

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. Р. Е. АЛЕКСЕЕВА»

ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ОПОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА

ОБРАЗОВАТЕЛЬНО-НАУЧНЫЙ ИНСТИТУТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

СБОРНИК НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СТАТЕЙ

Посвящается 100-летию плана ГОЭЛРО

Нижний Новгород 2020

УДК 550.534.524

А 437

А 437 Актуальные проблемы электроэнергетики: сб. ст. науч.-техн. конф./ Нижегород. гос. техн.ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2020. – 357 с.

Изложены проблемные вопросы современных преобразователей параметров электрической энергии, элементов электрооборудования промышленных установок и систем автоматизированного электропривода, а также эффективности систем электроэнергетики.

Содержит научно-технические результаты и разработки регионального центра развития распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии НГТУ и предназначен для научных и инженерно-технических работников, занимающихся проблемами соответствующих направлений.

В сборник включены материалы VI Всероссийской (XXXIX Региональной) научно-технической конференции «Актуальные проблемы электроэнергетики». Конференция проведена в рамках Программы развития опорного университета.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

доц. **А.Б. Дарьенков** (отв. редактор), проф. **А.Б. Лоскутов**,
проф. **В.Г. Титов**, проф. **А.И. Чивенков**,
доц. **Е.В. Бычков**, доц. **А.А. Кралин**, доц. **Е.В. Крюков**

УДК 550.534.524

ISBN 978-5-502-01360-4

© **Нижегородский государственный
технический университет
им. Р.Е. Алексеева, 2020**

СОДЕРЖАНИЕ

Папков Б.В. Память об учителе.....	6
Секция 1. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	9
Вихорев Н.Н., Алешин Д.А. Определение параметров выходного фильтра устройства активного подавления гармоник тока.....	9
Гардин А.И., Логачев Ю.Е. Универсальный стенд по изучению источников питания электротехнологических установок	15
Герман Л.А., Серебряков А.С., Осокин В.Л., Дулепов Д.Е. Трехступенчатая фильтрокомпенсирующая установка.....	21
Рогинская Л.Э., Горбунов А.С. Особенности расчета параметров электромагнитного поля в специальных индукторах.....	30
Сугаков В.Г., Варламов Н.С., Малышев Ю.С. Особенности формирования выходного напряжения бестрансформаторного непосредственного преобразователя частоты.....	36
Секция 2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД	41
Абузяров Т.Х., Плехов А.С. Каскадный преобразователь для электротранспорта с пространственно-векторным управлением.....	41
Архиреев А.М., Плехов А.С. Разработка и полунатурные испытания цифровой системы модального управления электроприводом.....	48
Бердников И.Е., Дарьенков А.Б., Лабутина А.А., Слuzов А.П., Соколов В.В. Электромагнитная совместимость частотно-регулируемого электропривода с питающей сетью.....	58
Ванягин А.В., Гордеев Б.А., Кралин А.А., Охулков С.Н., Титов Д.Ю. Диагностика эксцентриситета роторов электрических машин переменного тока по их электрическим параметрам.....	68
Заболотская А.А. Подавление упругих колебаний в электроприводах с неполным модальным управлением.....	79
Кечкин А.О., Плехов А.С. Модуляционный метод определения положения ротора синхронного двигателя.....	84
Кочеганов Д.М., Серебряков А.В. Система мониторинга технического состояния ветроэнергетической установки.....	90
Лавриненко В.А. Пуск электропривода вентиляторной установки с конденсаторным асинхронным двигателем.....	95
Мещеряков В.Н., Сибирцев Д.С. Моделирование процессов в синхронизированном электроприводе.....	102
Сердечная Е.А. Частотный синтез электроприводов с неизмеряемым выходом	108
Слядзевская К.П. Апериодический регулятор состояния для электропривода ШИП–ДПТ НВ.....	114
Сугаков В.Г., Тощев А.А., Зобов Л.В. Система возбуждения синхронного генератора с внешней двунаправленной форсировкой.....	119
Сугаков В.Г., Ягжов И.И. Устройство допускового контроля времени восстановления частоты электроагрегата.....	126
Таболин И.И., Данилов А.Д. Реализация зонного принципа работы аппаратуры регулирования и контроля бортовой энергосистемы космического аппарата	132

