.

Основным недостатком автономных СФЭС является необходимость использования АБ, работающих в циклическом режиме. При этом срок работы кислотно-свинцовых АБ находится в пределах 4–5,5 лет. Применение АБ с большим сроком службы, к примеру никель-кадмиевых или литий-ионных, значительно повышает капиталовложения в СФЭС. Ещё одним недостатком АБ является то, что в них имеют место потери энергии. Эффективность процесса заряда-разряда АБ не превышает 90 %, и она ухудшается по мере их старения.

СФЭС, работающие параллельно с сетью, имеют важное преимущество над автономными СФЭС. Внешняя электросеть является аккумулятором с неограниченной мощностью, практически со 100 % КПД, который может принять все излишки энергии.

Структурная схема сетевой СФЭС приведена на рисунке 5.11. В состав схемы входят: сетевой инвертор (СИ) – инвертор, ведомый сетью (источником опорного сигнала для их запуска и синхронизации является внешняя электросеть); контроллер (К), осуществляющий функцию контроля максимального отбора мощности от СБ; система мониторинга (СМ), отслеживающая параметры СФЭС; внешняя электросеть (ВЭ), которая через трансформатор (Т) подключена к электростанции. На рисунке 5.11 показана также нагрузка переменного тока промышленной частоты (Н).

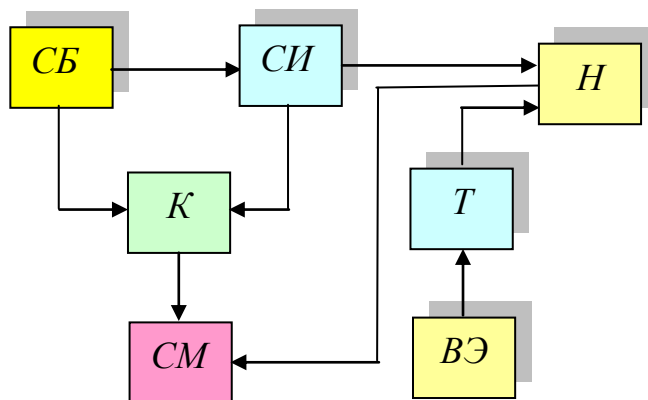


Рисунок 5.11 – Структурная схема сетевой СФЭС

Безаккумуляторные сетевые СФЭС практически не требуют обслуживания. При этом максимальная эффективность использования энергии от СБ находится в пределах 90–98 %.

Недостатком сетевых СФЭС является прекращение питания потребителей при отключении внешней электросети. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в таких системах применяются АБ, что значительно усложняет их конструкцию. Мощность сетевого инвертора в сетевых СФЭС, в которых применяются АБ, определяется суммарной мощностью нагрузки, которую нужно питать во время аварий внешней электросети, а ёмкость АБ и мощность СБ определяются длительностью аварийных режимов.

Повышение надежности, в том числе бесперебойности электроснабжения, способны обеспечить **комбинированные систем электроснабжения**, в которых в дополнение к СФЭС устанавливаются ветроэлектростанции (ВЭС), газопоршневые или дизельные электростанции и т. п. Кроме того, в таких станциях может быть предусмотрено питание от внешней электрической сети.

На рисунке 5.12 приведён один из вариантов комбинированной системы электроснабжения. Шина Ш1 является источником напряжения постоянного тока, а шина Ш2 – переменного тока промышленной частоты. В качестве источников постоянного тока применяются СБ и АБ, а переменного тока – ветроэлектрическая станция (ВЭС), газопоршневая электростанция (ГПС) и внешняя электросеть (ВЭ). Система управления и защиты (СУЗ), осуществляет контроль за параметрами электрической системы, выполняет функции защиты, отключая и подключая источники к нагрузке (Н1–Н2) в соответствии с установленной иерархией (приоритетами).

В этой схеме АБ имеют небольшую ёмкость и применяются для электроснабжения нагрузки только в случаях перехода питания от одного источника к другому, т. е. обеспечивают гарантированное (бесперебойное) электроснабжение потребителей.

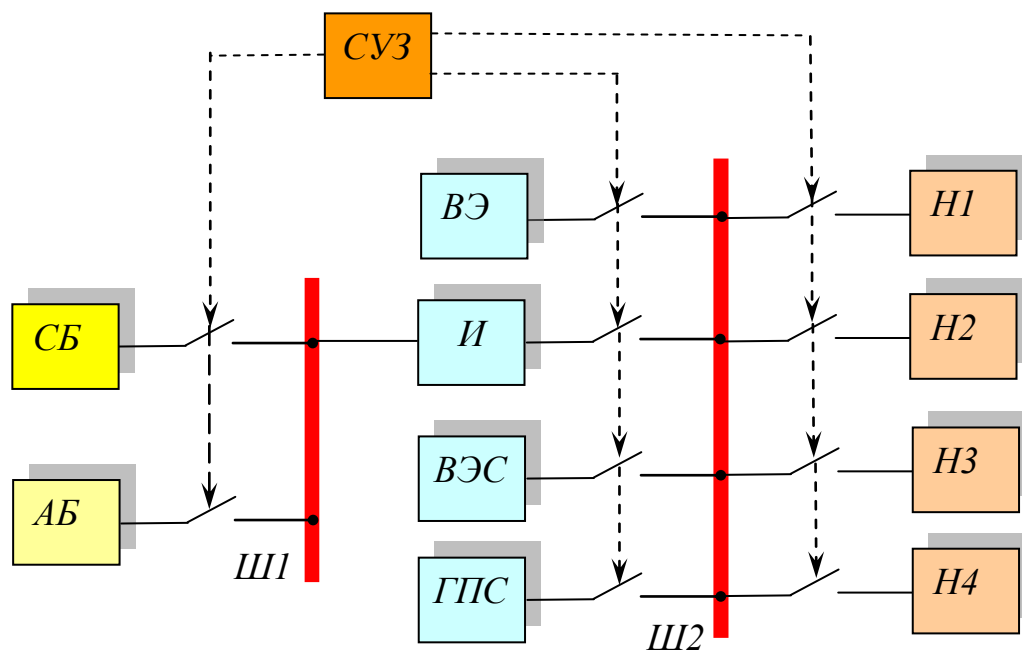


Рисунок 5.12 – Структурная схема комбинированной системы электроснабжения

Степень участия источников электроэнергии в комбинированных схемах систем электроснабжения потребителей зависит от многих факторов, среди которых основными являются: энергетический потенциал возобновляемых источников энергии, а также его изменение во времени; рельеф и климатические условия местности; энергетическая потребность и мощность потребителей, а также годовой график электрической нагрузки; требования к надёжности (бес-

перебойности) электроснабжения; требования к показателям качества электроэнергии; экономические показатели системы электроснабжения.

Эксплуатационно-технические характеристики комбинированных систем электроснабжения во многом зависят от точной оценки энергетической потребности в электроэнергии и режимов работы потребителей (графика электрической нагрузки), от требований к качеству электроэнергии.

Наибольшее распространение получили три группы потребителей децентрализованного электроснабжения:

- индивидуальные потребители мощностью от единиц до десятков киловатт (фермерские хозяйства, коттеджи, загородные дома, метеостанции и т. п.);
- групповые непромышленные потребители установленной мощностью от десятков до сотен киловатт (микрорайоны, торговые предприятия, учреждения здравоохранения, деревни, сёла, посёлки и т. п.);
- промышленные предприятия с установленной мощностью от сотен до тысяч киловатт.

Характерной чертой потребителей децентрализованного электроснабжения является резкопеременный график электрических нагрузок в течение суток, сезона и года.

Эффективным способом математического моделирования электрической нагрузки является использование вероятностно-статистической модели, задаваемой выражением

$$P_{Pi} = \bar{P}_i + \beta\sigma(P_i), \quad (5.20)$$

где P_{Pi} – расчётная активная нагрузка на i -ом часе суточного графика; \bar{P}_i – математическое ожидание нагрузки на i -том часе суточного графика; β – коэффициент, определяющий вероятность, с которой случайные величины нагрузки меньше принятого расчётного значения P_{Pi} ; $\sigma(P_i)$ – среднее квадратичное отклонение для i -того часа суточного графика.

При нормальном законе распределения $\beta = 2$, $\sigma(P_i) = 0,025$.

В качестве базовой модели электрической нагрузки применяется типовой график активной нагрузки. Эти графики представляются в относительных единицах и позволяют по известному значению максимальной нагрузки (P_{max} , кВт) получить суточный график расчётной нагрузки потребителей для любого периода года:

$$P_{Pi} = \bar{P}_i P_{max} (1 \pm \beta\sigma(P_i)) K_C, \quad (5.21)$$

где K_C – коэффициент сезонности, значение которого зависят от нагрузки в разное время года: январь-февраль – 1,0; март-май – 0,8; июнь-август – 0,7; сентябрь-ноябрь – 0,9; декабрь – 1,0.

Энергетические характеристики возобновляемых источников позволяют сделать на этапе проектирования комбинированных систем электроснабжения первые выводы о целесообразности их применения в рассматриваемой местности с учётом требований потребителей к качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения.

Далее необходимо следовать распространённым рекомендациям по применению ветроустановок средней и малой мощности (до 100 кВт), средняя годовая скорость ветра не должна быть меньше 4 м/с. В некоторых случаях ветроэнергетика энергоэффективна при скоростях ветра 3 м/с.

Энергетический потенциал солнечной энергетики распределён по территории России относительно равномерно. Поэтому возможно повсеместное использование СЭ как прямого, так и рассеянного образования энергии. Основной распространённой рекомендацией о целесообразности применения СЭ является уровень удельной годовой инсоляции, который должен быть более 1000 кВт·ч/м² горизонтальной поверхности.

Окончательный вариант комбинированной системы электроснабжения и степень участия в генерировании электроэнергии традиционных и возобновляемых источников энергии определяется на основе анализа энергетического баланса и электромагнитной совместимости основных функциональных элементов системы.

5.5 Солнечные энергосистемы гарантированного электроснабжения

Как известно, система гарантированного электроснабжения (СГЭ) предназначена для бесперебойного обеспечения потребителей первой категории электроэнергией при её регулярных длительных отключениях от внешней сети. СГЭ обеспечивает потребителей высококачественным напряжением при его перепадах, кратковременных и длительных отключениях электроэнергии в зонах так называемого «неуверенного электроснабжения». Электрическая сеть в таких системах может использоваться как основной или дополнительный источник в зависимости от качества подключенной электроэнергии и назначения энергосистемы. СГЭ может использоваться для получения дополнительной мощности при установленном лимите электроснабжения для питания выделенной линии нагрузок, а также для получения прибыли от продажи излишков солнечной электроэнергии сетевой компании.

Типовая схема СГЭ приведена на рисунке 5.13. В её состав входят: аккумуляторная батарея (АБ), солнечная батарея (СБ), гибридный инвертор (ГИ), в который встроены 2 устройства заряда АБ: от сети 220 В и от СБ.

В алгоритм работы такой системы заложен режим энергосбережения: когда достаточно солнечной энергии, ввод электросети отключается, и питание осуществляется от СБ с подпиткой АБ (режим автономной работы), но глубину разряда ограничивают на уровне 25–30 % для того, чтобы иметь запас на случай непредвиденного отключения электросети. При разряде АБ до установленного уровня подключается внешняя электрическая сеть, которая продолжает питать нагрузку и осуществляет заряд АБ совместно с СБ, если последние еще вырабаты-

вают ток. В случае отключения напряжения внешней электрической сети нагрузка питается от АБ, запас ёмкости которых рассчитывается на максимальный срок автономности (зима, плохая погода). Мощность СБ определяется возможностью полного заряда АБ, как правило, за два дня в демисезонный период. Однако при длительных отключениях в зимний период заряд АБ невозможно будет осуществить без дополнительного источника генерации, в лучшем случае – это ветро-электрическая станция, в худшем случае – бензо-, дизель- или газопоршневая станции.

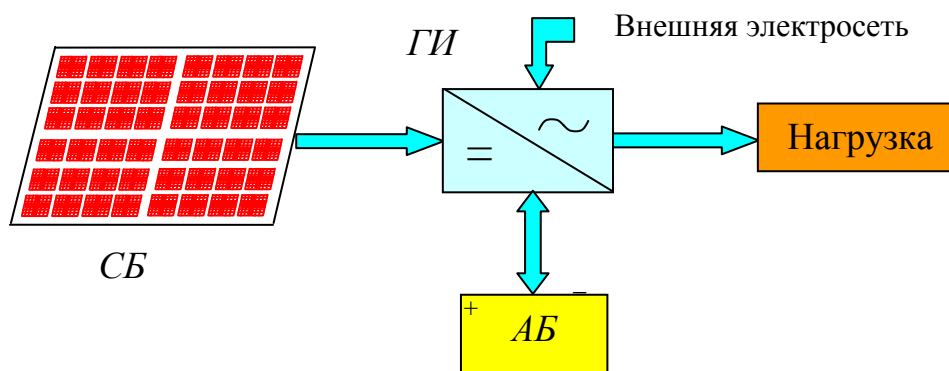


Рисунок 5.13 – Схема энергосистемы гарантированного электроснабжения

Сегодня известно техническое решение солнечной энергосистемы, создающие собственную внутреннюю электросеть на базе силового оборудования SMA Solar Technology AG (Германия). Такие системы предназначены для обеспечения гарантированного электроснабжения переменным током высокого качества потребителей любой мощности при низком качестве параметров электроэнергии от внешней электрической сети. В таких системах оборудование последнего поколения поддерживает алгоритм производства электроэнергии от возобновляемых источников энергии с максимальным КПД преобразования и высокими перегрузочными характеристиками.

Созданный производителем интернет-портал позволяет следить за работой энергосистемы в реальном времени, накапливать данные по генерации и потреблению для оптимизации работы.

Возможность выбора алгоритма работы системы для максимальной утилизации солнечной энергии либо сброса «лишней» энергии обратно во внешнюю электрическую сеть по специальному тарифу при открытии розничного рынка электроэнергии.

Солнечная энергосистема, содержащая внутреннюю электросеть, состоит из инверторов (И1 и И2), обратного инвертора (ОИ), в который встроено сверхмощное устройство заряда АБ от сети 220В (рисунок 5.14). В алгоритм работы системы заложен режим энергосбережения, суть которого заключается в следующем. Заказчик определяет группу потребителей (1-й категории), которая должна непрерывно обеспечиваться электроэнергией, и дополнительных потребителей, которые могут работать от сети либо от солнечной энергосистемы, когда есть избыточная солнечная энергия, а также третью группу силовых потребителей, которые работают от электросети.

Потребители первой категории запитаны от четырех источников генерации: СБ, АБ, внешняя электрическая сеть либо в её отсутствие – бензо-, газо-, дизель- или (газопоршневой) генератор. В такой энергосистеме осуществляются полные перетоки солнечной энергии в первую очередь в выделенные потребители и заряд АБ. Излишки могут питать автоматически подключаемые дополнительные нагрузки либо через обратный инвертор перетечь в линию питания силовых нагрузок, а при возможности – передачи в электросеть и приносить доход. В такой энергосистеме обратный инвертор ОИ в случае отказа электросети питает нагрузки не только от АБ, но и от инверторов И1 и И2 в дневное время, только добавляя энергию от АБ. Когда питание осуществляется от внешней электрической сети днём – отбирает у нее только разницу между потребляемой и солнечной энергией, т. е. реализуется режим экономии.

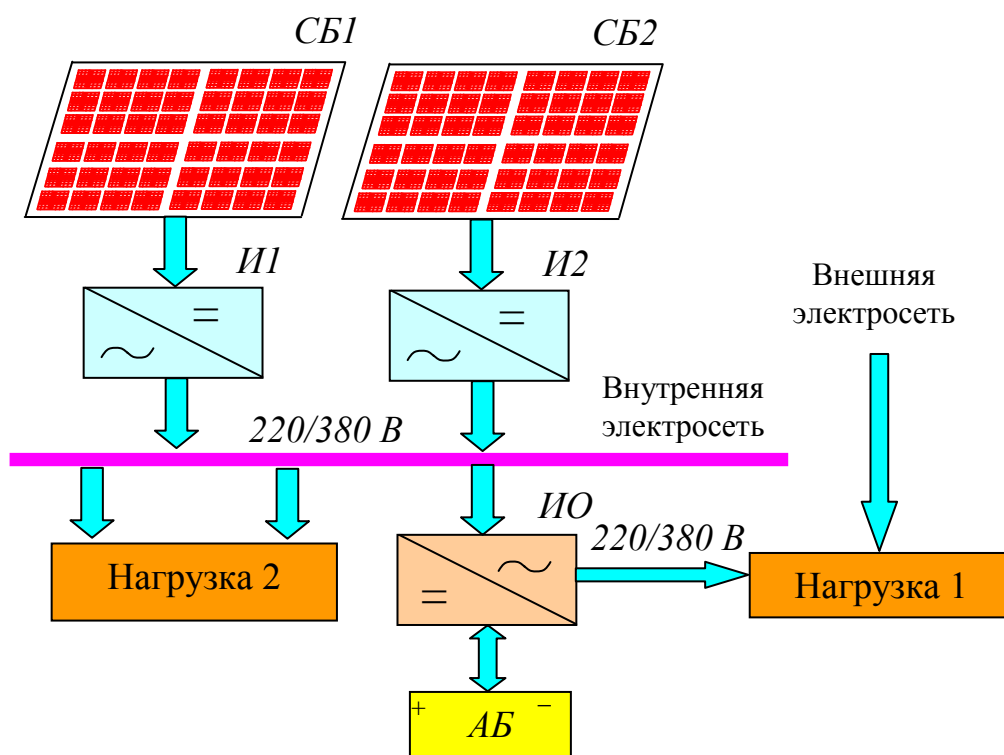


Рисунок 5.14 – Структура солнечной энергосистемы с внутренней электросетью

Рассмотренные схемы солнечных энергосистем (рисунок 5.13 и 5.14) работают полностью в автоматическом режиме по следующему, предварительно запрограммированному алгоритму работы:

1. Вся выработанная СБ электроэнергия идет на питание нагрузок 1-й категории и в случае несолнечной погоды недостающая энергия добирается от внешней электросети, а также на восстановление заряда АБ, если был разряд при отказе внешней электросети.

2. В случае кратковременных отказов внешней электросети инверторы осуществляют питание потребителей 1-й категории с напряжением высокого качества.

3. При длительном отключении внешней электросети, особенно в летний период, солнечной энергии может быть достаточно для питания нагрузок 1-й категории с подпиткой от АБ, однако система управления следит за разрядом АБ и в критических ситуациях даёт команду на запуск резервного источника, к примеру, ветрогенератора.

4. Когда работает генератор, инвертор отключается, а зарядные устройства производят заряд АБ и транзитом через себя пропускают напряжение генератора для питания нагрузок 1-й категории.

5. В летний период возможна ситуация, когда мощность СБ превысит суммарное потребление нагрузки, энерджиметр SMA или другого производителя не допустит передачи энергии в сеть, инвертор уменьшит её выработку.

6. В случае превышения мощности, вырабатываемой СБ, а также потребностей нагрузок 1-й категории система управления автоматически подключает дополнительные потребители.

7. Потребители электроэнергии 2-й и 3-й категории питаются от внешней электрической сети, но в случае наличия «излишков» энергии, вырабатываемой СБ, последние осуществляют питание потребителей 2-й и 3-й категории.

8. В темное время суток в летний период запасенная в АБ энергия (при 100 %-м заряде) расходуется на питание ландшафтной подсветки, если будет избыток солнечной энергии (что определится при эксплуатации потребителей), но система управления допустит разряд АБ не более чем на 30 %, после чего подсветка продолжает питаться от внешней электрической сети.

В настоящее время известны три типа энергетических систем гарантированного электроснабжения, выполненных с использованием солнечных фотоэлектрических станций (СФЭС): независимые; гибридные (комбинированные); интеллектуальные.

В свою очередь, «независимая» энергосистема состоит из двух независимых подсистем: блок бесперебойного питания с аккумуляторной батареей и автономный источник электроэнергии (АИЭ). АБ имеет запас энергии, как правило, на 30 мин для обеспечения бесперебойного питания нагрузок 1-й категории при кратковременных отключениях, а при продолжительном отключении (более 20 мин) – обеспечить питание нагрузок на время запуска автономного генератора. Запуск осуществляется блоком АВР (устройства выбора резерва) с таймером задержки запуска (рисунок 5.15).

В состав структурной схемы энергосистемы, приведённой на рисунке 5.15, входят: блок автоматического включения резерва – АВР; автономных источник электроэнергии – АИЭ (ветровая, дизельная, газопоршневая электростанция); распределительное устройство – РУ; источник бесперебойного питания – ИБП; аккумуляторные батареи – АБ; сетевой инвертор – СИ; солнечные батареи – СБ.

Солнечные батареи подключаются к сетевому инвертору, имеющему два входа для их подключения и трёхфазный выход. Принцип работы такого инвертора заключается в том, что вся вырабатываемая СБ мощность подается в об-

щую сеть потребителя только при наличии вводной качественной электроэнергии. В случае отклонений (падение или колебания) напряжения в любой фазе или изменения формы напряжения из-за включений/выключений реактивных нагрузок инвертор будет отключаться. При работающем генераторе выход солнечного инвертора должен быть отключен.

«Гибридная» энергосистема состоит из двух трехфазных гибридных инверторов (ГИ), имеющих встроенные зарядные устройства для заряда АБ от внешней электросети и встроенных инверторов (рисунок 5.16).