Таволжанский А.В. Компенсация неопределённых возмущений в электрических приводах с управлением по выходу.....	136
Федоров Г.В., Плехов А.С. Использование автоматической генерации кода при проектировании цифровых систем управления.....	143
Фиргер А.Е. Инвариантный электропривод с внутренней моделью возмущения	149
Секция 3. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	155
Бедретдинов Р.Ш., Еременко В.В. К вопросу об энергоэффективности собственных нужд атомных электростанций.....	155
Бирюлин В.И., Горлов А.Н., Куделина Д.В. Прогнозирование развития региональной энергетической системы.....	163
Грачева Е.И., Наумов О.В., Горлов А.Н. Влияние величины сопротивлений контактных соединений низковольтных коммутационных аппаратов на потери электроэнергии в системах электроснабжения.....	170
Гришин Н.В., Новикова А.В., Полева П.Е. Аперiodические составляющие коммутационных токов элегазовых выключателей.....	177
Долгов А.П., Михайлишин Л.А., Каримов Р.Т., Лактионов А.И. Уровни напряжений в установившемся режиме при размыкании ВЛ 500 кВ.....	182
Завалов А.А. Использование устройств компенсации реактивной мощности для подавления коммутационных перенапряжений.....	187
Каримуллин С.М., Фетисов Л.В. Аудит электрооборудования подстанций.....	192
Карпов И.П. Способ управления автоматическим повторным включением выключателя подстанции тяговой сети переменного тока двухпутного участка.....	197
Кузнецов А.В., Ребровская Д.А., Журавлева Н.С. Анализ моделей определения стоимости услуг по снижению потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя.....	203
Лоскутов А.Б., Лоскутов А.А., Пюро Л.А. Применение комплексного проектирования для повышения эффективности использования реклоузеров в электрических сетях 6-20 кВ.....	209
Малафеев О.Ю., Ермилов Д.Ю. Оценка количества и установленной мощности зарядных станций электромобилей.....	218
Рыбакова И.Ю., Суворов И.Ф., Хромов С.В. Влияние высших гармоник на надежность работы электрических сетей и потери электроэнергии.....	226
Соснина Е.Н., Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В., Смирнов А.И. Активно-адаптивная система управления тиристорного регулятора напряжения.....	232
Соснина Е.Н., Иванов А.В. Особенности проектирования электротехнических комплексов при переходе к цифровой экономике.....	238
Соснина Е.Н., Шумский Н.В., Шрамко П.А. Разработка системы управления интеллектуальным регулятором потоков мощности на основе нейронной сети	244
Фаляхов А.К. Поиск экономически эффективного режима работы силовых трансформаторов.....	252
Фетисов Л.В., Каримуллин С.М. Тепловизионное обследование трансформаторов. Основные достоинства и недостатки.....	257
Фетисов Л.В., Маврин Д.Г. Применение Li-ion аккумуляторных батарей для электроснабжения потребителей первой и особой категорий.....	262
Филатов Д.А., Белов В.В. Результаты исследований инфракрасной диагностики трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ.....	266

Секция 4. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ.....	271
Бойко Е.А., Страшников А.В. Результаты тепловых испытаний опытной энергоустановки на основе газификации твердого органического топлива для нужд малой распределенной энергетики.....	271
Додонов А.Н., Кротков Е.А., Сенчев И.А. Влияние ветроэлектростанции на уровень напряжения в прилегающей электрической сети.....	277
Дарьенков А.Б., Хватов О.С. Сравнительный анализ удельной стоимости вариантов дизель-генераторных установок переменной частоты вращения.....	283
Липужин И.А. Устойчивость напряжения в сетях с распределенной генерацией	290
Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Бай Ю.Д. Оценка уровня токов короткого замыкания в сетях с распределенной генерацией.....	297
Маслеева О.В., Эрдили Н.И., Борисов С.Е. Оценка материального потока жизненного цикла возобновляемых источников энергии	303
Разживин И.А., Рубан Н.Ю., Суворов А.А., Андреев М.В., Аскаров А.Б., Рудник В.Е. Особенности работы электроэнергетических систем с ветроэлектростанциями и проблемы, вызванные эквивалентированием ветроэлектростанций при моделировании аварийных режимов.....	310
Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Веселов Л.Е., Федорчатенко В.И. Система электроснабжения животноводческого комплекса с энергоустановкой на твердооксидных топливных элементах.....	316
Фитасов А.Н., Петрицкий С.А., Мамонов А.М., Севостьянов А.А., Старикова А.А. Сравнение эффективности использования нестандартных классов напряжения в сочетании с источниками малой генерации в распределительных сетях.....	326
Шалухо А.В., Ворошилов А.А., Власов А.С. Вопросы эффективности использования микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии.....	332
Шалухо А.В., Эрдили Н.И., Аккад А.Ф. Применение источников распределенной генерации для электроснабжения образовательных учреждений в Сирии	338
Шалухо А.В., Эрдили Н.И., Власов А.С. Разработка мультиагентной системы управления виртуальной электростанцией с разнохарактерными источниками распределенной генерации.....	344
Шенец Е.Л., Капанский А.А. Метод распределения условно-постоянной составляющей расхода электрической энергии при построении многофакторных математических моделей электропотребления.....	351

Б.В. Папков

ПАМЯТЬ ОБ УЧИТЕЛЕ

Нижегородский государственный инженерно-экономический университет

Статья написана одним из учеников члена-корреспондента Академии электротехнических наук РФ, доктора технических наук, профессора кафедры «Электроэнергетика и электроснабжение» НГТУ Евгения Максимовича Червонного. Она посвящена его памяти в связи с 90-летием со дня его рождения.

The article was written by one of the students of the corresponding member of the Academy of Electrotechnical Sciences of the Russian Federation, Doctor of Technical Sciences, professor of the Department of Power Engineering and Power Supply of the NSTU Evgeny Maximovich Chervonny. It is dedicated to his memory in connection with the 90th anniversary of his birth.

Ключевые слова: надёжность, электроэнергетика, электроснабжение, учебный процесс.

Key words: reliability, electric power industry, power supply, educational process.

13 февраля 2020 г. исполнилось бы 90 лет члену-корреспонденту Академии электротехнических наук России, доктору технических наук, профессору кафедры «Электроэнергетика и электроснабжение» НГТУ Евгению Максимовичу Червонному.

Он родился в городе Бузулуке Оренбургской области в семье служащего. В 1937 году вместе с родителями переехал в Оренбург, где окончил среднюю школу. В 1948 году он поступил на электромеханический факультет Ленинградского политехнического института, который успешно окончил в 1954 году по специальности «Электрические станции, сети и системы». После окончания института молодой специалист был направлен для работы на электростанцию «Красный маяк» в г.Оренбурге. На ней он работал в должности инженера, старшего инженера, начальника электролаборатории до 1958 года.

В 1958 году Евгений Максимович переехал в город Горький, где поступил на работу в Горьковское отделение государственного проектного института «Электропроект». Там он работал в должности инженера, старшего инженера, руководителя группы, главного специалиста отдела электроснабжения, проектируя и участвуя в создании систем электроснабжения крупных промышленных предприятий и районных подстанций.

В 1965 году Червонный как высококвалифицированный специалист с богатым опытом работы инженера-практика и проектировщика избирается по конкурсу на должность доцента организованной профессором Ю.Л. Мужосевым кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Горьковского политехнического института им. А.А. Жданова. Практически с «нуля» начинается методическая работа по созданию лекционных курсов, задач для практических занятий, заданий для курсового и дипломного проектирования по специальным

дисциплинам «Электрооборудование электрических станций и подстанций», «Релейная защита», «Надёжность электроснабжения». В условиях минимума аудиторного фонда создаётся лабораторная база, происходит наполнение библиотеки кабинета курсового и дипломного проектирования справочниками и каталогами современного оборудования.

В 1968 году Е.М. Червонный успешно защитил кандидатскую диссертацию «Оптимизация надёжности электроснабжения промышленных предприятий; методы расчета» по-новому для того времени научному направлению, связанному с проблемой надёжности систем энергетики и электроснабжения. В 1970 г. решением ВАК он утвержден в ученном звании доцента.

Активная научная работа последующих лет завершилась в 1982 г. успешной защитой докторской диссертации «Построение схем электроснабжения предприятий и управление их режимами, обеспечивающие эффективное использование внутренних резервов производства при нарушениях электроснабжения» в специализированном совете при Сибирском энергетическом институте Сибирского отделения Академии наук СССР. В 1987 году Евгений Максимович за долголетнюю и плодотворную работу был награжден медалью «Ветеран труда». В том же году он был утвержден в ученном звании профессора и избран на должность заведующего вновь открытой кафедры «Электроэнергетика». В результате большой подготовительной работы, проведенной профессором Червонным, кафедра с 1992 года стала выпускающей. Она, единственная среди нижегородских вузов, готовила инженеров по специальности «Электроэнергетические системы и сети».