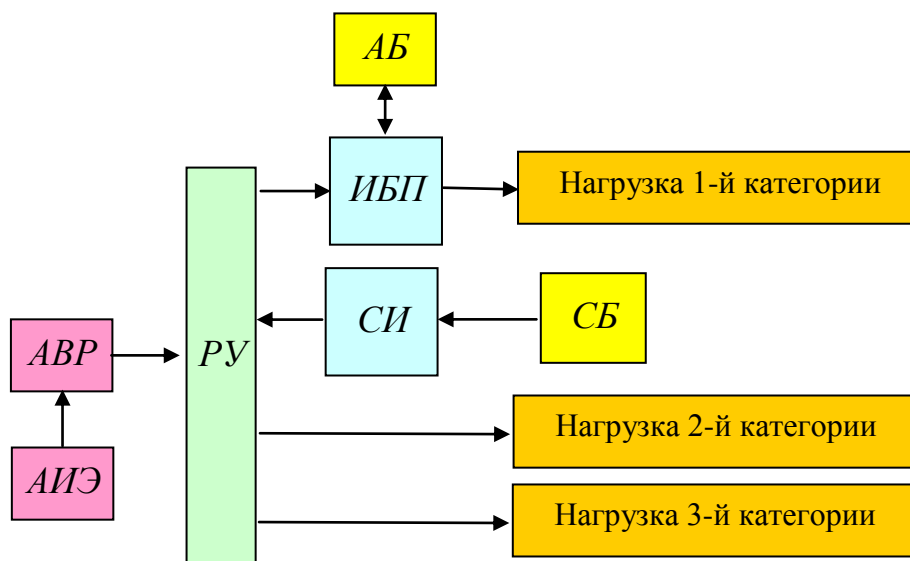


Рисунок 5.15 – Схема «независимой» энергосистемы

Гибридные инверторы работают в следующих режимах:

- приоритет солнечной энергии: заряд АБ и питание нагрузки осуществляют СБ, если энергии для нагрузки хватает – питание осуществляется от АБ, а при разряде на устанавливаемую величину, например, 30 %, питание нагрузок производится от инверторов. При этом режиме ёмкость АБ должна быть рассчитана на подпитку при нехватке солнечной энергии на не продолжительный период (облачная погода, кратковременные осадки), к примеру, на 1 ч. При избытке солнечной энергии для питания нагрузок 1-й категории и при заряженных АБ, «лишняя» энергия шунтируется;

- основная работа в качестве источника бесперебойного питания с подпиткой от СБ;

- автономный режим работы – в отсутствие питания от внешней электрической сети.

«Интеллектуальная» энергосистема имеет повышенную надёжность работы. Такие системы состоят из трёх однофазных двунаправленных инверторов (И) с мощными встроенными сетевыми зарядными устройствами, соединенными по трёхфазной схеме, и сетевого трёхфазного инвертора (СИ) с двумя высоковольтными МРРТ входами (МРРТ система слежения за точкой максимальной

мощности). На рисунке 5.17 показаны блок мониторинга БМ и блок контроля и управления БКУ.

Выходы всех инверторов соединены параллельно, чем создается собственная внутренняя электрическая сеть для питания нагрузок 1-й категории высококачественным напряжением в дневное время вне зависимости от качества входного напряжения. При избытке солнечной энергии для питания нагрузок 1-й категории и заряженных АБ «лишняя» энергия через входы двунаправленных инверторов подается в общую электрическую сеть питания нагрузок, к примеру, дома, либо может расходоваться на питание силовых нагрузок, подключаемых дистанционно, по радиоканалу.

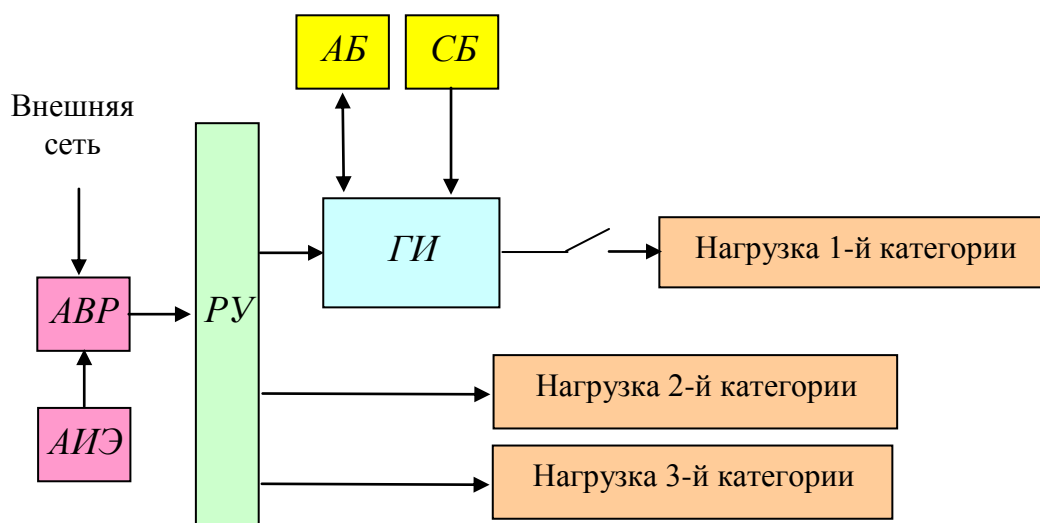


Рисунок 5.16 – Схема «гибридной» энергосистемы

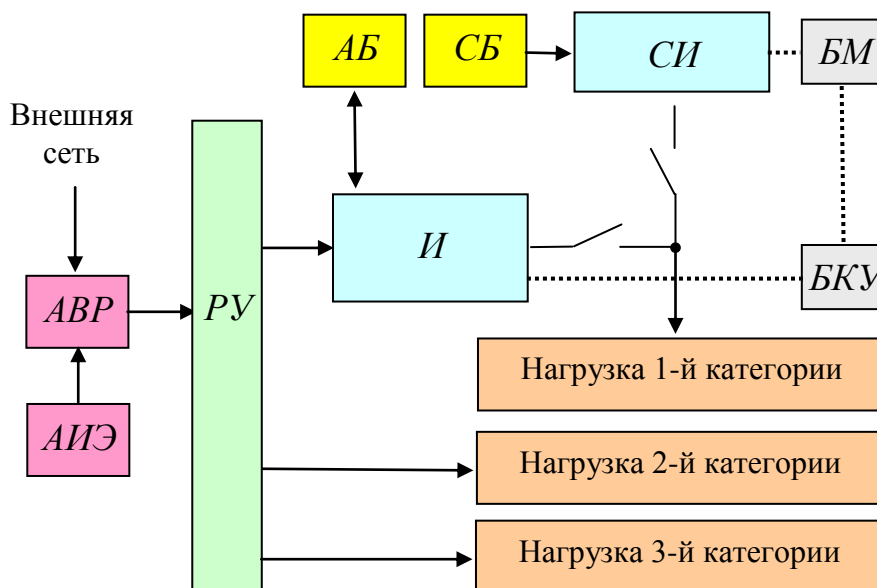


Рисунок 5.17 – Схема «интеллектуальной» энергосистемы

Все рабочие режимы оборудования, энерговыработка и электропотребление фиксируются в режиме реального времени на портале производителя силового оборудования и вся база накопленных данных в различных формах подачи информации доступна пользователю по присвоенному паролю.

Работа системы мониторинга. Для контроля работы инверторов, а также измерения энерговыработки СБ и учета произведенной и потребленной энергии применяется интерфейсный модуль Webbox с датчиками плотности потока солнечного излучения, температуры на поверхности СБ и температуры окружающей среды, необходимыми для сопоставления реальных погодных условий с энерговыработкой инверторов SMA Tripower.

Для энергоэффективного управления потреблением бытовых нагрузок применено устройство SMA Sunny Home Manager, которое управляет подачей питания на розетки силовых нагрузок по радиоканалу при избыточной солнечной энергии. Потоки энергии во внутренней сети дома контролирует прибор SMA Energy Meter, подключенный к SMA Router.

Программирование алгоритмов работы энергосистемы, контроль за работой и сбор всех параметров работы энергосистемы осуществляется на портале SMA Sunny Portal, с которым через модем связан Home Manager. Вывод результатов работы энергосистемы осуществляется посредством подключения персонального компьютера к Интернету или с помощью устройства SMA Sunny View.

Как правило, выбирается вариант СГЭ (исходя из поставленной задачи) между 3-часовым запасом энергии в АБ на случай невключения резервного генератора при аварии сети для запаса времени на его ремонт, при этом допускается 50 %-й разряд АБ или часовым вариантом автономной работы, но до 30 % разряда АБ, если отключения будут частыми.

Обычно применяется самый «жесткий» вариант – запас энергии на 1 ч с разрешенным разрядом до 70 %, если при аварии сети резервный генератор запустится в течение 20–30 мин.

Глава 6

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ СТРУКТУРНО-СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Комбинированные системы электроснабжения

В настоящее время одна из эффективных технологий, основанная на использовании газа для производства электрической энергии, является разработка электростанций на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания. Газопоршневые электростанции (ГПЭ) имеют простую и надёжную конструкцию. Электрический КПД ГПЭ считается высоким, в сравнении с дизельными электростанциями, и при работе на качественном природном газе превышает 40 %.

Важной особенностью ГПС является то, что практически все их модели способны работать в режиме когенерации, то есть как тепловые электростанции. Температура выхлопных газов на выходе из силовой машины ГПЭ – $390 \pm 10^\circ\text{C}$. При этом, электроэнергию и тепловую энергию ГПЭ вырабатывают одновременно, соотношение выдачи электрической и тепловой энергии – 1 : 1. Таким образом, применение ГПЭ в АСЭ расширяет их возможности и значительно повышает КПД системы.

Перспективным направлением является использование ГПС совместно с ветроэлектрическими установками (ВЭУ) в случае, когда целью использования последней является повышение надёжности электроснабжения ответственных потребителей и экономия топлива, стоимость которого с учётом расходов на доставку может быть очень высокой. Соотношение мощности компонентов АСЭ зависит от схемы генерирования нагрузки и ресурса ветра.

Режим одновременной параллельной работы ГПС и ВЭУ оценивается как недостаточно эффективный способ использования ВИЭ, поскольку доля участия ВЭУ в системе по мощности не должна превышать 15–20 % мощности ГПС. Такие режимы можно использовать в комбинированных установках большой мощности для экономии топлива.

Использование режима раздельной работы ГПС и ВЭУ позволяет поднять долю участия ВЭУ до 50–60 % и более. Однако, в этом случае неизбежно усложнение АСЭ за счёт необходимости введения автоматической системы управления, автономных инверторов и аккумуляторных батарей, которые аккумулируют энергию, вырабатываемую ВЭУ при рабочих скоростях ветра для питания нагрузки в безветренную погоду или при небольших скоростях ветра.

Каждый раз, когда это возможно, электроэнергия вырабатывается за счёт ВЭУ, а аккумуляторные батареи непрерывно подзаряжаются. В период ветрового затишья, когда заряд АБ падает ниже определённого уровня, для обеспечения потребителей электроэнергией автоматически запускается ГПЭ. Такой режим значительно снижает количество запусков ГПС и, следовательно, ведёт к сокращению затрат на обслуживание и топливные расходы.

Таким образом, перспективным является направление разработки ветрогазопоршневых электростанций. Одна из простых схем АСЭ, выполненной на базе ВЭУ и ГПЭ приведена на рисунке 6.1, а. В схеме применяется стандартный ветроагрегат ВА с асинхронным генератором АГ, который работает постоянно на шину Ш1 к которой подключаются потребители электроэнергии переменного тока. Автоматическая балластная нагрузка БН предотвращает перегрузку ВА при высоких скоростях ветра за счёт снижения частоты вращения до заданного расчётного уровня. Газопоршневая электростанция, содержащая газопоршневой двигатель ГПД и синхронный генератор СГ, который также подключён к шине Ш1 и работает постоянно, обеспечивая реактивной энергией асинхронный генератор АГ. Допускается полная (100%) доля нагрузки ветрогазопоршневой электростанции.

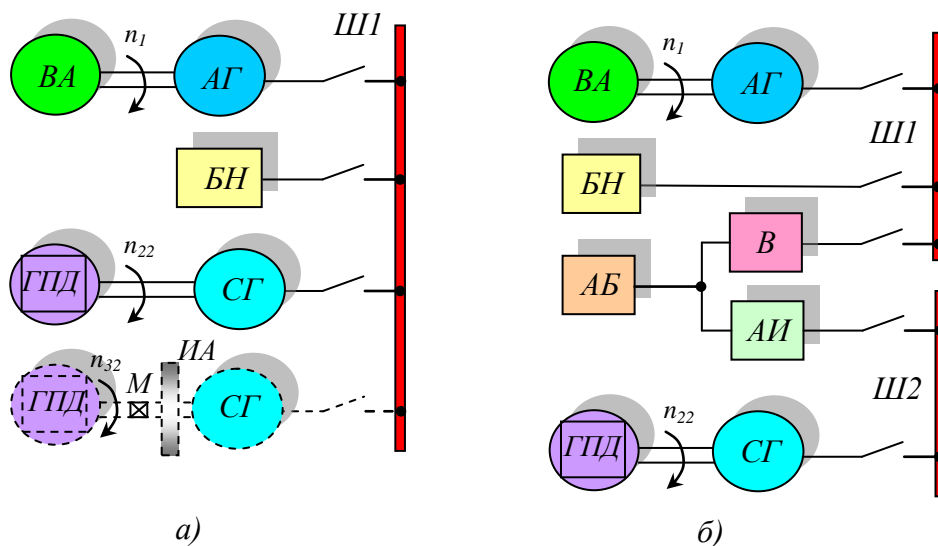


Рисунок 6.1 – Структурные схемы ветро-газопоршневых электростанций: ВА – ветроагрегат; АГ – асинхронный генератор; БН – балластная нагрузка; СГ – синхронный генератор; ГПД – газопоршневой двигатель; М – муфта; ИА – инерционный аккумулятор; АБ – аккумуляторная батарея; В – выпрямитель; АИ – автономный инвертор; Ш1– Ш2 – шины для подключения нагрузки

Экономия топлива ГПЭ будет определяться степенью снижения потребления топлива при частичной загрузке ГПД. Экономия топлива будет небольшой, но АСЭ имеет повышенную надёжность работы.

В рассмотренных АСЭ в конструкцию ГПЭ могут быть внесены изменения: между ГПД и СГ устанавливается соединительная муфта М и инерционный аккумулятор (механический маховик). Это нужно в том случае, когда ветер сильный и ВА один способен обеспечить требуемую потребителям мощность, ГПЭ прекращает работу и муфта М разъединяет инерционный аккумулятор ИА с синхронным генератором СГ от ГПД. Ротор синхронного генератора будет продолжать вращение, обеспечивая асинхронный генератор АГ реактивной энергией.

Когда развиваемая мощность ВА начинает превышать потребность потребителей энергии, автоматически включается регулируемая балластная нагрузка БН, обеспечивая снижение частоты тока (50Гц). Инерционный аккумулятор ИА обеспечивает некоторое сглаживание частоты тока и ускоряет процесс запуска ГПД при уменьшении скорости ветра, не допуская значительного снижения частоты тока в автономной сети. Как правило, инерционный аккумулятор ИА обеспечивает расчётную мощность не более 3 секунд, т.е. только на период запуска ГПД.

Основным достоинством АСЭ (рисунок 6.1, а) является то, что система управления имеет минимум электронного оборудования. Экономия топлива здесь существенно возрастает благодаря тому, что при благоприятных ветровых потоках ГПЭ не работает и не расходует топливо.

Ветро-газопоршневая электростанция (рисунок 6.1, б) имеет в своём составе аккумуляторные батареи АБ. ВЭУ передаёт электроэнергию через выпрямитель В и автономный инвертор АИ к потребителям электроэнергии (шина Ш2). Выпрямитель также выполняет функции зарядного устройства АБ. Ёмкость АБ может быть различной: в одних случаях ёмкость АБ рассчитывается исходя из условия обеспечения работоспособности АСЭ при перерывах в электроснабжении от ВЭУ в течение нескольких минут, а в других – считается необходимым иметь АБ, обеспечивающие работоспособность системы в течение 2–3 ч.

В случае недостатка электроэнергии для обеспечения нужд потребителей недостающая часть поступает от АБ. В случае избытка энергии производится питание потребителей и заряд АБ. При штилевой погоде и при слабом ветре работает ГПЭ в режиме обеспечения потребителей необходимой мощностью и заряда АБ.

АСЭ, выполненная по схеме, приведённой на рисунке 6.1, б, позволяет максимально экономить топливо. Значительно повышается надёжность работы АСЭ при применении компьютеров и, соответственно, программного обеспечения в управлении системой, в том числе контролю её параметров.

Несмотря на довольно высокую, в настоящее время, стоимость фотоэлектрических батарей, их использование совместно с ВЭУ в некоторых случаях может быть эффективным. Поскольку в зимнее время существует большой потенциал ветра, а летом в ясные дни максимальный эффект можно получить, ис-

пользуя СФЭУ, то сочетание этих ресурсов оказывается выгодным с экономической точки зрения для потребителей.

Как правило, на начальном этапе в проект будущей ветро-солнечной электростанции закладывается мощность, на 20–30 % больше заявленной заказчиком. Это позволяет «запасать» электроэнергию во время её потребления.

Пример структурной схемы ветро-солнечной электростанции приведён на рисунке 6.2.

Расчётная мощность ВЭУ и СФЭУ определяется с учётом графика нагрузок, ветровых потоков и солнечной активности для конкретного региона (района). В составе АСЭ должны быть предусмотрены резервные источники электроэнергии АБ. При этом, каждый из режимов работы ВЭУ–СФЭУ, ВЭУ–АБ, СФЭУ–АБ должны обеспечивать пиковую нагрузку.

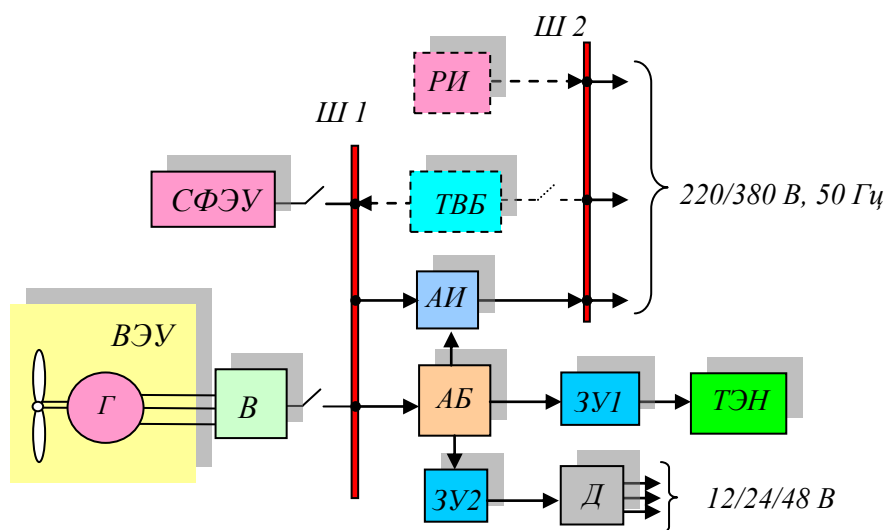


Рисунок 6.2 – Структурная схема ветро-солнечной электростанции

Ветро-солнечная электростанция работает следующим образом. ВЭУ генерирует трехфазное напряжение, вырабатываемое генератором Γ напряжение через выпрямитель B прикладывается к шине постоянного тока $Ш1$ или (и) с солнечной фотоэлектрической установки (СФЭУ) напряжение прикладывается к шине $Ш1$. Автономный инвертор $АИ$ преобразует напряжение постоянного тока в напряжение переменного тока, соответствующее качеству, необходимое для нагрузки, подключаемой к шине переменного тока $Ш2$.

В это же время происходит заряд аккумуляторной батареи $АБ$ (зарядное устройство на рисунке 6.2 не показано). Защитное устройство $ЗУ1$ регулирует зарядное напряжение и осуществляет защиту аккумуляторной батареи $АБ$ от перезаряда.

Избыток энергии ВЭУ (СФЭУ) идет на нагрев воды в бойлере или нагрев воздуха в помещении. Для этого используется водяной или воздушный соответственно $ТЭН$.

Делитель напряжения *ДН* преобразует напряжение постоянного тока, поступающего от *АБ* через защитное устройство *ЗУ2*, в напряжения *12, 24* или *48 В*.

В случае штиля *СФЭУ* и (или) *АБ* осуществляет питание нагрузки переменного и постоянного тока через автономный инвертор *АИ* и делитель напряжения *ДН*. В этом случае *ВЭУ* отключена от шины *Ш1*.

Для предотвращения переразряда *АБ* применяется защитное устройство *ЗУ2*. Как только напряжение на *АБ* приближается к опасному уровню переразряда защитное устройство *ЗУ2* отключает нагрузку постоянного тока. Защиту *АБ* от переразряда в цепи переменного тока осуществляет автономный инвертор *АИ*.

Емкость *АБ* так же делается избыточной и определяется исходя из необходимого времени работы в периоды безветрия и пасмурной погоды. Целесообразно в *АСЭ* использовать герметичные необслуживаемые *AGM* аккумуляторы, не требующие периодического добавления электролита и не выделяющие вредных газов. Срок службы *АБ* данного типа составляет от 3-х до 5-ти лет, в зависимости от режима эксплуатации.

В случае длительного штиля или отсутствия солнечного излучения в *АСЭ* может быть предусмотрен дополнительный резервный источник электроэнергии *РИ* (бензо-, дизельэлектрическая станция или *ГПЭ*), напряжение которого прикладывается к шине *Ш2*. В этом случае, питание потребителей постоянного тока осуществляется через трансформаторно-выпрямительный блок *ТВБ* от шины *Ш1*.

Вместо генератора трехфазного переменного тока в составе *ВЭУ* может использоваться генератор постоянного тока, тогда выпрямитель *В* исключается из схемы.

Важный факт. Суммарная мощность подключаемой нагрузки переменного тока определяется номинальной мощностью автономного инвертора *АИ*. Иногда потребители могут кратковременно при включении (пуск электрических машин) потреблять мощность, значительно превосходящую номинальную. Поэтому, для стабильной работы *АСЭ* автономные инверторы *АИ* необходимо выбирать с номинальной мощностью на 30 – 50% больше суммарной мощности подключённых потребителей. При большом количестве и разнообразии мощности потребителей целесообразно разбить автономные источники и инверторы на группы (рисунок 6.3).