К этому времени профессором Червонным была создана нижегородская научная школа, основное направление исследований которой лежало в области повышения надёжности и эффективности функционирования систем энергетики, в том числе и энергосбережения. Под непосредственным научным руководством Евгения Максимовича защищено шесть кандидатских (Альтман (Кованова) И.В., Папков Б.В., Щеголькова Т.М., Аглиулин А.Х., Татаров Е.И., Шарыгин М.В.) и одна докторская (Папков Б.В.) диссертация.

Всего Е.М. Червонный опубликовал более ста научных работ в центральных и академических периодических изданиях. Он соавтор коллективных монографий, изданных Сибирским отделением издательства «Наука» [1,2] и второго тома справочника «Надёжность систем энергетики», вышедшего в издательстве «Энергоатомиздат» в 2000 г. [3], а также ряда учебно-методических пособий.

В 1973 г. он был в числе организаторов, а затем членом оргбюро постоянно действующего Всесоюзного, а затем Всероссийского и международного научного семинара Академии наук СССР (затем РАН) «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики им. академика Ю.Н. Руденко». Е.М. Червонный был активным участником многих международных и республиканских конференций, совещаний, семинаров, дважды выступал на конференциях по надёжности электроэнергетических систем за рубежом.

В 1993 г. Червонный избирается членом-корреспондентом Академии электротехнических наук Российской Федерации, а в 2002 за заслуги в области

образования он был награжден нагрудным знаком «Почетный работник высшего профессионального образования РФ».

Исследования, проводимые Евгением Максимовичем, отличались научной строгостью, благодаря чему окончательные результаты оказывались простыми и ясными для понимания, практически всегда обоснованными экономически. Он обладал тонким чувством юмора, что помогало поддерживать здоровый климат в коллективе, в котором он работал и руководил научной работой инженеров, аспирантов и соискателей.

Продолжение исследований в области решения научных и практических задач на основе теории надёжности и эффективности систем электроэнергетики отразилось в шести кандидатских (Смирнов О.В., Ваулина Г.А., Карабанов А.А., Дмитриева Ю.И., Бабичев С.А., Вуколов В.Ю.) и докторской (Шарыгин М.В.) диссертациях. Таким образом, научная школа в рамках созданного Е.М. Червоным научного направления включает 12 кандидатских и две докторских диссертации.

Скоропостижный уход Е.М. Червоного из жизни 20 ноября 2005 г. не позволил завершить ему все планы по развитию научного направления «Надёжность систем электроэнергетики» и повышению эффективности учебного процесса по направлению «Электроэнергетические системы и сети». Осталась неосуществлённой его мечта об открытии специализации «Релейная защита и автоматика». Но и этот профиль (специализация) с относительно недавнего времени занял своё достойное место в учебном процессе кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника».

Отрадно, что коллеги, ученики и последователи Евгения Максимовича стараются достойно продолжать и развивать то, чему он посвятил всю свою сознательную жизнь.

Библиографический список

1. Режимная управляемость систем энергетики / Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988. – 234 с.
2. Методы и модели исследования живучести систем энергетики / Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 285 с.
3. Надёжность систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х т. Под ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надёжность электроэнергетических систем. Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.

Секция 1. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.314

DOI 10.46960/39255930_2020_9

Н.Н. Вихорев, Д.А. Алешин

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫХОДНОГО ФИЛЬТРА УСТРОЙСТВА АКТИВНОГО ПОДАВЛЕНИЯ ГАРМОНИК ТОКА

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В статье представлены параметры и их соотношения, которые могут быть использованы при проектировании устройств фильтрации и подавления высших гармонических составляющих тока и напряжения в линиях электропередачи с нелинейными нагрузками и другими источниками гармонических искажений. Определены минимальные требования к частотным свойствам полупроводниковых приборов и выходных пассивных фильтров для реализации адаптивного способа подавления искажений.

The paper presents the parameters and their relationships, which used in the design of filtering devices and suppression of higher harmonic components of current and voltage in power lines with non-linear loads and other sources of harmonic distortion. The minimum requirements for the frequency properties of semiconductor devices and output passive filters are determined to implement the adaptive method of suppressing distortion.

Ключевые слова: коэффициент нелинейных искажений, активно-адаптивные фильтры гармоник, коэффициент передачи, MOSFET, IGBT, широтно-импульсная модуляция, квазирезонансные инверторы, мягкая коммутация.

Key words: harmonic distortion coefficient, active-adaptive harmonic filters, conversion-coefficient, MOSFET, IGBT, pulse width modulation, quasi-resonance inverters, soft switching.

Повышение качества электроэнергии является одной из важнейших и наиболее актуальных задач в области разработок и проектирования современной полупроводниковой преобразовательной техники. Нелинейные нагрузки, коммутационные процессы, функционирование разнообразных преобразовательных устройств приводят к протеканию в линиях электропередачи высших гармонических составляющих тока (ГСТ), что вызывает искажения питающего напряжения и негативно влияет на работу других потребителей, подключенных к тому же узлу электропитания.

Для уменьшения отклонений формы напряжения и тока от эталонной синусоиды разрабатываются устройства фильтрации, подавления или компенсации гармонических составляющих (гармоник). Упомянутые устройства подразделяются на пассивные (фильтрокомпенсирующие устройства, пассивные LC-фильтры и так далее) и активные, способные оказывать влияние избирательно

на каждую гармоническую составляющую спектра питающего напряжения или потребляемого (генерируемого) тока.

Внедрение автоматических систем регулирования позволяет создавать устройства, способные адаптироваться к изменяющимся во времени параметрам тока и напряжения, поддерживая качество электропитания в заданном диапазоне. Таким образом формируются активно-адаптивные фильтры гармоник (АФГ), способные функционировать в полностью автоматическом режиме, своевременно реагируя на изменения спектра питающего напряжения.

Одним из перспективных решений в области разработок АФГ является устройство подавления гармонических составляющих (УПГС) (рис. 1), принцип работы которого заключается в формировании инверсного по отношению к высшим гармоникам напряжения; это позволяет замкнуть ГСТ в контуре между источником искажений и активным фильтром, тем самым снизив величину ГСТ в линии электропередачи [3, 4, 8].

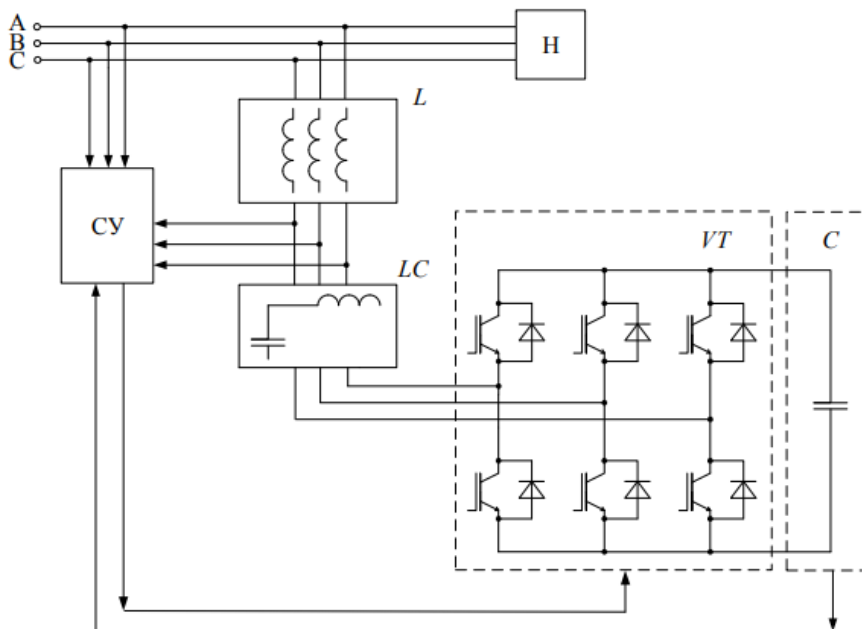


Рис. 1. Структура устройства подавления гармоник тока

Преимущество указанного устройства заключается в том, что для его функционирования требуются только параметры первой гармонической составляющей напряжения, а искажения определяются как отклонения величин мгновенных значений напряжения от формы основной гармоники. Классический же подход заключается в определении параметров каждой гармоники напряжения, для чего может потребоваться один и более периодов питающего напряжения.

Указанный подход позволяет значительно увеличить скорость реакции АФГ на изменения спектра напряжений, так как устройство фактически оперирует мгновенными значениями напряжения.

Воздействие АФГ на динамически изменяющуюся нагрузку иллюстрируют временные диаграммы (рис. 2), на которых приведены токи I_1 – линии

электропередачи, I_2 –нагрузки, I_3 – АФГ. До введения гармонических искажений ($0 - 0,04$ с) фильтр не оказывает на работу системы «источник - нагрузка» никакого влияния. Однако при включении источника искажений фильтру не требуется временная выдержка для предварительного анализа изменившегося качества электропитания и процесс подавления искажений начинается незамедлительно, минимизируя таким образом протекание токов искажений в линии электропередачи.