Кроме того, следует отметить, что иногда более целесообразно строить ветро-солнечную электростанцию с использованием нескольких менее мощных *ВЭУ*, чем на основе одной с большой мощностью. В итоге упрощается процесс монтажа электростанции и повышается ее надежность, т. к. при выходе из строя одного узла, остальные части системы продолжают функционировать.

Комбинированные (гибридные) электростанции подразумевают совместное использование традиционных и *ВИЭ*. Практически к структурным схемам ветро-газопоршневых и ветро-солнечных электростанций могут быть подключены к шинам переменного тока традиционные источники электроэнергии бензо-, дизельные и газопоршневые электростанции.

При необходимости обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей в АСЭ должны быть предусмотрены накопители электроэнергии, обычно это АБ. Чем меньше время перевода питания потребителей от одного источника электроэнергии к другому, тем меньше необходима ёмкость АБ.

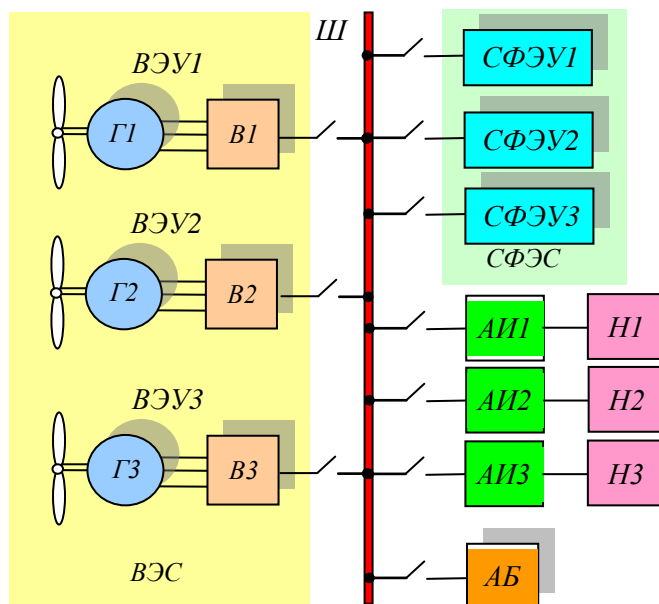


Рисунок 6.3 – Комбинированная структурная схема ветро-солнечной электростанции: ВЭС – ветроэлектрическая станция; СФЭС – солнечная фотозлектрическая станция; Н1-Н3 – нагрузка

В настоящее известны технические решения мобильных комбинированных электростанций мощностью до 10 кВт. В основном это комбинация трёх АИЭ: ВЭУ, СФЭУ и ДЭС. Основные преимущества мобильных комбинированных электростанций:

- большой срок службы;
- возможность быстрого развёртывания установки на отдалённых объектах в труднодоступных местах;
- применение ВИЭ позволяет снизить расход топлива от традиционных источников электроэнергии и как следствие, уменьшить себестоимость электроэнергии на удалённых объектах;
- продолжительное время автономной работы за счёт применения ВИЭ;
- автоматическая система позволяет осуществлять дистанционный мониторинг и управление режимами работы АСЭ по проводным и беспроводным каналам связи.

ВЭУ и СФЭУ могут использоваться совместно с микрогидроэлектростанциями. В таких системах обычно определяется основной источник электроэнергии в зависимости от наличия ветрового потока, солнечной радиации или напора и расхода воды. Т.е., к примеру, в период ветрового затишья энергия вырабатывается микрогидроэлектростанцией или СФЭУ. Здесь важно комби-

нирывать работой ВИЭ с учётом эксплуатационных затрат и сроком службы оборудования (до капитального ремонта и предельный срок службы).

В настоящее время интенсивно разрабатываются автономные системы электроснабжения (АСЭ) с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Известно, что активное внедрение возобновляемой энергетики обусловлено тремя причинами: экологическими проблемами, связанными с добычей и переработкой энергетических ресурсов традиционной энергетики; ограниченностью их запасов; неограниченностью ресурсов возобновляемой энергетики.

Кроме того, ВИЭ способны внести значительный вклад в решение важнейшей проблемы энергообеспечения децентрализованных районов России, на долю которых приходится до 70 % территории страны с населением около 20 млн человек.

Сегодня уже известно, что значительный экономический эффект получается от автономных гибридных (комбинированных) электростанций (АГЭ), использующих, как возобновляемые, так и традиционные источники электроэнергии. Оптимальным вариантом АГЭ является система, содержащая несколько источников генерации электроэнергии, два из которых являются возобновляемыми (как правило, солнечная и ветровая электростанции), а один традиционный – газопоршневые или дизельные электростанции.

Типовая структурная схема АГС приведена на рисунке 6.4. В общем случае она работает по следующему принципу: вся преобразованная солнечными батареями (СБ) солнечная энергия подается в систему электроснабжения для питания нагрузок переменного тока через сетевой инвертор И1 с номинальным напряжением 230 В. Основными функциями обратимого инвертора И2 (способен потоки энергии направлять в обоих направлениях) являются заряд аккумуляторных батарей (АБ) от дизель- или газопоршневого генератора и производство электроэнергии для нагрузки, преобразованной от АБ в случае нехватки или отсутствия солнечной энергии.

В случае когда получаемой от СБ солнечной энергии слишком много для питания нагрузок, её избыток идёт также на заряд АБ, и при полном их заряде может питать дополнительные нагрузки.

Как правило, выбирается средний вариант между 2-суточным запасом энергии в АБ на случай несолнечной (пасмурной) и безветренной погоды при 50 % -м разряде АБ (а фактически – 3-суточный до глубокого разряда) или ежедневный, но при 30 % -м разряде (недопустимо ежедневно разряжать АБ ниже 75 %).

Работоспособность и долговечность работы АБ обеспечивается не только ограничением количества циклов глубокого разряда, но и рабочей температурой АБ (при превышении 45° С ресурс их работы сокращается втрое), а также качеством сетевого зарядного устройства, которое должно обеспечивать как минимум 3-стадийный режим заряда АБ для достижения его полноты. В противном случае при попятном недозаряде (более одного месяца, что обычно происходит в зимний период) в АБ начинается сульфатация свинца, что в свою очередь, приводит к потере ёмкости. Кроме того, особые требования предъяв-

ляются к инвертору – устройству, предназначенному для преобразования напряжения постоянного тока АБ в переменное напряжение 230 В, 50 Гц. Суммарная мощность нагрузок должна быть на 20–25 % меньше номинальной выходной мощности инвертора, указанной в его паспортных данных.

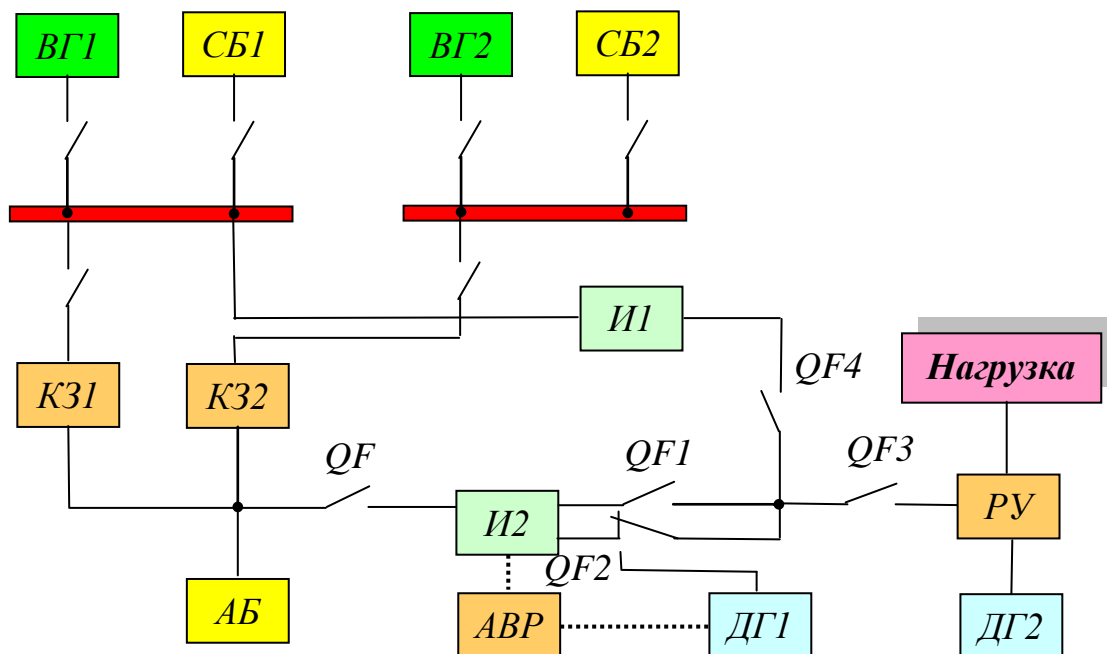


Рисунок 6.4 – Структурная схема АГЭ: ВГ1, ВГ2 – ветрогенераторы; СБ1, СБ2 – солнечные батареи; КЗ1, КЗ2 – контроллеры заряда АБ; АБ – аккумуляторные батареи; И1, И2 – инверторы; АВР – устройство автоматического включения резерва; ДГ1, ДГ2 – дизель-генераторы; РУ – распределительное устройство

Как правило, СБ разделяются на две группы (см. рисунок 6.4) и коммутируются последовательно для получения максимальной энергосыработки с помощью используемого MPPT входа (MPPT – контроллер, следящий за точкой максимальной мощности) в сетевом инверторе И1 (типа SMA SMC7000TL).

Инвертор И1 преобразует полученную от СБ энергию постоянного тока в переменную, напряжением 230 В. Выход этого инвертора подключен в общую цепь нагрузок через автоматический выключатель QF4. Он может вырабатывать синусоидальный ток только при наличии генерации переменного тока инвертором И2, который может отключаться в случае перегрузки, перегрева, либо из-за глубокого разряда АБ (например, 90 %). Чтобы не допустить последнего система управления инвертором подает команду на запуск дизель-генератора (ДГ) при менее глубоком разряде, например, при 40 %. При нормальном пуске генератор продолжает питать подключенные нагрузки, а инвертор с помощью встроенного зарядного устройства (ЗУ) начинает заряд АБ до установленного уровня. Мощность зарядного устройства может достигать 5 кВт.

При эксплуатации электростанции необходимо учитывать условие нормальной работы ДГ: суммарная мощность подключенных нагрузок должна

быть на 20 % меньше его номинальной мощности. Автоматический выключатель защиты QF3 предотвращает использование нагрузок несанкционированной мощности. В случае перегрузки подача напряжения от ДГ отключится, но через 20 с подача возобновится и, если перегрузка осталась, генератор остановится. Повторный его запуск возможен при снятии нагрузки и запуске уже в ручном режиме. А в случае выхода из строя самого генератора предусмотрена возможность переключить АГЭ на работу со штатным генератором, расположенным возле потребителей электроэнергии.

Таким образом, заряд АБ, с одной стороны, производит инвертор И2, получая в светлое время суток энергию от сетевого инвертора И1 мощностью, равной разнице получаемой солнечной энергии и потребляемой нагрузками в реальном времени, но не более разрешенной, с помощью системного контроллера (СК). С другой стороны, при некотором разряде, также программно установленном СК, после запуска дизель-генератора заряд АБ производится через вход инвертора И2 также с установленным ограничением зарядного тока. В первом случае (дневной заряд) АБ может получить полный, 100 %-й заряд, если инвертору удастся провести в три стадии, что возможно в летний период, когда происходит небольшой разряд ночью.

Алгоритм работы АГЭ в осенне-зимний период должен корректироваться по данным ежемесячного мониторинга, и генератор может запускаться при более глубоком разряде АБ, а заряжать её на большую величину, чем летом. Кроме того, потребуется ежемесячно производить принудительный заряд до 100 % с помощью генератора в ручном режиме.

В цепь заряда АБ включены также контроллеры ветрогенераторов, в функции которых входят выпрямление выходного сигнала генератора, конвертация мощности генератора в зарядный ток АБ, обеспечение трехступенчатого режима для достижения полного заряда АБ, сброс избыточной энергии при его достижении и в отсутствие нагрузки, контроль и отключение нагрузок постоянного тока при разряде АБ ниже допустимого уровня, торможение генератора при максимальном разгоне. Расчетная энерговыработка ветроустановок ВГ1 и ВГ2 в осенне-зимний период частично компенсирует нехватку солнечной энергии для поддержания заряда АБ (более 70 %).

Известно, что самым слабым и при этом самым дорогим звеном в составе солнечных фотоэлектрических станций являются АБ, чем больше их в системе, тем сложнее выполнить все условия правильной эксплуатации. Для того чтобы продлить срок службы АБ примерно в 1,5–2 раза, необходимо выполнить несколько условий.

На рисунке 6.5 приведена схема энергосистемы мощностью 3 кВА, где несколько свинцовых АБ соединены последовательно. Рассмотрим, к примеру, систему, содержащую инвертор на 3 кВА напряжением АБ 48 В. Как правило, такие системы электроснабжения содержат 4 соединенных последовательно АБ напряжением 12 В и ёмкостью от 90 до 260 А·ч (свинцово-кислотные, необслуживаемые).

Известно, что в начале эксплуатации (при использовании однотипных АБ) напряжения на каждой АБ практически одинаковы. Но уже через несколь-

ко месяцев эксплуатации внутреннее сопротивление каждой из них меняет своё исходное значение. К примеру, если одна АБ недозаряжена, другая перезаряжена, то обе ситуации крайне отрицательно сказываются на них: в первой происходят процессы сульфатации пластин, а во второй электролит выкипает, а масса свинца выкрашивается, при этом дисбаланс со временем только увеличивается. Основными причинами рассмотренных процессов являются: технологические отклонения параметров при производстве, перепады температур, удары (вибрации), недозаряд или переразряд и т. п. Внутреннее сопротивление у каждой АБ меняется по своему закону. Сегодня известны фирмы, которые производят АБ с минимальными технологическими отклонениями. Такие АБ служат дольше, но их стоимость более чем в 2 раза больше стоимости традиционных.

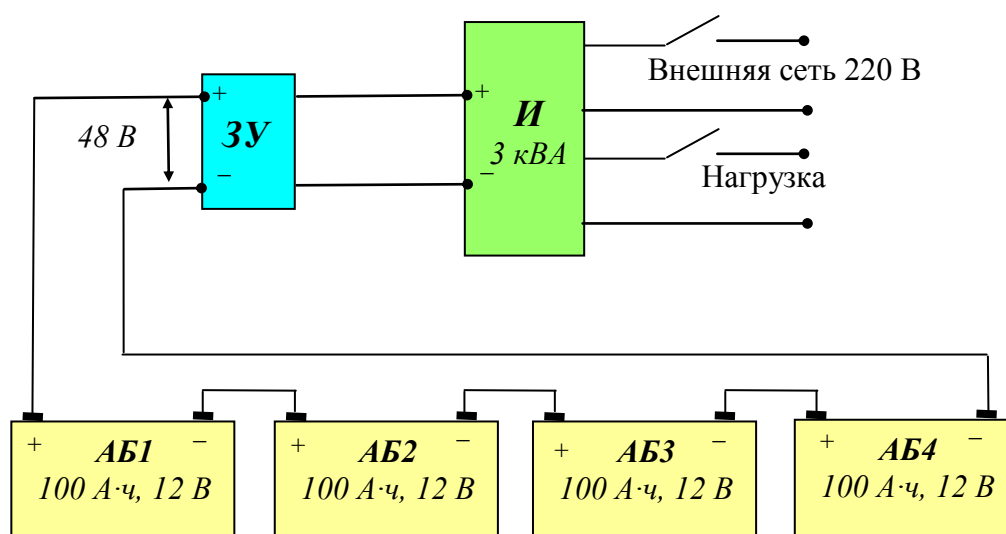


Рисунок 6.5 – Схема энергосистемы резервного электроснабжения, рассчитанная на 3 кВА

Из-за того, что меняется внутреннее сопротивление АБ, время их нормальной работы будет сокращаться и вместо положенных, к примеру, 5–7 лет для одной батареи, ёмкость АБ через 1,5–2 года уменьшится почти в два раза.

На практике для увеличения времени работы резервного источника, выполненного на АБ, наращивают мощность системы путем подключения дополнительных АБ (рисунок 6.6). Предложенный вариант подключения АБ на какое-то время «спасает» ситуацию, но не устраняет, а только усугубляет проблему. В результате примерно через 2–3 года эксплуатации энергосистемы приходится менять все АБ. В среднем за год эксплуатации системы 48 В (см. рисунок 6.5) нужно будет менять одну АБ, а если таких сборок несколько (рисунок 6.6), то половину от общего количества.

Увеличить срок службы АБ, можно применив систему балансировки, которая будет выравнивать напряжения на каждой АБ с самого начала заряда. В настоящее время известно техническое решение системы пассивной балансировки для свинцовых 12-вольтовых АБ. Основными показателями выбора пассивной системы балансировки являются надежность и стоимость. Особенности работы системы:

– выравнивание напряжений отдельных АБ идет постоянно с самого начала заряда. Этим достигается значительное уменьшение выделяемой мощности на балластной нагрузке (в отличие от систем, начинающих реагировать на конечное напряжение заряда). Система считывает напряжения с каждой АБ, вычисляет среднее и включает балластную нагрузку на тех АБ, напряжение которых выше среднего;

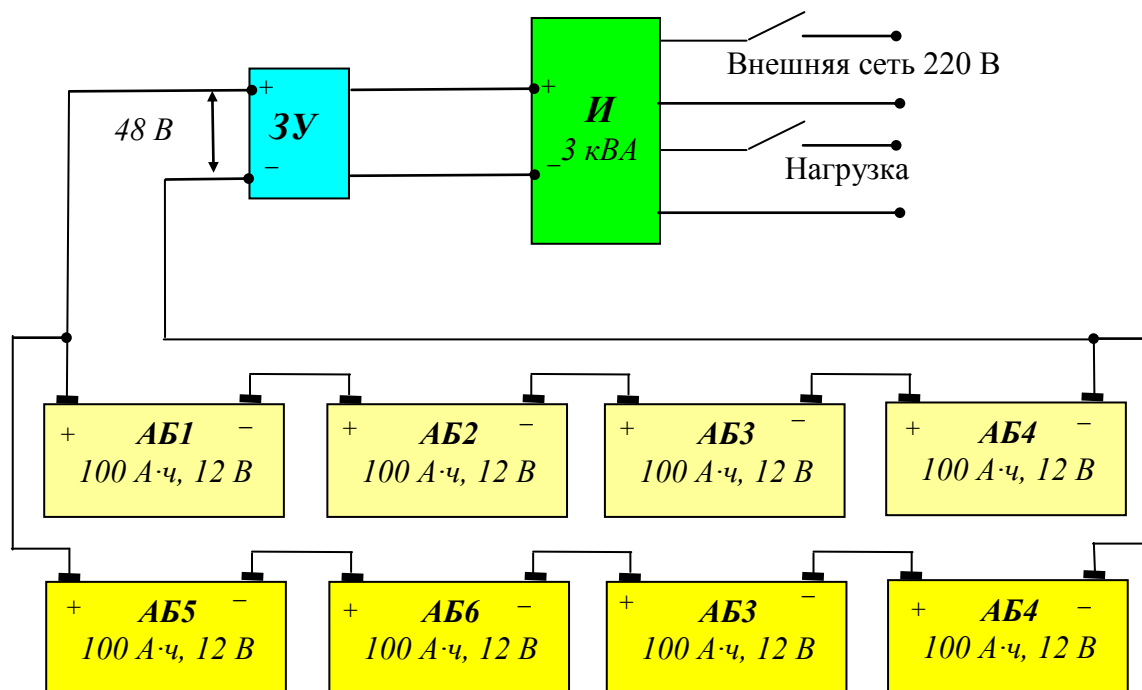


Рисунок 6.6 – Схема энергосистемы резервного электроснабжения на 3 кВА с увеличенным количеством АБ

– постоянный мониторинг (через RS485-й интерфейс), позволяющий визуально оценить работу каждой АБ как в процессе заряда, так и в процессе разряда. Каждый балансирующий модуль имеет свой номер, который можно сопоставить с конкретной АБ;

– присутствует опция отключения нагрузки в случае если хотя бы на одной АБ напряжение стало ниже 10,5 В (нижняя граница рабочего напряжения свинцовой 12-вольтовой АБ);

– благодаря гальванической развязке по шине управления есть возможность балансировать несколько групп АБ;

– принцип модульного исполнения позволяет добавлять группы АБ к уже работающей системе, причем не обязательно той же фирмы-производителя;

– решаются задачи балансировки для свинцовых АБ напряжением 2 В, 6 В и 12 В и для литиевых напряжением 3,2 В и 3,7 В, кроме того, щелочных и других типов АБ;

– срок окупаемости – меньше одного года благодаря низкой стоимости и кратному увеличению срока службы АБ.

Система балансировки подбирается по ёмкости АБ и току заряда. Если в энергосистеме предусмотрена возможность форсированного заряда за 2–4 ч (например от СБ или ветрогенератора), то система балансировки может не успевать «гасить» излишнее напряжение на отдельных АБ. В этом случае балансирующие элементы должны быть повышенной мощности по сравнению с обычным режимом заряда.

Важно то, что систему балансировки можно устанавливать на АБ, эксплуатируемые в течение нескольких лет. Эффект связан с тем что разбалансированные (старые АБ) система «законсервирует» и даст им возможность значительно больше времени проработать до замены.

Реальной возможностью улучшения технико-экономических показателей автономных систем электроснабжения является использование возобновляемых источников энергии. Особое место здесь принадлежит солнечной энергетике – солнечным фотоэлектрическим станциям, разработке на их базе автономных гибридных электростанций.

Важным является факт, что удельная стоимость фотоэлектрических модулей с 1980 г. по 2015 г. снизилась более чем в 15 раз. Конкурентоспособность растёт также благодаря существенно меньшим срокам их строительства по сравнению с традиционными электростанциями. Темпы развития ВИЭ свидетельствуют о больших перспективах СФЭС в сравнении с другими возобновляемыми видами энергии. Мировой прогноз роста установленной мощности ВИЭ на 2020 г. в сравнении с 2005 г.: в 4–5 раз для ветровой энергетике; в 2–3 – раза для малой гидроэнергетики; в 8–10 раз для солнечной энергетике.

Таким образом, в настоящее время особое значение приобретают изучение и систематизация энергетического потенциала территории, совершенствование методик выбора оборудования и способов оптимизации систем электроснабжения, выполненных с использованием ВИЭ. Широкие перспективы имеют гибридные (комбинированные) автономные системы электроснабжения, выполненные на базе солнечных и ветровых электростанций, а также традиционных источников энергии – дизельных или газопоршневых электростанций.

Рассмотренные особенности построения и работы гибридных (комбинированных) электростанций повысят эффективность предпроектных работ по разработке высокоэффективных их структурно-схемных решений.

6.2 Синтез модульных систем бесперебойного электроснабжения

Уровень развития технического прогресса сегодня требует создания высокоэффективных, в том числе надёжных систем бесперебойного электроснабжения (СБЭ). И в первую очередь это диктуется большими экономическими потерями при потере электроснабжения и нарушении нормальных режимов работы производственных комплексов, центров коммуникации и связи, медицинского оборудования, банков и т. п. Поэтому как никогда в настоящее время актуальным является вопрос разработки модульных СБЭ. Модульный принцип построения СБЭ наряду является перспективным, поскольку позволяет обеспечить высокую надёжность работы системы электроснабжения, за счет ре-

резервирования основных функциональных узлов (блоков, элементов). При необходимости он позволяет достаточно просто увеличивать установленную мощность источников, преобразователей и накопителей электроэнергии путем включения работающих модулей на параллельную работу с аналогичными функциональными модулями. Кроме того, модульные системы сократят время их проектирования, изготовления оборудования, упростят задачу по изменению структуры СБЭ в зависимости от требований потребителей. Значительный технико-экономический эффект достигается при эксплуатации модульных СБЭ за счет сокращения времени на техническое обслуживание и на устранение неисправностей, поскольку неисправные модульные блоки заменяются на рабочие, в том числе этот процесс может осуществляться автоматически.

При проектировании СБЭ необходимо учитывать, что на структуру системы и соответственно на основные ее характеристики оказывают влияние в основном два фактора, определяемые потребителями электроэнергии: допустимое время перерыва в электроснабжении; показатели качества электроэнергии.

Если потребители электроэнергии ответственные (первой категории) и практически необходимо, чтобы отсутствовал перерыв в электроснабжении, в этом случае увеличивается количество резервных источников и преобразователей электроэнергии поскольку в качестве источников могут применяться не только источники напряжения переменного тока, но и источники постоянного тока, к примеру солнечные фотоэлектрические станции. Кроме того, как известно, чем выше требования к качеству электроэнергии, тем соответственно усложняется конструкция стабилизаторов и преобразователей электроэнергии, последние осуществляют функцию согласования параметров источников с параметрами потребителей электроэнергии.

В общем случае задача синтеза структуры модульной СБЭ в себя включает:

- разработка структуры системы электроснабжения с учетом требований потребителей к качеству электроэнергии и допустимому времени перерыва в электроснабжении;
- определение необходимого уровня резервирования основных функциональных узлов (блоков, элементов) с учетом обеспечения требуемой надежности работы системы;
- обеспечение наиболее эффективных взаимосвязей модулей, в том числе электромагнитной совместимости, и рациональное их использование при нормальной и аварийной работе системы.

Для решения первой задачи необходимо решить вопрос разделения СБЭ на модули. В общем случае функциональный модуль СБЭ должен представлять собой устройство выполняющее функции источника, преобразователя, накопителя электроэнергии, коммутационных и распределительных устройств, устройств управления и защиты.

Создание единого по структуре функционального модуля автономного источника электроэнергии (АИЭ) является нецелесообразным, поскольку

источники в СБЭ должны генерировать не только переменный ток промышленной частоты, а иногда целесообразно, чтобы они генерировали напряжение постоянного тока или напряжение переменного тока повышенной частоты, что позволило бы улучшить основные критерии эффективности системы (КПД, экономические показатели, показатели надёжности, массогабаритные показатели или показатели качества электроэнергии). Таким образом, функциональные модули источников электроэнергии должны быть, как минимум, трёх типов: переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.

Создание единого, по структуре универсального модульного преобразователя (УМП) является перспективным направлением в развитии СБЭ. УМП представляет собой комплектное устройство, содержащее модульные блоки управляемых полупроводниковых ключей, соответственно и их систему управления, коммутационные аппараты, систему защиты и других элементов, обеспечивающих его работу (автотрансформаторы, фильтры и т. д.). Особенностью работы системы управления УМП является то, что в зависимости от поставленной задачи она способна управлять его работой по нескольким алгоритмам таким образом, что преобразователь может работать в режимах выпрямителя, инвертора, конвертора или преобразователя частоты.

Применение УМП в составе СБЭ повысит их эффективность за счет оптимизации режимов работы, как при нормальной, так и при аварийной работе, сохранения её работоспособность для всех запланированных ненормальных режимов путем адаптивного изменения структуры цепей и постепенного отключения групп потребителей, согласно заданного приоритета (иерархии).

Для повышения эффективности работы СБЭ стабилизацию параметров электроэнергии должны осуществлять локальные системы управления УМП, а установку их режимов работы центральная система управления (ЦСУ) СБЭ.

Для обеспечения требуемой надёжности работы системы должна быть решена вторая задача синтеза структуры СБЭ, которая предполагает определение необходимого уровня резервирования функциональных модулей. При этом должно обеспечиваться полное или частичное резервирование основных функциональных узлов (ФУ).

При полном резервировании максимальная мощность потребителя не превышает максимально допустимой мощности одного ФУ (источника или преобразователя электроэнергии), т.е. один ФУ находится в работе, а второй и, может быть, последующие – в резерве. В этом случае вопросы обеспечения параллельной работы и наращивания установленной мощности ФУ исключаются. Основное достоинство данного принципа – высокая надёжность, а недостаток – относительно большая масса и габариты системы в целом.

При частичном резервировании допустимая мощность одного ФУ меньше максимальной мощности потребителя. При необходимости наращивания мощности в работу включается один из резервных ФУ. Частичное резервирование предполагает построение трехфазных преобразователей на основе од-

нофазных модулей. Главное достоинство данного принципа – улучшенные массогабаритные характеристики системы. Если при полном резервировании в случае выхода из строя трехфазного модульного в работу включается аналогичный, то в случае частного резервирования при неисправности одного из однофазных модулей трехфазного устройства вместо него включается резервный однофазный модуль.

Решение третьей задачи предусматривает, прежде всего, необходимость обеспечения электрической, конструктивной, электромагнитной совместимости функциональных модулей СБЭ, а также их рациональное распределение, обеспечивая наиболее эффективные взаимосвязи.

Под электрической совместимостью модулей понимается возможность их совместного использования по следующим параметрам: мощности, входному и выходному напряжению. Известно, что под конструктивной совместимостью понимается взаимосопрягаемый набор несущих конструкций и разъемных соединений модулей, позволяющий осуществлять рациональную компоновку аппаратуры. Под электромагнитной совместимостью модулей понимается возможность их совместного функционирования в составе модульной системы в условиях взаимно создаваемых ими электромагнитного поля и помех.

Модульное построение СБЭ предусматривает также необходимость информационной и программной совместимости системы управления (СУ), контроля и регулирования параметров входной и выходной электроэнергии модулей. Под информационной совместимостью понимается единство информационных сигналов по их виду, количеству, системе кодирования и т.д. Под программной совместимостью понимается унификация системы команд и программно-аппаратная организация системы управления.

Использование модулей накопителей электроэнергии, как правило, аккумуляторных батарей с однотипными значениями напряжения и ёмкости позволит, при необходимости, изменять их схему подключения (последовательно или параллельно), тем самым увеличивать напряжение или мощность системы, согласуя эти величины с соответствующим режимом работы системы.

Распределительные устройства СБЭ также должны быть выполнены на типовых модульных блоках, причем на базе бесконтактных полностью управляемых полупроводниковых приборах или комбинированных электрических аппаратах. Модульные блоки распределительных устройств должны содержать шины, к которым через управляемые коммутационные аппараты осуществляется подключение нагрузки через распределительное устройство к соответствующему источнику или преобразователю. На рисунке 6.7 показан один из вариантов модульного блока распределительного устройства, где обозначено: *ШИ* – шина источника; *МК1–МК4* – модульные блоки коммутационных устройств; *К1–К5* – полупроводниковые ключи; *ШН1–ШН4* – шины нагрузки; *$i_{Y1}–i_{Y5}$* – управляющие сигналы ЦСУ.

Один из вариантов структурной схемы модульной СБЭ приведен на рисунке 6.8, где обозначено: *НЭ* – накопители электроэнергии; *АИЭ* – автономные источники электроэнергии; *СУ_И* – система управления автономным

источником; $УМП1-УМП_n$ – унифицированные модульные преобразователи; $СУ1-СУ_n$ – системы управления преобразователями; $РУ1-РУ_n$ – распределительные устройства; $ЦСУ$ – центральная система управления.

ЦСУ выполняет функции контроля параметров электроэнергии и осуществляет коммутационные операции через распределительные устройства изменения структуру системы и режимы работы. Функции стабилизации и регулирования параметров электроэнергии осуществляют локальные системы управления автономными источниками и преобразователями. ЦСУ не связана, по каналам обработки информации, с локальными системами управления, а по каналам контроля информации они имеют общие связи. Такое взаимодействие позволит повысить быстродействие и надежность работы всей СБЭ в комплексе.

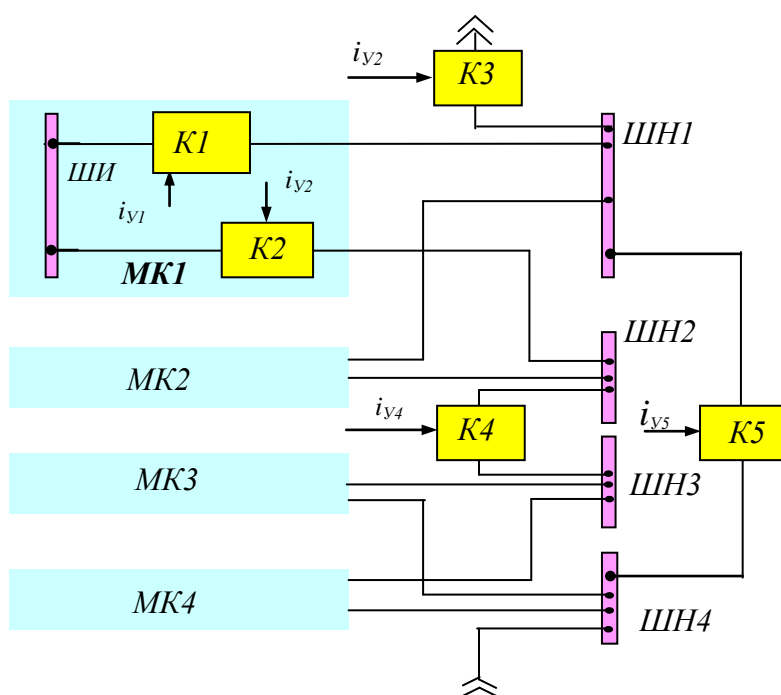


Рисунок 6.7 – Структурная схема модульного блока распределительного устройства

Таким образом, построение СБЭ по модульному принципу с использованием функциональных модулей источников, преобразователей, накопителей электроэнергии и модулей распределительных устройств, а также с возможностью СБЭ с помощью ЦСУ изменять свою структуру обеспечивает несколько положительных ее свойств одновременно:

1) высокую надежность, вследствие того, что при отказе любого из модуля включается в работу резервный модуль или изменяется структура системы, обеспечивая бесперебойное электроснабжение;

2) регулирование мощностью генерируемой автономными источниками и распределение согласно заданному приоритету (иерархии) нагрузок, позволяет увеличить ресурс её работы;

3) техническое обслуживание или замена неисправных модулей может осуществляться без перерыва в электроснабжении потребителей.

На рисунке 6.9 приведен ещё один из вариантов структурной схемы модульной СБЭ, выполненной на статических преобразователях электроэнергии. Каждый из ФУ схемы выполнены по модульному принципу. Особенностью работы схемы является то, что в её составе применяются модульные блоки преобразовательных устройств $МБ1-МБ_n$, которые подключены параллельно к шине гарантированного питания ШГП.

Параллельная работа модульных блоков позволяет не только резервировать работу СБЭ, но и наращивать, при необходимости, её установленную мощность. Таким образом, количество модульных блоков определяется требованиями потребителей по обеспечению бесперебойного электроснабжения и экономичной работы СБЭ.

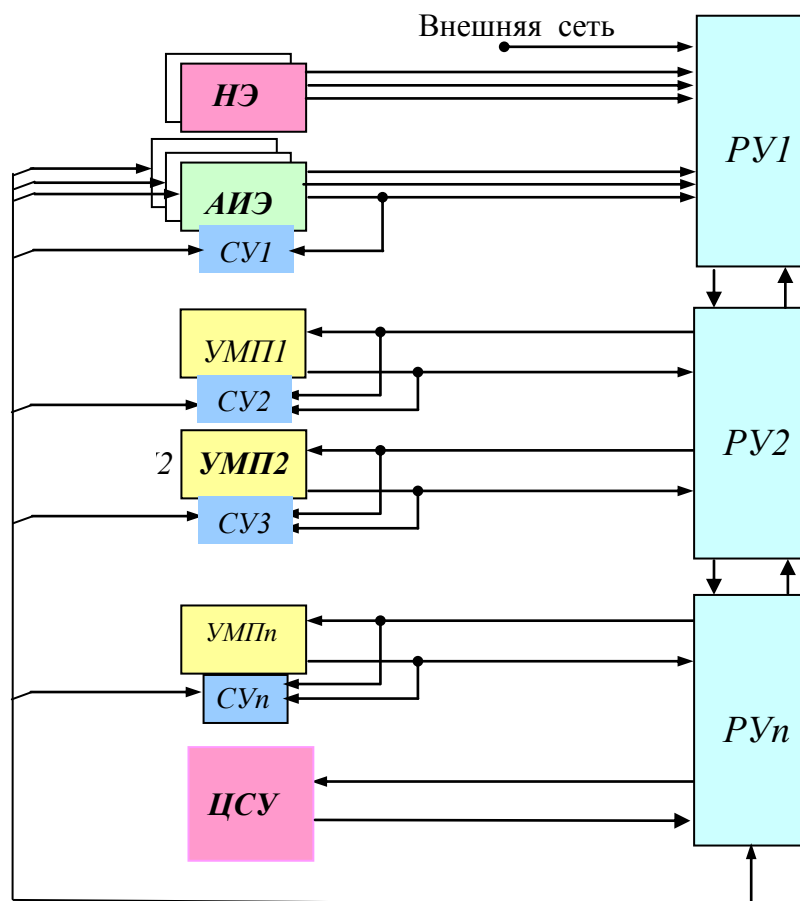


Рисунок 6.8 – Структурная схема модульной системы бесперебойного электроснабжения

Работа СБЭ. В нормальном режиме работы на шину $Ш1$ поступает питание от внешних источников электроэнергии по одному из вводов. В зависимости от величины потребляемой мощности работает соответствующее количество модульных блоков $МБ$. Центральная система управления $ЦСУ$ обеспечивает контроль параметров электроэнергии, через системы

управления $СУ$ модульных блоков $МБ$, защиту СБЭ и коммутацию силовых цепей в соответствии с основными режимами функционирования системы.

На рисунке 6.10 представлен один из вариантов структурной схемы УМП. Модульный блок локальной системы управления $СУ_{УМП}$, осуществляет управление блоком коммутационных аппаратов БКА, а также формирует управляющие сигналы для силовых полупроводниковых приборов блоков ПБ1 и ПБ2. Питание системы управления УМП и ее связь с центральной $СУ$ осуществляется через распределительное устройство РУ. На рисунке 6.10 также показаны: входной и выходной фильтры $\Phi 1$ и $\Phi 2$, трансформатор T , контакты коммутационных аппаратов $K1-K5$, силовые выводы 1 и 2, выводы $СУ_{УМП}$ 3-5.

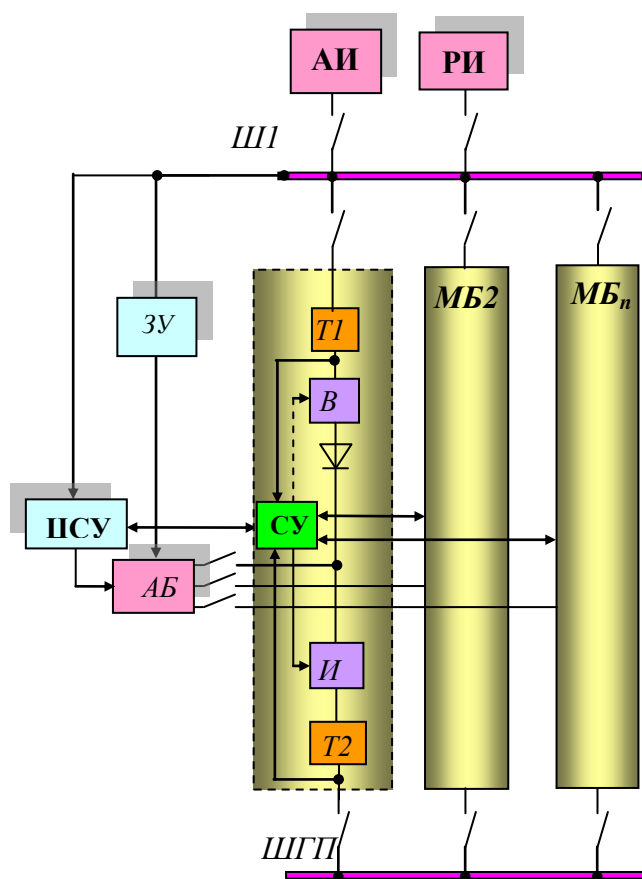


Рисунок 6.9 – Структурная схема модульной СБЭ на статических преобразователях: $АИ$ – автономный источник; $РИ$ – резервный источник; $ЗУ$ – зарядное устройство; $ЦСУ$ – центральная система управления; $АБ$ – аккумуляторные батареи; $МБ1-MБ_n$ – модульные блоки; $T1-T2$ – трансформаторы; B – выпрямитель; I – инвертор; $СУ$ – система управления модульными блоками

Система управления УМП, выполнена на микропроцессорной технике и содержит несколько программ, обеспечивающих работу по преобразованию и стабилизации напряжения в режиме выпрямителя и инвертора. При этом она выполняет функции стабилизации напряжения, контроля параметров электроэнергии, защиты и оперативных переключений внутри преобразователя, к примеру, для замены блока ПБ1 на ПБ2, через блок коммутационных аппаратов

БКА. Выбор режима работы УМП, контроль параметров электроэнергии и подключение УМП в работу в составе СБЭ осуществляет центральная СУ.

УМП позволяют выполнять функции четырех типов преобразователей электроэнергии: выпрямителей, инверторов, преобразователей частоты и конверторов (для работы в режиме преобразователя частоты и конвертора, необходимо два УМП, включенных между собой последовательно, при этом, только один трансформатор включается в конструкцию).

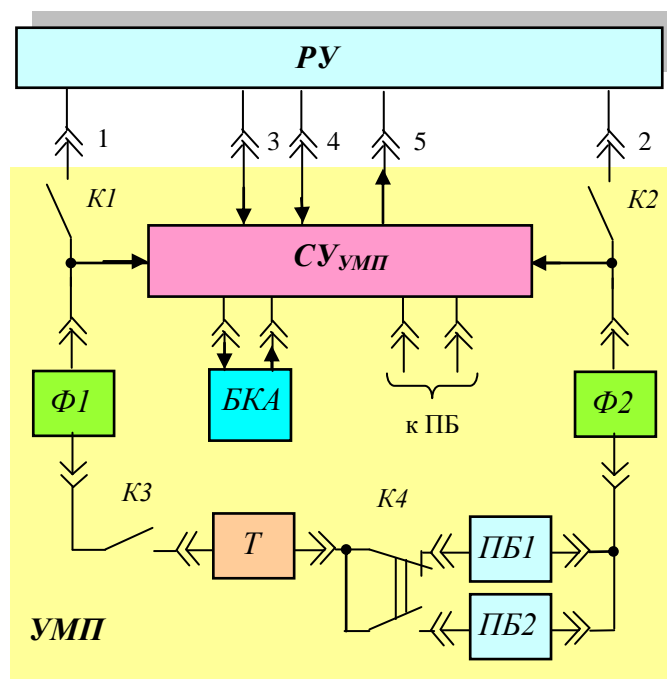


Рисунок 6.10 – Структурная схема универсального модульного преобразователя

6.3 Способы синтеза оптимальной структуры автономных систем электроснабжения

Важным вопросом при разработке новых технических решений АСЭ является определение диапазона оптимальных значений критериев оценки эффективности от правильности выбора которых зависят эксплуатационно-технические характеристики (ЭТХ) проектируемой системы.

Оптимизация АСЭ одновременно по всем критериям эффективности с определением диапазона их оптимальных значений, практически неразрешимая задача.

Один из простых и эффективных способов разработки АСЭ, имеющей хорошие ЭТХ – это использовать накопленный опыт проектирования таких систем и построить их с выбором основных функциональных узлов (источников, стабилизаторов, преобразователей электроэнергии, коммутационных устройств и устройств защиты), имеющих высокие ЭТХ. При этом необходимо учитывать требования потребителей к качеству электроэнергии, в том числе и к бесперебойности электроснабжения. В данном случае АСЭ оценивается по

количественным и качественным характеристикам применяемых в ее структуре основных функциональных узлов.

Еще один известный способ оптимизации, основан на применении многопараметрической (глобальной) оптимизации АСЭ используя обобщенный критерий вида

$$F = A_x X + B_y Y + C_z Z + \dots, \quad (6.1)$$

где X, Y, Z – критерии эффективности АСЭ; A_x, B_y, C_z – весовые коэффициенты, определяющие значимость частных критериев.

Минимизация функции F обеспечивается за счет всех критериев эффективности (X, Y, Z, \dots), однако выбор весовых коэффициентов (A_x, B_y, C_z, \dots), как правило, не является строго обоснованным и опирается на использовании субъективных факторов, в том числе при использовании экспертных оценок. Кроме того, значение критериев эффективности зависят друг от друга. Так для повышения надёжности электроснабжения необходимо в систему вводить дополнительные источники, резервные преобразователи и т. п., но это приведёт к значительному повышению капиталовложений.

Простейший подход – оптимизировать систему по одному или двум критериям, считая фиксированными остальные.

Более полный результат при оптимизации АСЭ, с учетом всех критериев эффективности, можно получить, используя метод компромиссов или последовательных отклонений (уступок). Суть, которого заключается в следующем, в начале фиксируются все критерии эффективности (согласно функции F (6.1)), кроме одного, который оптимизируется ($X \rightarrow X_{min}$). Затем назначается допустимое отклонение от критерия X_{min} в заданных пределах и находится следующий критерий эффективности Y_{min} . Далее задается допустимое отклонение от Y_{min} , при котором находится последующий критерий эффективности Z_{min} и т. д.

Наилучшие результаты обычно дает оптимизация по функции F с перебором характерных значений весовых коэффициентов и использованием ограниченных решений, в которых нельзя одновременно улучшить все критерии эффективности.

В общем случае под оптимизацией конкретного технического решения понимают обобщение экстремума числовой функции, которое формулируется так: решение эффективно, если любой из характеризующих его критериев можно улучшить, лишь за счет ухудшения остальных. Ниже приводятся примеры, иллюстрирующие это правило.

Предположим, что требуется определить, при каких соотношениях между мощностями источников (I) и преобразователей электроэнергии ($ПЭ$) масса АСЭ принимает наименьшее значение. При этом, в качестве источников возобновляемой энергетики могут быть электромашинные генераторы (ветроэлектрических установок, малых гидроэлектростанций), солнечные батареи (солнечных фотоэлектрических станций), а в качестве преобразователей (ста-

билизаторов) электроэнергии – статические преобразователи (инверторы, преобразователи частоты, выпрямители). Если структура АСЭ имеет n источников и m преобразователей, общая масса системы будет определяться по формуле

$$G_{АСЭ} = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta G_{Иi} P_{Иi}}{1 - k_{Иi}} + \sum_{i=1}^n G_{Иi} + \sum_{j=1}^m \frac{\Delta G_{ПЭj} P_{ПЭj}}{1 - k_{ПЭj}} + \sum_{j=1}^m G_{ПЭj}, \quad (6.2)$$

где $\Delta G_{Иi}$, $\Delta G_{ПЭj}$ и $G_{Иi}$, $G_{ПЭj}$ – удельные массы и постоянные значения массы источников и преобразователей электроэнергии соответственно; $P_{Иi}$ и $P_{ПЭj}$ – установленные мощности источников и преобразователей электроэнергии; $k_{Иi}$ и $k_{ПЭj}$ – коэффициенты, учитывающие потери электроэнергии в источниках и преобразователях электроэнергии.

Множество решений выражения (6.2) можно получить в плоскости $P_{И}P_{ПЭ}$ (рисунок 6.11), содержащей семейство прямоугольных треугольников. На рисунке 6.11 приняты следующие обозначения: $P_{Иi}$ – мощность одного источника электроэнергии при отсутствии преобразователей электроэнергии (точка A), причем такая структура соответствует минимальной массе АСЭ; $P_{Иi}$ – суммарная мощность источников, используемых в АСЭ (точка B); $P_{ПЭA1} - P_{ПЭAj}$ – мощности преобразователей электроэнергии, применяемых в автономной системе (точки $A_1 - A_j$).

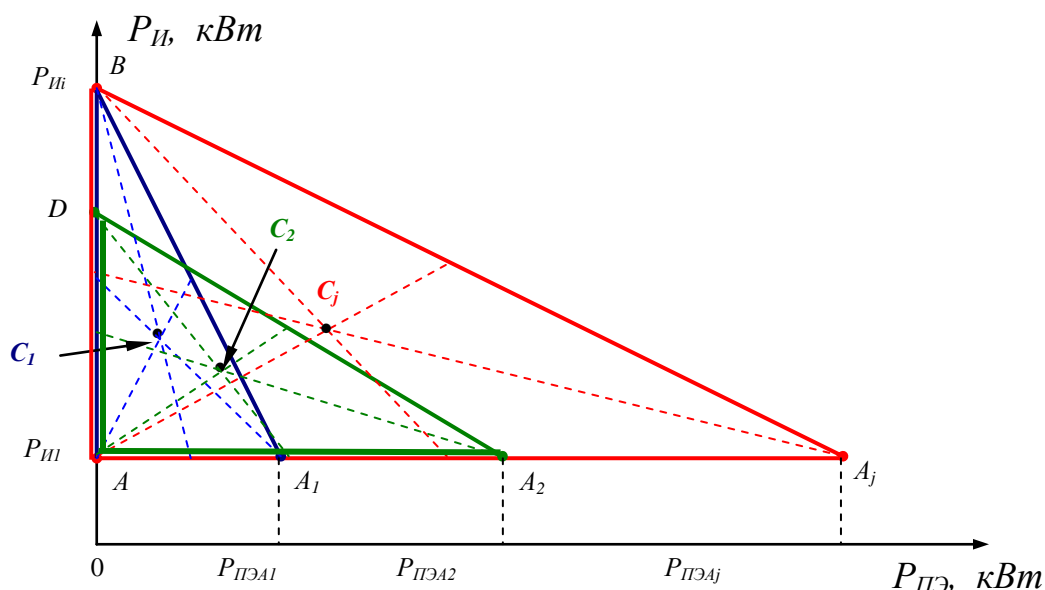


Рисунок 6.11 – Графики решения задачи оптимизации АСЭ

Так как структуры, определяющие собой области допустимых решений, являются треугольниками, по которым определяются массовые числа АСЭ, оптимальной можно считать ту структуру, которая расположена в центре тяжести соответствующего треугольника. Такой подход позволяет вычислить оптимальное соотношение мощностей, а значит, и масс источников и преобразователей электроэнергии АСЭ. Для треугольников центры тяжести (точки

C_1 , C_2 и C_j) лежат на пересечении их медиан, причем точки C_1 , C_2 и C_j – соответственно для треугольников ABA_1 , ADA_2 и ABA_j (см. рисунок 6.11). Структура АСЭ, описываемая треугольником ADA_2 , имеет меньшее число источников электроэнергии и, как следствие, более низкую надежность.

Во всех режимах работы АСЭ, как правило, функционирует только один источник электроэнергии, и его мощность $P_{и1}$ должна превышать суммарную мощность всех преобразователей электроэнергии $P_{пэ}$, работающих в этом режиме, и соответственно превышать суммарную мощность всех электроприемников $P_{эп}$, т.е. должны выполняться условия

$$P_{пэ} < P_{и1} > P_{эп}. \quad (6.3)$$

Задача оптимизации структурных вариантов СГЭ в общем виде заключается в определении минимальной массы системы по выражению (6.2) при соблюдении условия (6.3).

Использование предложенной методики решения задачи оптимизации дает возможность при проектировании АСЭ выбирать оптимальные структуры системы на этапе проектирования по показателям массы при заданных мощностях источников и преобразователей электроэнергии. Такой подход может быть применён и для оценки других критериев эффективности автономной системы.

Рассмотренные способы предполагают решение оптимизационной задачи по двум критериям эффективности. Более сложный путь, когда оптимизация АСЭ осуществляется с использованием трех критериев эффективности.

Эффективность АСЭ может оцениваться положением некоторой точки a в трехмерном пространстве (рисунок 6.12, a). Проекции этой точки на оси критериев эффективности характеризуют их значения. Обобщенный показатель эффективности характеризуется вектором S , соединяющим начало координат с точкой a .

На каждый из критериев эффективности АСЭ могут быть наложены ограничения (т.е., к примеру АСЭ должна иметь минимальный КПД η_{min} , максимальную массу M_{max} и стоимость не превышаемую C_{max} , см. рисунок 6.12, a), по которым определяется, удовлетворяет ли данная АСЭ техническому заданию на проектирование или нет.

Для структурного решения первого варианта АСЭ по положению точки a_1 (рисунок 6.12, a) она не удовлетворяет техническому заданию по показателю стоимости C_1 . Изменив структуру АСЭ или включив в ее состав преобразователи с меньшей стоимостью (получив при этом второй вариант системы), но естественно с худшими другими показателями, можно добиться положения вершины вектора S_2 в точке a_2 оставляя в заданных пределах другие критерии оптимизации. Во втором варианте показатель стоимости системы C_2 будет удовлетворять требованию на техническое задание, однако снизится КПД АСЭ до уровня η_2 (рисунок 6.12, a).

Каждой совокупности характеристик соответствует множество схемных решений АСЭ, качество которых характеризуется векторами $S_I - S_n$. Максимальное значение вектора S , при прочих выполненных ограничениях, будет соответствовать оптимальному значению трех критериев эффективности проектируемой АСЭ. Однако максимальное значение вектора может быть достигнуто при уменьшении требований по ограничению хотя бы к одному критерию эффективности, при этом повышаются требования к двум остальным критериям. В этом случае дополнительно к графику, показанному на рисунке 6.12, *а* строятся пространственные координаты, которые имеют дополнительный критерий эффективности, в рассматриваемом примере это вероятность безотказной работы P (рисунок 6.12, *б – в*). Здесь практически уже будет проходить оптимизация системы с учетом четырех критериев эффективности, т.е. по показателям η , M , C и P .

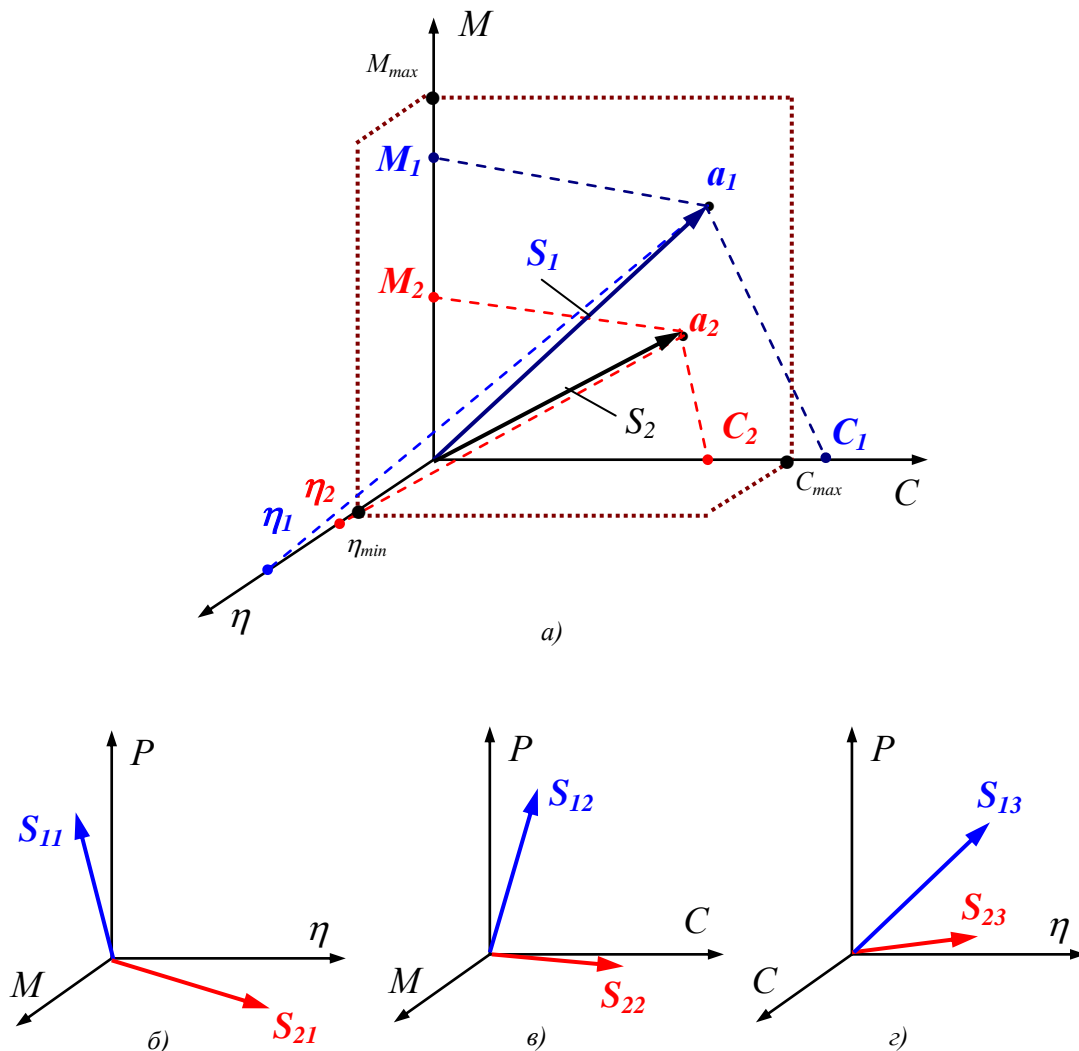


Рисунок 6.12 – Сравнение двух вариантов схем АСЭ по трем критериям эффективности: КПД η , массе M и стоимости C , с учетом вероятности безотказной работы P

Суммарная длина векторов для двух вариантов структуры САЭ будет определяться по формулам

$$\left. \begin{aligned} \sum S_{B1} &= S_1 + S_{11} + S_{12} + S_{13}, \\ \sum S_{B2} &= S_2 + S_{21} + S_{22} + S_{23}. \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

Следующим примером является решение оптимизационной задачи при сравнении трех вариантов АСЭ, но уже по четырем критериям эффективности: общей массе – G , КПД системы – η , вероятности безотказной работы P и стоимости системы – C , с учетом, что все четыре сравниваемые АСЭ имеют равную выходную мощность, и автономные источники и преобразователи (стабилизаторы), обеспечивают потребители электроэнергией требуемого качества (рисунок 6.13). В рассматриваемом случае значение КПД АСЭ определяется с учетом КПД автономных источников и преобразователей электроэнергии, работающих в основном режиме функционирования системы.

На каждый из показателей эффективности, в том числе на мощность, могут быть также наложены ограничения по максимальному или минимальному значениям, по которым на начальном этапе проектирования определяется удовлетворяет ли АСЭ требованиям технического задания (на рисунке 6.13 эти области ограничены штриховкой).

На рисунке 6.13 показаны попарные зависимости параметров (C от G , G от η , P от η) четырех систем, определяемые положением некоторой точки $S_{n(i-j)}$, где обозначения в индексе: n – номер системы; i и j – критерии эффективности системы. На рисунке 6.13 значения КПД η и вероятности безотказной работы $P(t)$, относительно оси абсцисс, отградуированы в обратной последовательности, т.е. начало координат соответствует максимальному значению рассматриваемых критериев (равному 1).

Зависимость двух критериев системы определяется длиной вектора, соединяющего начало координат и точку $S_{n(i-j)}$ (см. рисунок 6.13). Очевидно, оптимальной системой будет та, которая, во-первых, удовлетворяет требованиям по предельному ограничению критериев эффективности (максимальному или минимальному), а во-вторых, у которой длина суммы векторов ($S_{n(C-G)} + S_{n(G-\eta)} + S_{n(\eta-P(t))}$) будет иметь наименьшее значение.

Несмотря на то, что критерии эффективности АСЭ имеют различные единицы измерения и независимо от масштабирования осей ординат и абсцисс сравнительная оценка АСЭ будет являться объективной.

Интересным является направление введение общего экономического критерия оценки АСЭ, в котором все частные критерии выражаются с помощью стоимостных эквивалентов или соответствующих затрат (капитальных и эксплуатационных). В этом случае оптимизация АСЭ может проводиться на достаточно строгой основе. Однако колебания стоимостных критериев в настоящих экономических условиях позволяют использовать такой подход в весьма ограниченных случаях.

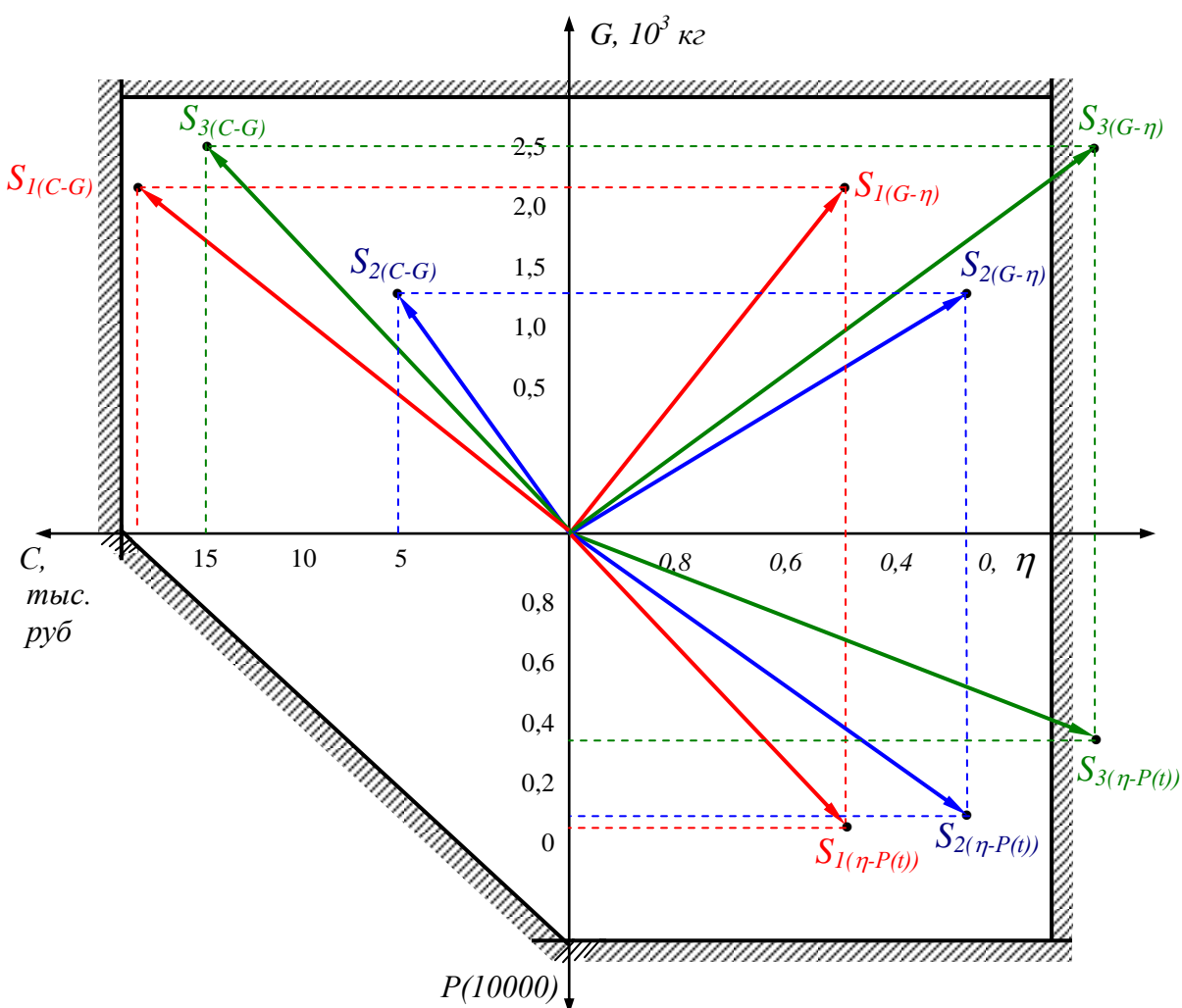


Рисунок 6.13 – Сравнение трёх вариантов АСЭ по четырём критериям

Целесообразно синтез сложных структурных решений АСЭ проводить с использованием графов, в которых вершинами являются виды энергии (по роду тока его частоте и уровню напряжения), а ребрами графа являются функциональные узлы автономной системы. Или наоборот: вершины – функциональные узлы АСЭ, а ребра – виды энергии. Графы удобны при описании структур АСЭ с многоступенчатым преобразованием электроэнергии. Графы кодируются матрицами инцидентий. Каждая структура АСЭ состоит из набора цепей или маршрутов между возможными источниками электроэнергии \mathcal{E}^i , в том числе и преобразователей, и заданными параметрами потребителей электроэнергии \mathcal{E}^j . Для нахождения оптимальных или близких к ним вариантов каждому элементу АСЭ (вершине или ребру) приписывается определенная числовая характеристика (масса, стоимость, вероятность отказа или обобщенный критерий F), называемая мерой, и затем выбирается маршрут (цепь) от \mathcal{E}^i до \mathcal{E}^j с минимальной суммой выбранного показателя.

Для примера на рисунке 6.14 приведены структурные схемы двух вариантов АСЭ. Основной исходной энергией \mathcal{E}^{01} является механическая энергия ветроколеса (ВК) ветроэлектрической установки, а резервным источником энергии \mathcal{E}^{02} является солнечные батареи (СБ) солнечных фотоэлектрических станций.

В схеме АСЭ рисунок 6.14, а энергия \mathcal{E}^{01} механическая энергия ВК преобразуется генератором Γ в энергию постоянного тока \mathcal{E}^1 , поступающую на шину Ш1 и далее к потребителям \mathcal{E}_1 . Двойная индексация энергии на шинах указывает на источник (показатель степени) и потребитель электроэнергии (индекс). Инвертор И преобразует энергию постоянного тока \mathcal{E}_1^1 в энергию переменного тока \mathcal{E}_2^2 , которая поступает на шину Ш2 , с которой осуществляется питание потребителей и трансформаторно-выпрямительного преобразователя ТВП1 , преобразующего энергию переменного тока \mathcal{E}_2^2 в энергию постоянного тока \mathcal{E}_3^3 , которая затем конвертором К преобразуется в энергию постоянного тока с другим уровнем напряжения \mathcal{E}_4^4 .

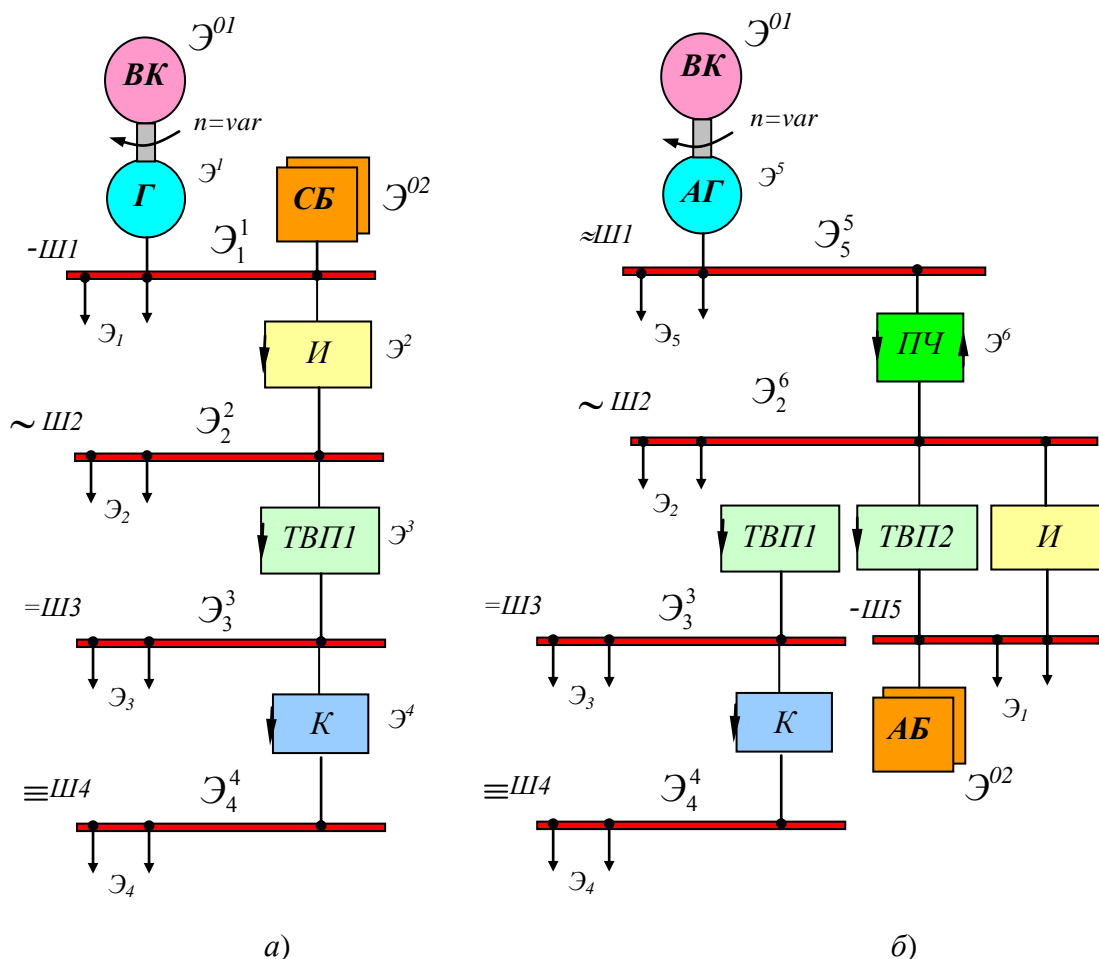


Рисунок 6.14 – Структурные схемы двух вариантов АСЭ на ВИЭ

В структурной схеме на рисунке 6.14, б энергия \mathcal{E}^{01} асинхронным генератором АГ преобразуется в энергию переменного тока нестабильной повышенной частоты, которая преобразователем частоты ПЧ преобразуется в

энергию стабильной промышленной частоты, поступающей на шину Ш2. Энергия постоянного тока \mathcal{E}_1^1 с шины Ш5 от аккумуляторной батареи АБ поступает на шину Ш2 через инвертор И. Инвертор предназначен для электроснабжения потребителей переменного тока и подзаряда АБ. В приведённой схеме аккумуляторная батарея АБ выполняет функцию аварийного источника электроэнергии.

На рисунке 6.15 приведены графы для обеих схем АСЭ (красный цвет для схемы, приведённой на рисунке 6.14, а, а синий – для схемы, приведённой на рисунке 6.14, б). Анализируя временные интервалы режимов работы АСЭ и возможные аварийные ситуации определяется структура системы удовлетворяющая требованиям потребителей по критериям эффективности.

Эффективность решения задачи синтеза структур сложных АСЭ возможно только на основе полной и логически строгой систематизации всех альтернативных вариантов структур, удовлетворяющих по своим характеристикам требованиям потребителей электроэнергии. На рисунке 6.16 приведён общий алгоритм проектирования нового структурно-схемного решения АСЭ.

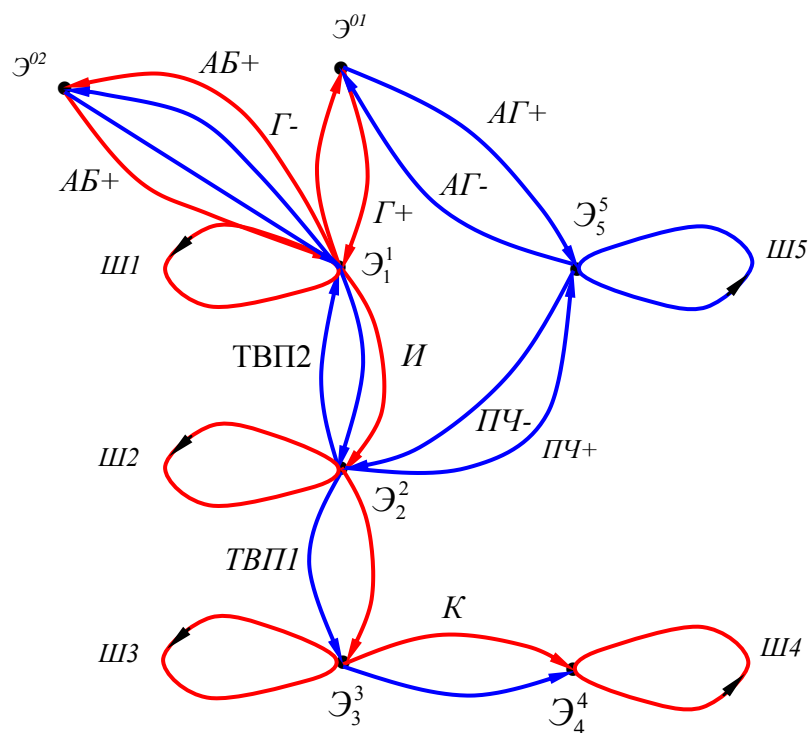


Рисунок 6.15 – Графы структурных схем, приведённых на рисунке 6.14

Таким образом, рассмотренные способы синтеза оптимальной структуры АСЭ позволят повысить эффективность предпроектных работ по созданию систем с улучшенными ЭТХ. В основном выбор способа синтеза зависит от вида применяемых ВИЭ и от требований потребителей по качеству электроэнергии и бесперебойности электроснабжения.

6.4 Концепция построения систем бесперебойного электроснабжения

Большая часть территории Российской Федерации – это зоны децентрализованного энергоснабжения с высокими ценами и тарифами на топливо и энергию. Кроме того, более 50 % регионов страны энергодефицитны из-за импорта электрической энергии.

Важно, что подключение к электрическим сетям высокотехнологического оборудования, чувствительного к ухудшению качества электроэнергии, в том числе требующего непрерывного электроснабжения (производственные комплексы, автоматические системы управления технологическими процессами, телекоммуникационная аппаратура, медицинское оборудование и т. п.), может быть связано с большими экономическими потерями при нарушении нормальных режимов работы потребителей электрической энергии.

На рисунке 6.17 приведены диаграммы, показывающие отношение основных причин перерывов в электроснабжении. Как видно из рисунка 6.17, основными являются две – несоответствие параметров электроэнергии требованиям потребителей (величины напряжения, частоты тока), на долю которых приходится 45 %, а также стихийные бедствия – 37 %. Далее 8 % причин – это ошибка средств управления (программного обеспечения, ложное срабатывание систем защиты и т. п.), 5 % – аварийные отключения (короткие замыкания, обрыв линий электропередачи и т. п.) и 5 % – другие причины.

Таким образом, уровень развития технического прогресса сегодня требует создания энергоэффективных и надёжных систем бесперебойного электроснабжения (СБЭ). Поскольку основными недостатками традиционных источников энергии являются ограниченность и загрязнение окружающей среды, а достоинством – относительно низкая стоимость электроэнергии, достоинством возобновляемых источников энергии (ВИЭ) являются их неограниченность и экологичность, а недостатком – высокая стоимость, вырабатываемой электроэнергии, то в настоящее время целесообразно создавать комбинированные СБЭ, построенные с использованием традиционных и возобновляемых источников энергии.

В общем случае СБЭ предназначена для обеспечения функционирования ответственных потребителей (потребителей первой категории) при отказе основного ввода (вводов) электроснабжения или при ухудшении качества электроэнергии в течение времени, достаточного для переключения на резервный источник электроснабжения или нормального завершения основных технологических процессов.

На этапе предпроектных работ по созданию высокоэффективных комбинированных СБЭ важную роль играет оптимизация структурно-схемных решений системы по основным критериям, которыми служат, помимо экономических, показатели надёжности, КПД и качества электроэнергии. Они зависят от требований потребителей к параметрам и качеству электроэнергии, современных достижений в развитии техники, климатических условий и территории региона, где предполагается размещать СБЭ.

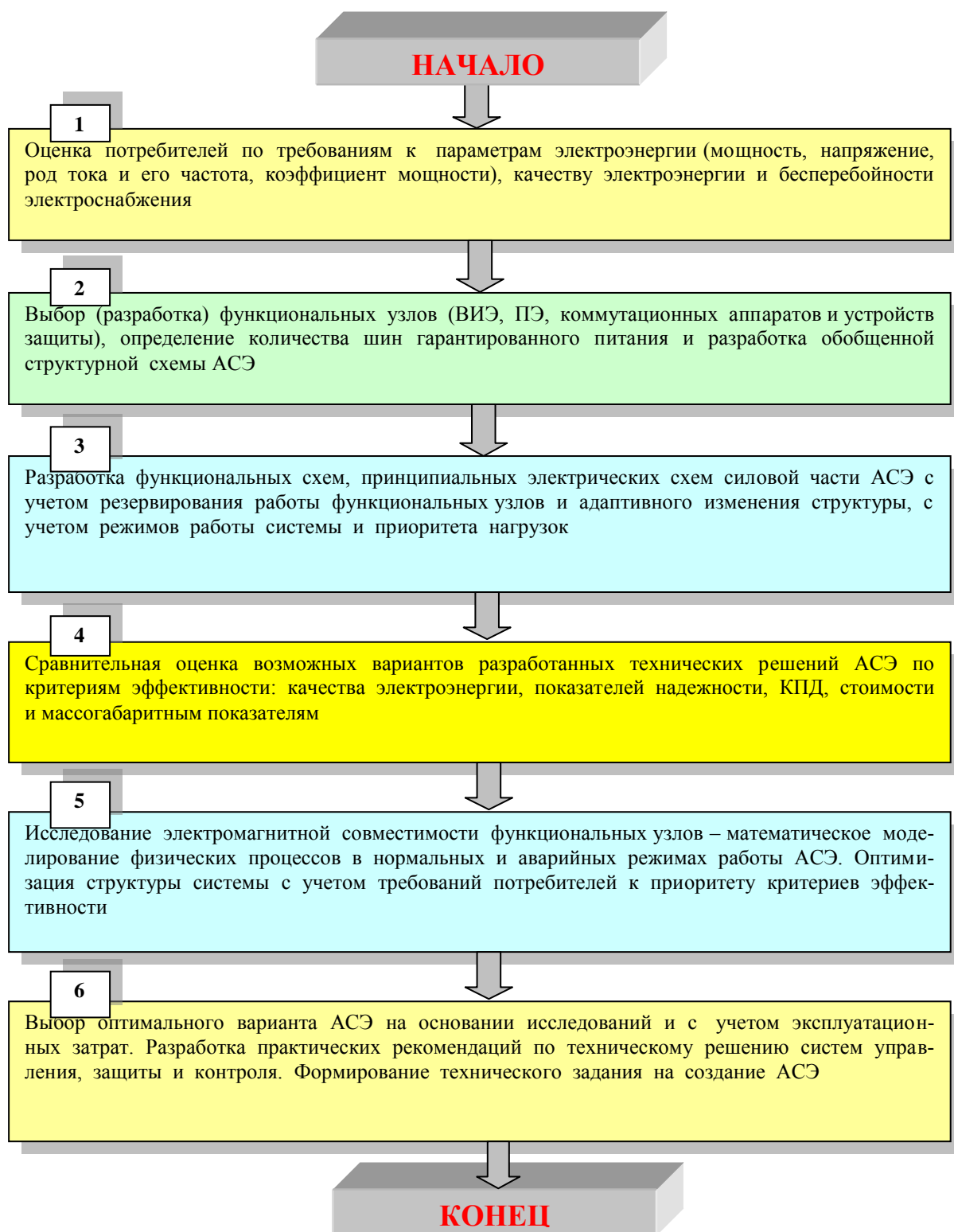


Рисунок 6.16 – Алгоритм оценки эффективности АСЭ

Поэтому целесообразно на первом этапе проектирования разработать обобщённую структурную схему СБЭ (рисунок 6.18). Схема включает несколько источников электроэнергии: внешнюю сеть, ВИЭ, (ветроэлектрические установки (ВЭУ), солнечную фотоэлектрическую станцию (СФЭС) и малую гидроэлектростанцию (МГЭС)) и традиционные автономные источники электроэнергии (АИЭ), дизельную и газопоршневую электростанции (ДЭС, ГПЭ).

Статические преобразователи, используемые в составе СБЭ, инвертор (И), непосредственный преобразователь частоты (НПЧ) и выпрямители (В) выполняют функции не только согласования параметров источников электроэнергии с нагрузкой, но и функции стабилизаторов напряжения.

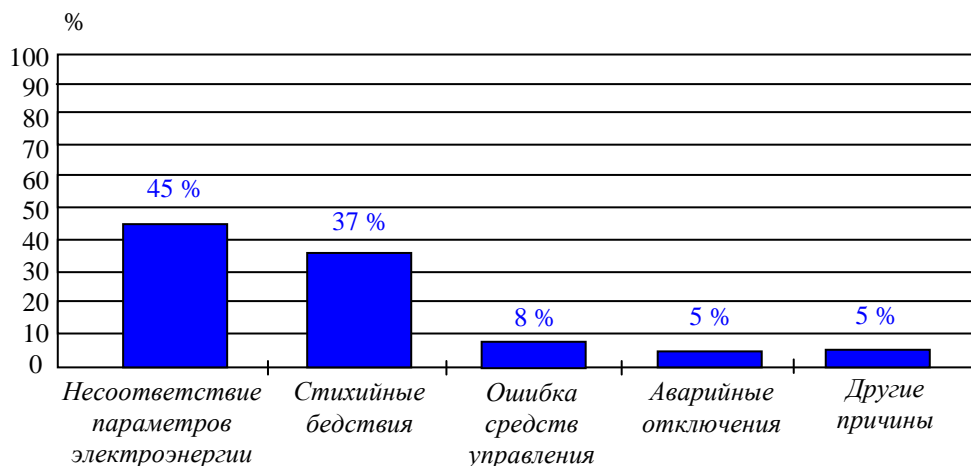


Рисунок 6.17 – Причины перерывов в электроснабжении потребителей

СБЭ также содержит шины гарантированного питания: переменного и постоянного тока ШГП1 и ШГП2. СБЭ работает в трёх режимах (см. рисунок 6.18).

Первый режим является основным. Источниками электроэнергии для потребителей переменного и постоянного тока являются ВИЭ: ВЭУ, СФЭС или МГЭС.

Во втором режиме источником электроэнергии для потребителей является внешняя сеть.

В третьем режиме источниками электроэнергии для потребителей являются дизельная или газопоршневая электростанции.

Во всех режимах функционирования СБЭ аккумуляторные батареи находятся в режиме подзаряда. Они являются источниками электроэнергии только на время переключения питания потребителей от одного источника к другому. В этом случае значительно уменьшается мощность батарей, используемых как аварийные источники электроэнергии, запас ёмкости которых должен был обеспечивать всех потребителей системы.

Очевидно, что с учетом рассмотренного разнообразия АИЭ можно создавать большое число структурно-схемных решений СБЭ и таким образом выбирать нужную структуру системы, решая оптимизационную задачу по показателям критериев эффективности.

Общие подходы к решению задачи оптимизации структуры СБЭ

К современным СБЭ предъявляются следующие основные требования:

1) соответствие параметров качества электроэнергии на выходе систем электропитания (на шинах гарантированного питания) техническим требованиям потребителей электроэнергии;

2) наличие возможности оптимизации СБЭ как в нормальном, так и аварийных режимах работы путём адаптивного изменения структуры цепей питания и отключения потребителей электроэнергии с учётом приоритета нагрузок;

3) наличие возможности наращивания мощности путем параллельного подключения разных видов источников электроэнергии к шинам гарантированного питания;

4) проведение технического обслуживания и ремонтных работ без перерыва в электроснабжении ответственных потребителей электроэнергии.

5) обеспечение функции оповещения обслуживающего персонала о возникающих аварийных ситуациях.

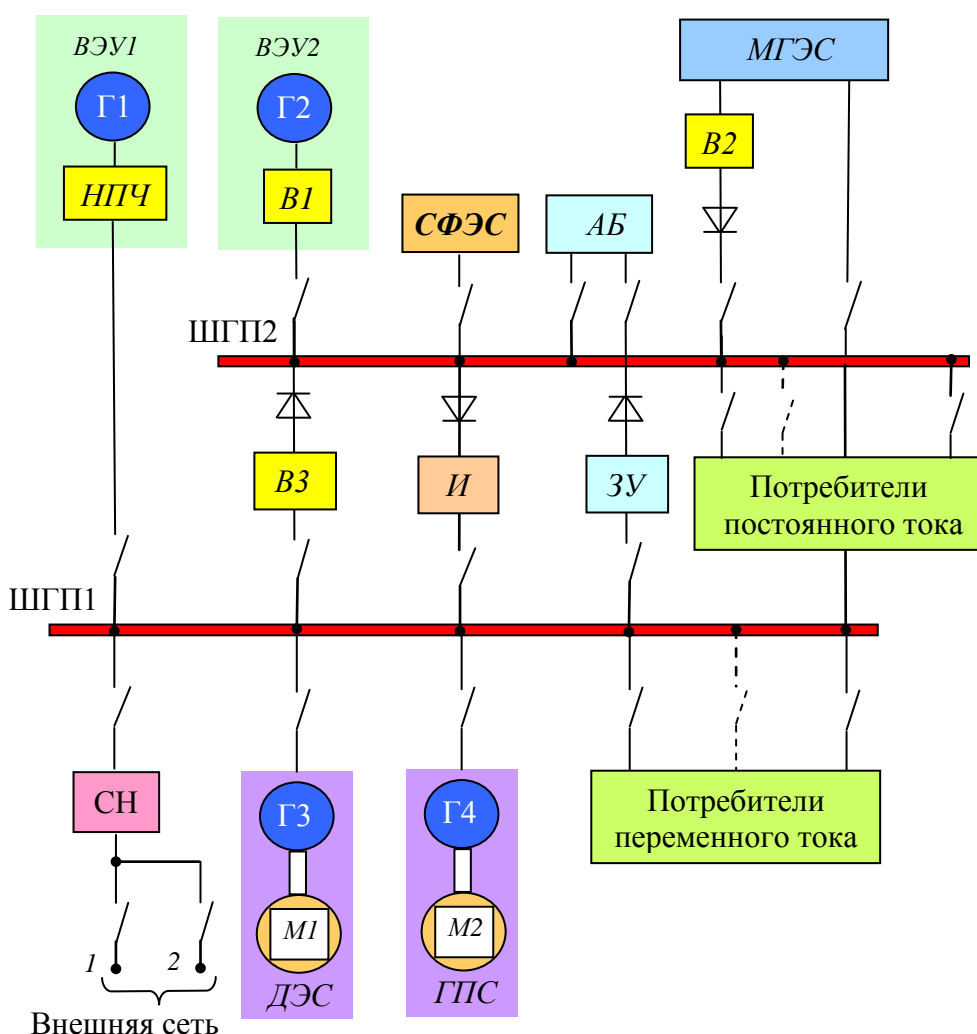


Рисунок 6.18 – Обобщенная структурная схема СБЭ: ВЭУ1 и ВЭУ2 – ветроэнергетические установки; СФЭС – солнечная фотоэлектрическая станция; МГЭС – малая гидроэлектростанция; АБ – аккумуляторные батареи; В1, В2 и В3 – выпрямители; И – инвертор; ЗУ – зарядное устройство; СН – стабилизатор напряжения; ДЭС – дизель-электрическая станция; ГПС – газопоршневая станция; Г1–Г4 – генераторы электроэнергии; М1 и М2 – тепловые приводные двигатели; ШГП1 и ШГП2 – шины гарантированного питания напряжения переменного тока и постоянного тока соответственно. Электропотребителей СБЭ целесообразно разделить на две группы:

– оборудование, требующее электропитания со стабильно высокими показателями качества электроэнергии, а также не допускающие перерывов в электроснабжении;

– оборудование, подключаемое непосредственно к выходу АИЭ, не требующее стабильно высоких показателей качества электроэнергии и допускающее кратковременный перерыв в электроснабжении, не приводящий к нарушению технологического процесса.

Выделение двух групп потребителей, подключаемых к АИЭ, позволит упростить структуру системы, в том числе уменьшить её стоимость.

Обоснование структурно-схемных решений СБЭ для комплекса ответственных потребителей может осуществляться по различным схемам. При этом целесообразно, чтобы основным источником электроэнергии для потребителей являлись ВИЭ, а дополнительными, в том числе резервными – внешняя сеть и АИЭ. В этом случае срок окупаемости ВИЭ уменьшится.

Известно, что в зависимости от схемы подключения потребителей к источникам электроэнергии структура СБЭ может быть представлена тремя видами – централизованная, автономная (локальная) или комбинированная.

При проектировании необходимо учитывать, что централизованные структуры СБЭ применяются при наличии большого числа ответственных потребителей расположенных на небольшом расстоянии друг от друга (рисунок 6.19, *а*). При больших расстояниях значительно повышается стоимость линии электропередачи и снижается качество электроэнергии.

Основными достоинствами централизованной структуры СБЭ являются низкая чувствительность к локальным перегрузкам, экономичность и несложность наращивания мощности путём подключения дополнительных источников электроэнергии к шине гарантированного питания ШГП (см. рисунок 6.19, *а*).

Основным недостатком централизованной структуры СБЭ является высокая вероятность общего отказа из-за неисправности распределительной сети.

Автономные СБЭ применяются, если потребители находятся на больших расстояниях от внешней электрической сети, когда нецелесообразно, с экономической точки зрения, проводить воздушные линии электропередачи. Основным недостатком автономных СБЭ – повышенная чувствительность к перегрузкам и несимметрии в сети из-за питания однофазных потребителей. Поэтому автономные источники имеют завышенную установленную мощность, как правило, на 20–30 %.

В настоящее время в отдельности каждая из рассмотренных структур СБЭ применяется достаточно редко. Для устранения рассмотренных недостатков каждой из систем на практике применяют комбинированную структуру СБЭ (рисунок 6.19, *б*). Такая структура предполагает установку автономных систем электроснабжения (АСЭ) поблизости с каждым потребителем, при этом могут быть предусмотрены вводы от внешней сети. Комбинированные системы имеют повышенную надёжность, однако недостаток такой структуры подключения – высокая общая стоимость СБЭ.

Новая элементная база СБЭ

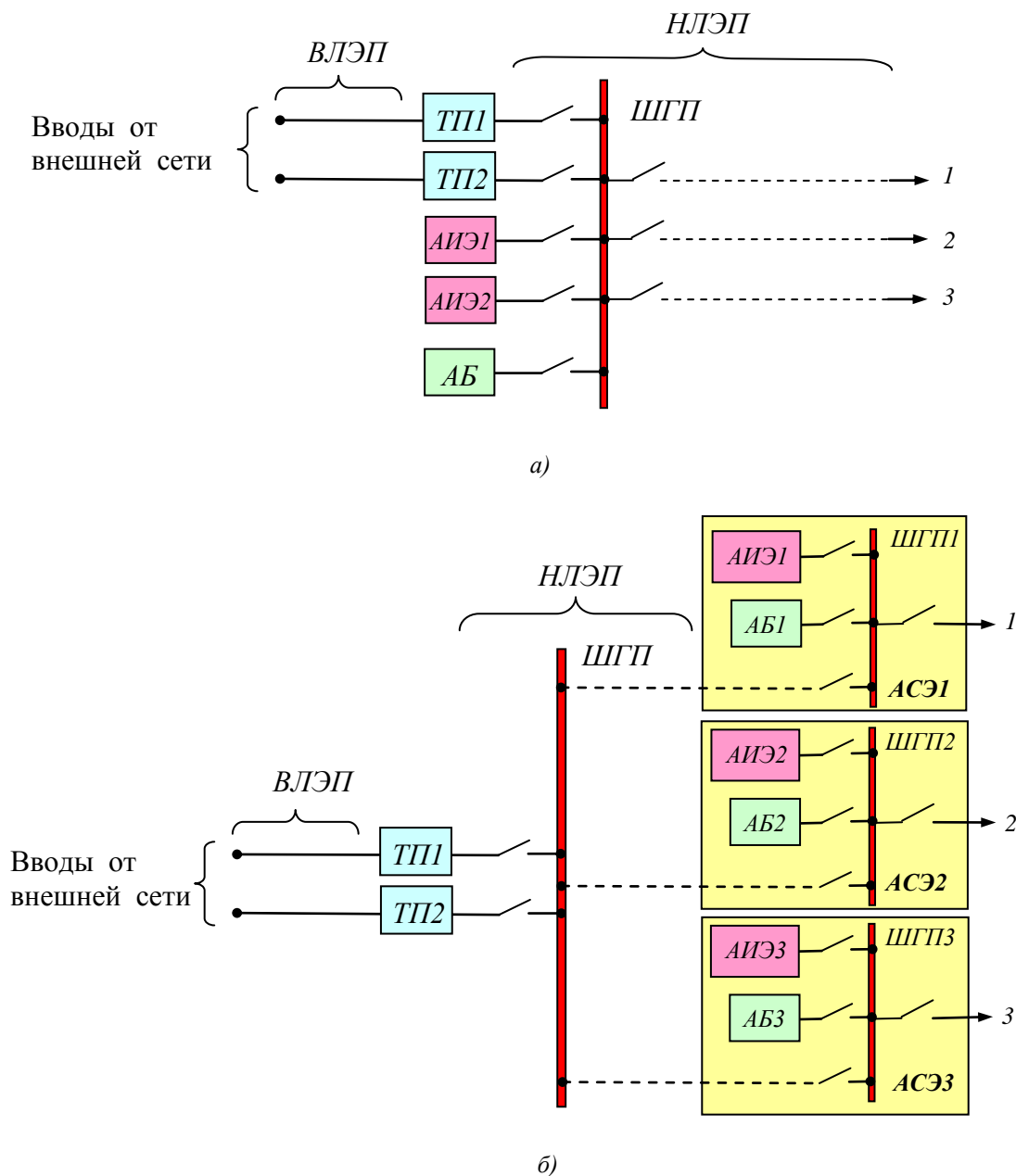


Рисунок 6.19 – Централизованная (а) и комбинированная (б) структуры СБЭ: ТП1 и ТП2 – трансформаторные подстанции; АИЭ1–АИЭ3 – автономные источники электроэнергии; АБ1–АБ3 – аккумуляторные батареи; АСЭ1–АСЭ3 – автономные системы электроснабжения; ВЛЭП и НЛЭП – высоковольтная и низковольтная линии электропередачи; ШГП, ШГП1–ШГП3 – шины гарантированного питания; 1–3 – выходы для подключения потребителей электроэнергии

Для улучшения эксплуатационно-технических характеристик (КПД, показателей надёжности, быстродействия систем управления и защиты) в структуре СБЭ необходимо применять новую элементную базу. В качестве электро-механических генераторов электроэнергии необходимо использовать бесконтактные электрические машины, синхронные генераторы с возбуждением от постоянных магнитов и асинхронные генераторы емкостного возбуждения. Развитие силовых электронных приборов, применяемых в системах управления бесконтактных генераторов, а также значительное уменьшение удельной массы

конденсаторов возбуждения и компенсации реактивной мощности значительно улучшили их характеристики в сравнении с контактными электрическими машинами (КПД повысился на 5–7%, а ресурс непрерывной работы увеличился в 2–3 раза).

Применение в составе автономных инверторов однофазно-трёхфазных трансформаторов с вращающимся магнитным полем позволит уменьшить количество силовых электронных приборов в схеме преобразования и стабилизации напряжения, упростить систему управления, уменьшить уровень электромагнитных помех, создаваемых полупроводниковыми приборами при коммутации, и в целом повысить КПД и показатели надёжности преобразователя напряжения постоянного тока. При использовании в их конструкции автономных инверторов промежуточного звена повышенной частоты тока значительно улучшатся массогабаритные показатели.

Хороший технический эффект достигается при использовании в составе ветроэлектрической установки непосредственных преобразователей частоты в качестве стабилизатора напряжения и частоты тока. Это позволяет упростить механическую конструкцию редуктора частоты вращения вала ветроколеса за счёт исключения автоматической системы стабилизации частоты вращения. Принцип работы непосредственных преобразователей частоты позволяет осуществлять независимую стабилизацию напряжения и частоты тока генератора ветроустановки.

Использование в составе СБЭ комбинированных силовых коммутационных аппаратов, выполненные на силовых электронных приборах, в конструкции которых исключены дугогасительные камеры и, осуществляющих коммутации, и электромеханических контактов, работающих в основном режиме при подключении источников к потребителям, значительно увеличивает ресурс, надёжность и быстродействие таких аппаратов.

Перспективным является направление разработки универсальных статических преобразователей (УСП) электроэнергии, работающих в режимах инверторов, выпрямителей, конверторов и преобразователей частоты и способных пропускать через себя потоки энергии в обоих направлениях. УСП представляет собой устройство, содержащее блоки силовых управляемых электронных приборов, фильтров, системы управления и защиты, коммутационные аппараты, трансформаторный блок. Особенностью работы системы управления УСП является то, что она выполняет свои функции по нескольким алгоритмам таким образом, что преобразователь может работать в режиме любого типа преобразователя. Применение УСП в составе СБЭ позволит уменьшить число статических преобразователей электроэнергии и повысит эффективность работы системы в аварийном режиме путём адаптивного изменения структуры силовых цепей и режимов работы УСП.

На рисунке 6.20 представлен один из вариантов структурно-схемного решения СБЭ с использованием УСП, который разработан на базе обобщённой схемы, приведённой на рисунке 6.18 (на рисунке 6.20 не показаны АИЭ и внешняя сеть). При питании потребителей электрической энергии от ветроэлектрической установки универсальный статический преобразователь УСП1

может работать в режиме выпрямителя (тогда она подключается к шине ШГП2) или в режиме стабилизатора напряжения переменного тока (тогда она подключается к шине ШГП1). УСП2 работает в режиме выпрямителя, когда основными источниками электроэнергии для потребителей являются ВИЭ и в режиме инвертора – когда источники электроэнергии подключаются к шине ШГП1.

Синтез модульных структур СБЭ

Модульный принцип построения СБЭ повысит надежность работы системы электроснабжения за счёт резервирования основных функциональных элементов (блоков, узлов). Он позволит достаточно просто увеличивать, при необходимости, мощность автономных источников, преобразователей, стабилизаторов и накопителей электроэнергии путем включения соответствующих модулей на параллельную работу. Важно то, что построение СБЭ по модульному принципу сокращает время разработки системы, упрощает задачу по изменению её структуры в зависимости от требований потребителей. Значительный экономический эффект достигается при эксплуатации таких систем за счёт сокращения времени на техническое обслуживание и на устранение неисправностей в аварийных ситуациях.

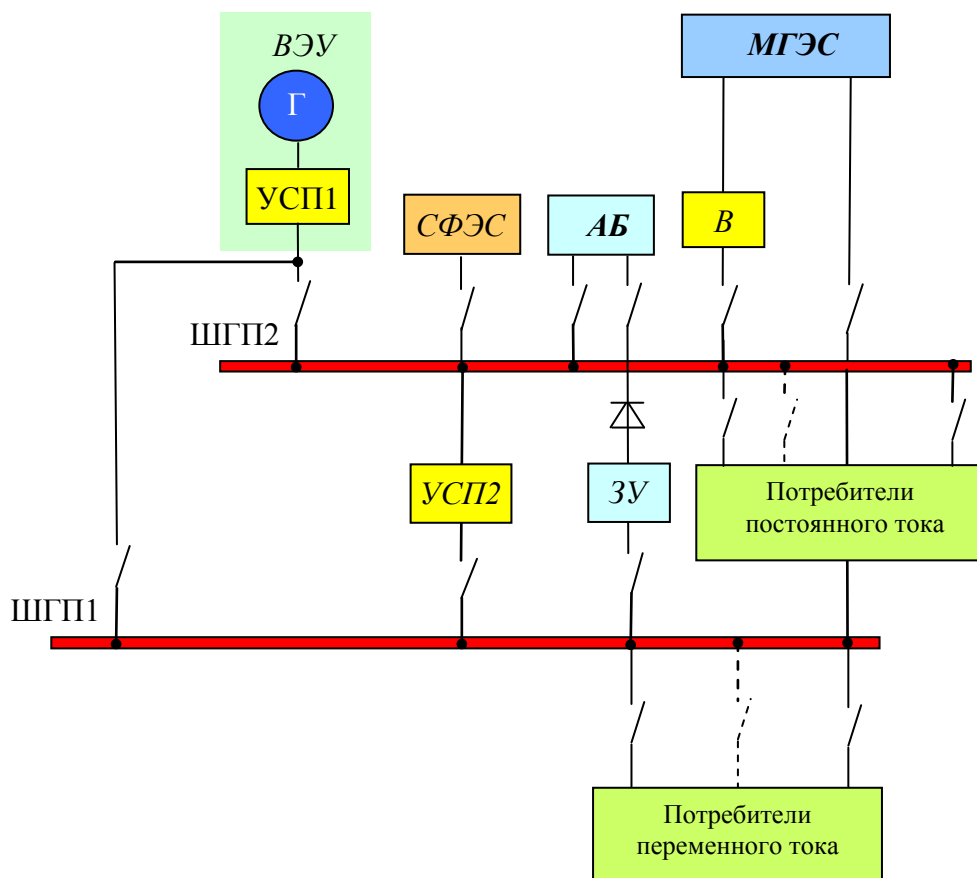


Рисунок 6.20 – Структурная схема СБЭ с использованием универсального статического преобразователя

На эксплуатационно-технические характеристики модульных СБЭ оказывают влияние главным образом два фактора, зависящие от требований

потребителей электроэнергии: допустимое время перерыва в электроснабжении и показатели качества электроэнергии.

Если перерыв в электроснабжении потребителей приводит к значительному экономическому ущербу, в этом случае увеличивается количество резервных источников и преобразователей электроэнергии в составе СБЭ. Чем выше требования к качеству электроэнергии, тем больше усложняется конструкция преобразователей и стабилизаторов параметров электроэнергии.

В общем случае задача синтеза модульных структур СБЭ включает в себя:

1) разработку структурно-схемного решения системы электроснабжения с учетом требований потребителей к качеству электрической энергии, а также допустимому времени перерыва в энергоснабжении;

2) определение степени (уровня) резервирования основных функциональных элементов (блоков, узлов) с учётом обеспечения требуемой надежности;

3) обеспечение эффективных взаимосвязей, в том числе электромагнитной совместимости, основных функциональных элементов (источников, преобразователей электроэнергии) и рациональное их использование в нормальных и аварийных режимах работы системы;

4) разработку информационной и программной совместимости центральной и локальных систем управления. При этом центральная система управления СБЭ должна выполнять функции контроля параметров электроэнергии, защиты и коммутации, в том числе с помощью подключения или отключения источников и преобразователей электроэнергии, изменения структуры системы в зависимости от требований потребителей и режима работы (нормальный или аварийный).

Функции стабилизации, регулирования параметров электрической энергии должны осуществлять локальные системы управления автономными источниками, преобразователями и стабилизаторами параметров электроэнергии. Таким образом, центральная система управления имеет общие связи с локальными только по контролю параметров и включению или выключению источников и преобразователей электроэнергии из работы. Такое взаимодействие позволяет повысить быстродействие и надежность работы СБЭ.

Важным вопросом при разработке новых структурно-схемных решений СБЭ является определение диапазона оптимальных значений критериев эффективности (показателей надёжности, КПД, качества электрической и тепловой энергии и т. п.), от правильности выбора которых зависят эксплуатационно-технические характеристики проектируемой системы в комплексе.

Задача оптимизация СБЭ одновременно по всем критериям эффективности с определением диапазона их оптимальных значений является неразрешимой. В п.6.3 рассмотрены основные способы оптимизации структурно-схемных решений систем бесперебойного электроснабжения.

Не менее важным является вопрос синтеза структурно-схемного решения СБЭ. Основные подходы по этому вопросу рассмотрены в п.6.2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в энергетике развитие получили направления, достаточно быстро обеспечивающие прямой экономический эффект, при этом возобновляемая энергетика рассматривалась как энергоресурс будущего и она будет применяться когда будут исчерпаны традиционные источники энергии или, когда их добыча станет трудоёмкой и дорогой. Ситуацию резко изменили прогнозы учёных о возможной экологической катастрофе.

Первым этапом внедрения ВИЭ является создание комбинированных систем энергоснабжения, с применением традиционных источников энергии. Теоретические исследования в области разработки энергоэффективных и энергосберегающих комбинированных СБЭ позволили сделать следующие выводы:

1) уровень развития технического прогресса сегодня требует создания энергосберегающих и энергоэффективных, в том числе надёжных СБЭ;

2) применение новой элементной базы бесконтактных генераторов электроэнергии, современных силовых электронных приборов, однофазно-трёхфазных трансформаторов с вращающимся магнитным полем, универсальных статических преобразователей электроэнергии, комбинированных коммутационных аппаратов позволит значительно улучшить эксплуатационно-технические характеристики комбинированных СБЭ;

3) модульное агрегатирование основных функциональных элементов (узлов, блоков) комбинированных СБЭ повысит показатели надёжности и эксплуатационно-технические характеристики системы;

4) рассмотренные простые способы выбора оптимальной структуры СБЭ, позволят улучшить критерии, по которым осуществляется оценка эффективности системы;

5) приведённый алгоритм оценки эффективности систематизирует научный подход к разработке энергосберегающих и энергоэффективных комбинированных СБЭ.

Важным этапом дальнейших исследований с целью совершенствования эксплуатационно-технических характеристик комбинированной СБЭ является математическое моделирование физических процессов в силовых цепях системы в нормальном и аварийном режимах работы. По результатам этих исследований должны быть разработаны рекомендации по электромагнитной совместимости основных функциональных элементов (блоков, узлов) СБЭ, а также по разработке эффективных систем управления и защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амерханов Р. А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. – М.: КолосС, 2003. – 532 с.
2. Амерханов Р. А., Богдан А. В., Вербицкая С. В. и др. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. Р.А. Амерханова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 548 с.
3. Амерханов Р. А., Цыганков Б. К., Бегдай С. Н., Кириченко А.С. Перспективы использования возобновляемых источников энергии // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 42. – С. 185–189.
4. Амерханов Р. А., Кириченко А. С., Касьянов Р. С. Возможности использования возобновляемых источников энергии Краснодарского края // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2015. – № 13–14. – С. 12–25.
5. Амерханов Р. А., Григораш О. В., Самородов И. Б., Цыганков Б. К., Воробьев Е. С. Солнечные фотоэлектрические станции: монография. – Краснодар: КубГАУ, 2017. – 206 с.
6. Атрощенко В. А., Григораш О. В. Непосредственные преобразователи частоты с улучшенными техническими характеристиками для систем автономного электроснабжения // Электротехника. – 1997. – № 11. – С. 56–60.
7. Безруких П. П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии / под ред. П.П. Безруких // СПб. : Наука, 2002. – 314 с.
8. Богатырёв Н. И., Григораш О. В., Курзин Н. Н. и др. Преобразователи электрической энергии: основы теории, расчёта и проектирования: учебное пособие. – Краснодар: Б/И, 2002. – 358 с.
9. Борисов Р. И., Марончук И. Е., Буриченко В. П. Определение структуры и установленной мощности нетрадиционных источников электроэнергии // Электричество. – 2002, № 6. – С. 2–5.
10. Виссарионов В. И., Белкина С. В., Дерюгина Г. В. и др. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии / Под ред. В. И. Виссарионова. – М.: 2004. – 448 с.
11. Возобновляемые источники электроэнергии: Учебное пособие / Б. В. Лукутин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 187.
12. Голицын М.В. и др. Альтернативные энергоносители. – М. Наука, 2004. – 159 с.

13. Григораш О. В., Дацко А. В., Мелехов С. В. К вопросу электромагнитной совместимости основных узлов систем автономного электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2001. – № 2. – С. 44–47.
14. Григораш О. В., Стрелков Ю. И. Нетрадиционные автономные источники электроэнергии // Промышленная энергетика. – 2001. – № 4. – С. 37–40.
15. Григораш О. В., Богатырев Н. И., Курзин Н. Н. Системы автономного электроснабжения: монография / Под ред. Богатырева Н. И. – Краснодар, Б/И, 2001. – 333 с.
16. Григораш О. В. Асинхронные генераторы в системах автономного электроснабжения // Электротехника. – 2002. – № 1. – С. 30–35.
17. Григораш О. В., Мелехов С. В., Мельников Д. В. Унифицированный модульный преобразователь // Промышленная энергетика. – 2002. – № 3. – С. 29–34.
18. Григораш О. В., Кабанков Ю. А. К вопросу применения трансформаторов с вращающимся магнитным полем в составе преобразователей электроэнергии // Электротехника. – 2002. – № 3. – С. 22–26.
19. Григораш О. В., Мельников Д. В., Дацко А. В. Оценка эффективности бесконтактных высокоскоростных генераторов на этапе проектирования // Промышленная энергетика. – 2002. – № 4. – С. 38 – 41.
20. Григораш О. В., Богатырев Н. И., Курзин Н. Н. Нетрадиционные источники электроэнергии в составе систем гарантированного электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2004. – № 1. – С. 59–62.
21. Григораш О. В., Новокрещенов О. В., Хамула А. А., Шхалахов Р. С. Статические преобразователи электроэнергии: монография. – Краснодар, КубГАУ, 2006. – 264 с.
22. Григораш О. В., Хамула А. А., Новокрещенов О. В. Способы синтеза оптимальной структуры систем автономного электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2006. – № 1. – С. 272–279.
23. Григораш О. В., Степура Ю. П., Нормов Д. А. Автономные инверторы: Монография. – Краснодар: КубГАУ, 2006. – 164 с.
24. Григораш О. В., Пугачев Ю. Г., Военцов Д. В. Возобновляемые источники электроэнергии: состояние и перспективы // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2007. – № 8. – С. 24 –25.
25. Григораш О. В., Симоненко С. А., Усков А. Е. Выбор оптимальной структуры систем автономного электроснабжения // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2007. – № 8 – С. 31–33.
26. Григораш О. В., Усков А. Е., Пугачёв Ю. Г. и др. Статические преобразователи электроэнергии на трансформаторах с вращающимся магнитным полем // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2008. – № 12. – С. 185–190.
27. Григораш О. В., Божко С. В., Шхалахов Р. С., Пугачёв Ю. Г. Трансформаторы статических преобразователей электроэнергии: монография. КубГАУ. – Краснодар, 2008. – 134 с.

28. Григораш О. В., Новокрещенов О. В., Хамула А. А. и др. К вопросу стабилизации напряжения и частоты бесконтактных автономных генераторов // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2008. – № 11. – С. 227–232.
29. Григораш О. В., Богатырев Н. И., Военцов Д. В. Автономная энергетика сельского хозяйства: состояние и перспективы // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2008. – № 3. – С. 216–220.
30. Григораш О. В., Степура Ю. П., Божко С. В. и др. Автономные инверторы модуляционного типа: монография. КубГАУ. – Краснодар. – 2008. – 187 с.
31. Григораш О. В., Божко С. В., Нефедовский В. А. и др. Непосредственные преобразователи частоты: монография. КубГАУ. – Краснодар. – 2008. – 148 с.
32. Григораш О. В., Чесовской А. С., Хамула А. А. и др. Перспективы применения и особенности работы мини- и микрогидроэлектростанций // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2009. – № 21. – С. 164–168.
33. Григораш О. В., Новокрещенов О. В., Столбчатый Д. А. и др. К вопросу улучшения технических характеристик преобразователей частоты автономных систем электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2009. – № 21. – С. 185–189.
34. Григораш О. В., Оськина А. С., Тонкошкуров Ю. Н. Оценка эффективности автономных систем электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2010. – № 25. – С. 177–180.
35. Григораш О. В., Алмазов В. В., Григораш А. О., Преобразователь частоты с улучшенными эксплуатационно-техническими характеристиками // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2010. – № 27. – С. 157–160.
36. Григораш О. В., Сулейманов Р. А., Попов А. Ю. Силовая электроника в автономных системах электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2010. – № 27. – С. 170–173.
37. Григораш О. В., Шевченко А. А., Усков А. Е., Энговатова В. В. Особенности расчета КПД и массогабаритных показателей статических преобразователей // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 30. – С. 248–252.
38. Григораш О. В., Алмазов В. В., Сулейманов Р. А. и др. К расчету гармонического состава выходного напряжения непосредственных преобразователей частоты // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 31. – С. 263–266.
39. Григораш О. В., Сулейманов Р. А., Алмазов В. В., Квитко А. В. Особенности расчета потерь и КПД бесконтактных генераторов электроэнергии // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 30. – С. 227–229.
40. Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. Статические преобразователи и стабилизаторы автономных систем электроснабжения: монография. КубГАУ. – Краснодар. – 2011. – 188 с.

41. Григораш О. В., Попов А. Ю., Квитко А. В., Солодкий Д. В. Удельная масса и предельная мощность бесконтактных генераторов электроэнергии // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 29. – С.198–202.
42. Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е., Квитко А. В. Возобновляемые источники энергии: термины, определения, достоинства и недостатки // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 5. – С.189–192.
43. Григораш О. В., Хамула А. А., Буторина Е. О. Классификация, параметры и перспективы гидроэлектростанций малой мощности // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2011. – № 33. – С.159–163.
44. Григораш О. В., Божко С. В., Попов А. Ю., и др. Автономные источники электроэнергии: состояние и перспективы: монография. – Краснодар, 2012. – 174 с.
45. Григораш О. В., Воробьев Е. В., Коваленко В. П., Власов А. Г. Перспективы возобновляемых источников электроэнергии в Краснодарском крае // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2012. – № 39. – С.123–126.
46. Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е., Власенко Е. А. Автономные инверторы в устройствах бесперебойного электроснабжения // Электротехника. – 2012. – № 6. – С.40–44.
47. Григораш О. В., Степура Ю. П., Сулейманов Р. А. и др. Возобновляемые источники электроэнергии: монография. – Краснодар, КубГАУ, 2012. – 272 с.
48. Григораш О. В., Степура Ю. П., Пономаренко А. С., Кондратенко Ю.В. Современное состояние производства электроэнергии возобновляемыми источниками в мире и России // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2012. – № 39. – С.159–162.
49. Григораш О. В., Тропин В. В., Оськина А. С. Об эффективности и целесообразности использования возобновляемых источников электроэнергии в Краснодарском крае // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2012. – № 83. С. 506–517.
50. Григораш О. В., Квитко А. В. Стабилизаторы напряжения и частоты тока ветроэлектрических установок на непосредственных преобразователях частоты // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2013. – № 92. С. 599–617.
51. Григораш О. В., Хамула А. А., Квитко А. В. Ресурсы возобновляемых источников энергии Краснодарского края // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2013. – № 92. С. 630–641.

52. Григораш О. В., Квитко А. В., Сторожук Т. А. Расчет мощности и выбор элементов ветроэлектрической установки // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2013. – № 43. – С.300–303.

53. Григораш О. В., Оськина А. С. Преобразователи и стабилизаторы параметров электроэнергии возобновляемых источников с улучшенными техническими характеристиками // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2013. – № 93 С. 740–749.

54. Григораш О. В., Корзенков П. Г. Автономные системы электроснабжения на возобновляемых источниках энергии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2013. – № 93. С. 646–658.

55. Григораш О. В., Усков А. Е., Власов А. Г. Ресурсы солнечной энергии, особенности конструкции и работы солнечных фотоэлектрических установок // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – Краснодар. – 2013. – № 43. – С.263–266.

56. Григораш О. В., Отмахов Г. С. Источники напряжения постоянного тока с улучшенными эксплуатационно-техническими характеристиками // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 97. С. 543–563.

57. Григораш О. В., Семёнов Я. А. Стабилизаторы параметров электроэнергии ветроэлектрических установок // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 97. С. 606–615.

58. Григораш О. В., Отмахов Г. С. Выпрямители на трансформаторах с вращающимся магнитным полем // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 98. С. 560–570.

59. Григораш О. В., Семёнов Я. А., Кондратенко Ю. Е. Универсальный модульный статический преобразователь и стабилизатор параметров электроэнергии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 98. С. 468–479.

60. Григораш О. В., Усков А. Е., Семёнов Я. А. Инверторы солнечных электростанций с улучшенными техническими характеристиками // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 99. С. 372–382.

61. Григораш О. В., Отмахов Г. С. Конверторы систем бесперебойного электроснабжения с улучшенными техническими характеристиками // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 99. С. 618–627.

62. Григораш О. В., Корзенков П. Г., Кондратенко Ю. Е. К расчёту энергетического потенциала и экономической эффективности ветровой энергетики // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 100. С. 633–645.

63. Григораш О. В., Корзенков П. Г. Способы синтеза оптимальной структуры автономных систем на возобновляемых источниках // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2014. – № 100. С. 681–690.

64. Григораш О. В., Денисенко Е. А., Чумак М. С. Синтез модульных систем бесперебойного электроснабжения повышенной надёжности // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2015. – № 108. С. 1270–1283.

65. Григораш О. В., Квитко А. В., Кошко А. Р. Перспективы и особенности работы биогазоустановок // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2015. – № 108. С. 1147–1163.

66. Григораш О. В., Корзенков П. Г., Попучиева М. А. Стабилизаторы напряжения синхронных генераторов // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2015. – № 110. С. 1511–1530.

67. Григораш О. В., Богатырев Н. И., Хицкова А. О. Стабилизаторы напряжения асинхронных генераторов // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2015. – № 110. С. 1492–1510.

68. Григораш О. В., Квитко А. В., Попучиева М. А. Перспективы малых гидроэлектростанций в предгорных и горных реках // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2015. – № 112. С. 955–967.

69. Григораш О. В., Денисенко Е. А., Корзенков П. Г., Бондарчук А. В. Преобразователи частоты с улучшенными техническими характеристиками // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 115. С. 1324–1336.

70. Григораш О. В., Тарасов М. М. О необходимости применения возобновляемых источников энергии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 118. С. 949–962.

71. Григораш О. В., Чумак М. С., Кривошей А. А. Концепция построения систем бесперебойного электроснабжения // Политематический сетевой элек-

тронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 119. С. 1159–1179.

72. Григораш О. В., Кривошей А. А., Смык В. В. Автономные гибридные электростанции // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 124. С. 1441–1452.

73. Григораш О. В., Кондратенко Ю. Е., Попучиева М. А. Солнечные энергосистемы гарантированного электроснабжения // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 124. С. 1467–1480.

74. Григораш О. В., Евтушенко И. В., Попучиева М. А. Классификация и основные способы построения солнечных электростанций // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2016. – № 124. С. 1453–1466.

75. Григораш О. В., Попучиева М. А. Стабилизаторы напряжения постоянного тока // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2017. – № 129. С. 1043–1056.

76. Григораш О. В., Попучиева М. А. Стабилизация напряжения автономных инверторов солнечных электростанций // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар: КубГАУ, 2017. – № 130. С. 1019–1032.

77. Григораш О. В., Плешаков В. Н., Воробьев Е. В., Пигарев К. В. Потенциал возобновляемых источников энергии на селе // Сельский механизатор. – 2018. - № 7-8. – С. 32–33 с.

78. Григораш О. В., Султанов Г. А., Головин Д. В. и др. Перспективы и особенности проектирования мини-гидроэлектростанций // Сельский механизатор. – 2018. - № 7-8. – С. 34–35 с.

79. Денисов В. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / под ред. В.В. Денисова. – Ростов н/Д : Феникс, 2015. – 382 с.

80. Ерёмин Л. М. О роли локальных источников небольшой мощности на рынке электроэнергетики // Энергетик. – 2003. № 3. – С.22–24.

81. Ивакин В. Н., Ковалев В. Д. Перспективы применения силовой преобразовательной техники в электроэнергетике // Электричество. – 2001. – № 9. – С. 30–37.

82. Квитко А. В., Григораш О. В., Попов А. Ю., Ивановский О. Я., Туаев А. С. Ветроэлектрические станции: монография. – Краснодар: КубГАУ, 2017. – 193 с.

83. Лукитин Б. В., Муравлев И. О., Плотников И. А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. – Томск : Изд-во

Томского политехнического университета. – 2015. – 128 с.

84. Лукитин Б. В. Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2008. – 187 с.

85. Муругов В. П., Пинов А. Б. Расширение сферы использования возобновляемых источников энергии в сельском хозяйстве // Техника в сельском хозяйстве. – 1996. – № 2. – С. 17–18.

86. Мустафаев Р. И. Пуск и управление ветроэлектрической установки с асинхронным генератором, работающим на электрическую сеть // Электротехника. – 1990. – № 5. – С. 17–22.

87. Николаев В. Г. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России. Результаты проекта TACIS Europe Aid/116951/ C/SV/RU. // Под ред. В.Г. Николаева. – М. : Изд. «АТМОГРАФ». – 2009. – 456 с.

88. Обозов А. Д., Ботпаев Р. М. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие для вузов. – Бишкек : 2010. – 218 с.

89. Патент РФ № 2024172. МПК Н 02 М 5/22. Устройство для управления непосредственным преобразователем частоты / Атрощенко В. А., Григораш О. В., Трунов Д. Е. Оpubл. 30.11.94. Бюл. № 22.

90. Патент РФ № 2216097. МПК 7Н02Р 9/46, Н02J 3/16. Устройство для стабилизации частоты и напряжения автономного асинхронного генератора / Богатырев Н. И., Григораш О. В., Креймер А. С. Оpubл. 10.11.2003. Бюл. № 31.

91. Патент РФ № 2231907. МПК 7Н02М 7/797. Универсальный модульный преобразователь / Богатырев Н. И., Григораш О. В., Креймер А. С. и др. Оpubл. 27.06.2004. Бюл. № 18.

92. Патент РФ № 2249290. МПК 7 Н02К 17/14, Н02К 3/28. Статорная комбинированная обмотка асинхронного генератора / Богатырев Н. И., Ванурин В. Н., Григораш О. В. и др. Оpubл. 27.03.2005. Бюл. № 9.

93. Патент РФ № 2262182. МПК Н02Р 9/46. Устройство для стабилизации напряжения асинхронного генератора / Григораш О. В., Новокрещенов О. В., Хамула А. А. Оpubл. 10.10.2005. Бюл. № 28.

94. Патент РФ № 2269861. МПК Н02Р 5/27, 5/297, Н02Р 9/42. Непосредственный преобразователь частоты / Григораш О. В., Богатырев Н. И., Хамула А. А. и др. Оpubл. 11.02.2006. Бюл. № 4.

95. Патент РФ № 2274891. МПК G05F 1/46. Источник напряжения постоянного тока / Григораш О. В., Ракло А. В., Григораш С. О. и др. Оpubл. 20.04.2006. Бюл. № 11.

96. Патент РФ № 2274941. МПК Н02М 5/458. Трехфазный преобразователь частоты / Григораш О. В., Руденко В. Г., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.04.2006. Бюл. № 11.

97. Патент РФ № 2335027. МПК Н01F 30/14, Н02М 5/14. Однофазно-трехфазный трансформатор с вращающимся магнитным полем / Богатырев Н. И., Григораш О. В., Темников В. Н. и др. Оpubл. 27.09.2008. Бюл. № 27.

98. Патент РФ № 2335028. МПК Н01F 30/14, Н02М 5/14. Однофазно-однофазный трансформатор с вращающимся магнитным полем / Богатырев Н. И., Григораш О. В., Вронский О. В. и др. Оpubл. 27.09.2008. Бюл. № 27.

99. Патент РФ № 2337463. МПК H01F 30/14, H02M 5/14. Трёхфазный стабилизированный выпрямитель / Григораш О. В., Усков А. Е., Энговатова В. В. и др. Оpubл. 27.10.2008. Бюл. № 30.
100. Патент РФ № 2366071. МПК H02P 9/46. Устройство для стабилизации частоты и напряжения автономных бесконтактных генераторов / Григораш О. В., Хамула А. А., Пыдык А. Н. и др. Оpubл. 27.08.2009. Бюл. № 24.
101. Патент РФ № 2337460. МПК H02M 5/22, H 02 P 9/42. Непосредственный трёхфазный преобразователь частоты / Григораш О. В., Хамула А. А., Столбчатый Д. В. и др. Оpubл. 27.10.2008. Бюл. № 30.
102. Патент РФ № 2349019. МПК H02M 5/27. Трёхфазный преобразователь частоты с естественной коммутацией / Григораш О. В., Хамула А. А., Пугачев Ю. Г. и др. Оpubл. 27.10.2008. Бюл. № 30.
103. Патент РФ № 2366071. МПК H02P 9/46. Устройство для стабилизации частоты и напряжения автономных бесконтактных генераторов / Григораш О. В., Хамула А. А., Пыдык А. Н. и др. Оpubл. 27.08.2009. Бюл. № 24.
104. Патент РФ № 2366072. МПК H02P 9/46. Устройство для стабилизации напряжения бесконтактных генераторов переменного тока / Григораш О. В., Хамула А. А., Олешко А. С. и др. Оpubл. 27.08.2009. Бюл. № 24.
105. Патент РФ № 2412459. МПК G05F 1/613, H02M 7/493, H 02 M7/581. Устройство для обеспечения параллельной работы инверторов / Григораш О. В., Власенко Е. А., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.02.2011. Бюл. № 5.
106. Патент РФ № 2414802. МПК H02M 7/539. Преобразователь напряжения постоянного тока с промежуточным звеном повышенной частоты / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.03. 2011. Бюл. № 8.
107. Патент РФ № 2417471. МПК H01F 30/14, H02M 5/14. Однофазно-трёхфазный трансформатор с вращающимся магнитным полем / Григораш О. В., Власенко Е. А., Усков А. Е. и др. Оpubл. 27.04.2011. Бюл. № 12.
108. Патент РФ № 2417509. МПК H02M 5/10, H02M 7/04. Преобразователь частоты / Григораш О. В., Винников А. В., Алмазов В. В. и др. Оpubл. 27.04.2011. Бюл. № 12.
109. Патент РФ № 2412459. МПК G05F 1/613 H02M 7/493, H02M 7/5381. Устройство для обеспечения параллельной работы инверторов / Григораш О. В., Власенко Е. А., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.02.2011. Бюл. № 5.
110. Патент РФ № 2414802. МПК H02M 7/539. Преобразователь напряжения постоянного тока с промежуточным звеном повышенной частоты / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.03. 2011. Бюл. № 8.
111. Патент РФ № 2420855. МПК H02M 5/27. Непосредственный трёхфазный преобразователь частоты с естественной коммутацией / Григораш О. В., Квитко А. В., Алмазов В. В. и др. Оpubл. 10.06.2011. Бюл. № 16.

111. Патент РФ № 2421867. МПК H02M 7/539. Автономный инвертор с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.06.2011. Бюл. № 17.
113. Патент РФ № 2421871. МПК H02M 7/539. Автономный инвертор с широтно-импульсной модуляцией выходного напряжения / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 20.06.2011. Бюл. № 17.
114. Патент РФ № 2426216. МПК H02M 7/53. Трехфазный инвертор / Григораш О. В., Степура Ю. П., Власенко Е. А. и др. Оpubл. 10.08.2011. Бюл. № 22.
115. Патент РФ № 2443903. МПК F03D 9/00, H02P 9/06, H02P 9/30. Устройство стабилизации напряжения и частоты ветроэнергетической установки / Григораш О. В., Гарькавый К. А., Квитко А. А. и др. Оpubл. 27.02.2012. Бюл. № 6.
116. Патент РФ № 2444832. МПК H02M 3/337. Устройство стабилизации напряжения постоянного тока / Григораш О. В., Шевченко А. А., Шульга Р. В. и др. Оpubл. 10.03.2012. Бюл. № 7.
117. Патент РФ № 2457598. МПК H0J 9/06. Устройство бесперебойного электроснабжения / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 27.07.2012. Бюл. № 21.
118. Патент РФ № 2457606. МПК H02M 7/493. Преобразователь напряжения постоянного тока с переменной структурой / Григораш О. В., Степура Ю. П., Усков А. Е. и др. Оpubл. 27.07.2012. Бюл. № 21.
119. Патент РФ № 2494437. МПК G05F 5/04. Устройство для обеспечения параллельной работы автономных инверторов солнечных электростанций / Григораш О. В., Усков А. Е., Власов А. Г. и др. Оpubл. 27.09.2013. Бюл. № 27.
120. Патент РФ № 2494437. МПК H02P 9/06. Устройство стабилизации напряжения и частоты ветроэлектрической установки / Григораш О. В., Квитко А. В., Сулейманов Р. А. и др. Оpubл. 20.11.2013. Бюл. № 32.
121. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России. Результаты проекта TACIS Europe Aid/116951/ C/SV/RU. // Под ред. В. Г. Николаева. – М.: Изд. «АТМОГРАФ». 2009. 456 с.
122. Положение о квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии. Утверждено Наблюдательным советом НП «Совет рынка» 27.02.2009.
123. Птицын О. В., Григораш О. В. Генераторы переменного тока. Состояние и перспективы // Электротехника. – 1994. – № 9. – С. 2–6.
124. Розанов Ю. К., Баранов Н. Н., Антонов Б. М., Ефимов Е. Н., Соломатин А. В. Силовая электроника в системах с нетрадиционными источниками электроэнергии // Электричество. – 2002. – № 3. – С. 20–28.
125. Сибикин Ю. Д., Сибикин М. Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – М.: КНОРУС, 2010. – 232 с.
126. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива / Показатели по территориям. – М.: «ИАЦ Энергия», 2007. – 272 с.

127. Статические агрегаты бесперебойного питания / Под ред. Ковалева Ф. И. – М.: Энергоатомиздат. 1992. – 315 с.
128. Усков А. Е. Выбор оптимальной структуры системы автономного электроснабжения // Механизация и электрификация с.-х. – 2007. – № 8. – С. 30–31.
129. Усков А. Е. Автономные инверторы солнечных электростанций. – Краснодар : КубГАУ, 2011. – 126 с.
130. Усков А. Е. Обоснование выбора параметров электроэнергии автономных систем электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. – 2010. – № 6. – С. 121–124.
131. Усков А. Е. Особенности обеспечения параллельной работы автономных инверторов // Университет. Наука, идеи и решения. – Краснодар : КубГАУ, 2010. – № 2. – С. 181–183.
132. Харитонов В. П. Автономные ветроэнергетические установки. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006 – 280 с.
133. Хорольский В. Я., Таранов М. А. Анализ и синтез систем автономного электроснабжения сельскохозяйственных объектов. Монография.: Ростов-на-Дону, Терра, 2001. – 222 с.
134. Хроника. В АЭН РФ // Электротехника. – 2002. – № 7. – С.62–64.

Научное издание

Григораш Олег Владимирович
Попов Андрей Юрьевич
Воробьев Евгений Васильевич
Ивановский Олег Якович
Туаев Александр Сергеевич

**НОВАЯ ЭЛЕМЕНТНАЯ БАЗА
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Монография

В авторской редакции
Компьютерная верстка – О. В. Григораш

Подписано в печать 17.09.2018 г.
Формат 60х84. Усл. печ. л. 25,25 Уч.-изд. л. 18,9.
Тираж 100 экз. Заказ № 972

Типография ООО «Крон»
350089, г. Краснодар, пр. Чекистов, д.20