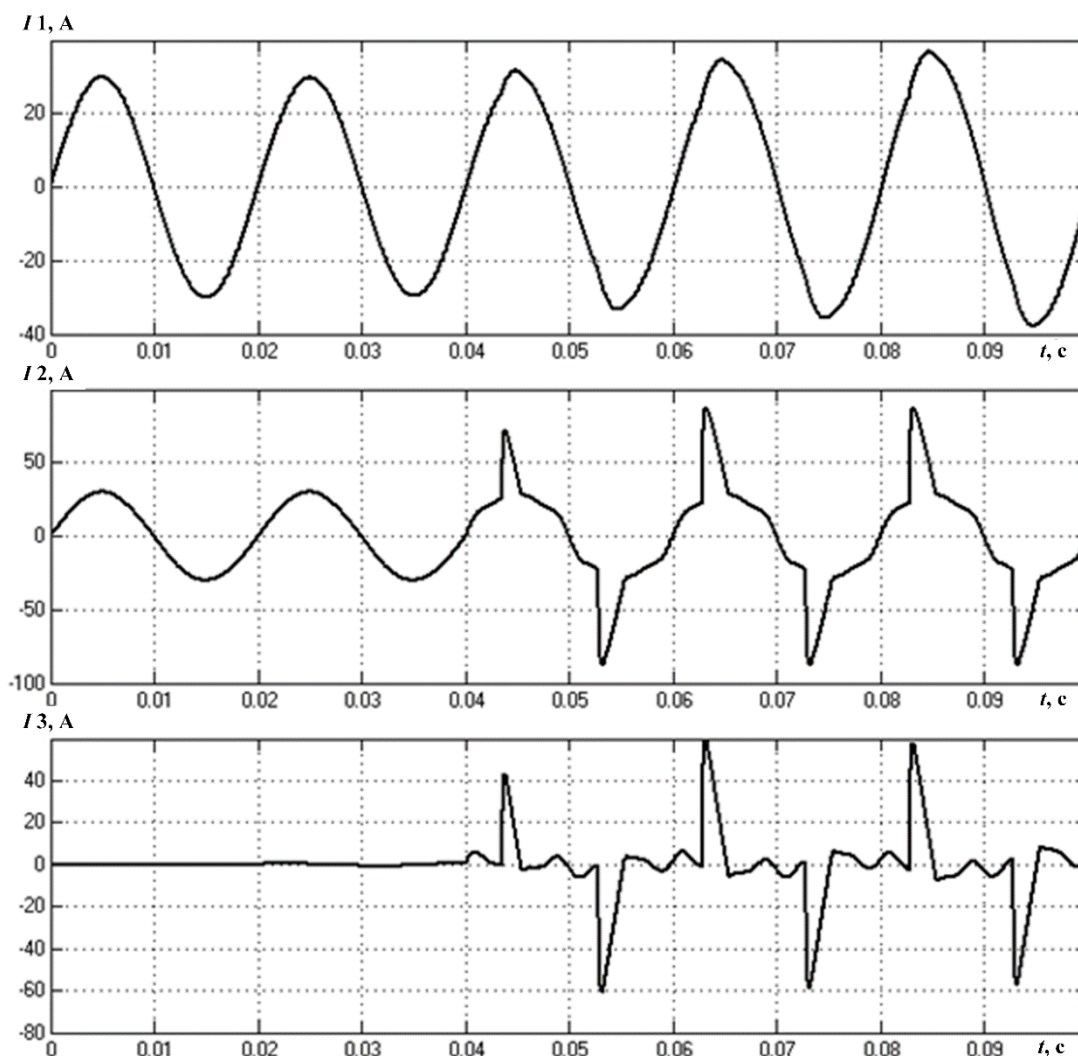


Рис. 2. Временные диаграммы токов в узле подключения АФГ:
 I_1 – ток линии электропередачи, I_2 – ток нагрузки, I_3 – ток АФГ

Приведенная на рис. 1 топология АФГ подразумевает использование выходного LC -фильтра [1, 2], снижающего генерацию помех на частоте коммутации ключей. Однако, как и любой фильтр, данная конструкция оказывает влияние на параметры гармонических составляющих напряжения, формируемого на выходе преобразователя (рис. 2) [7, 9].

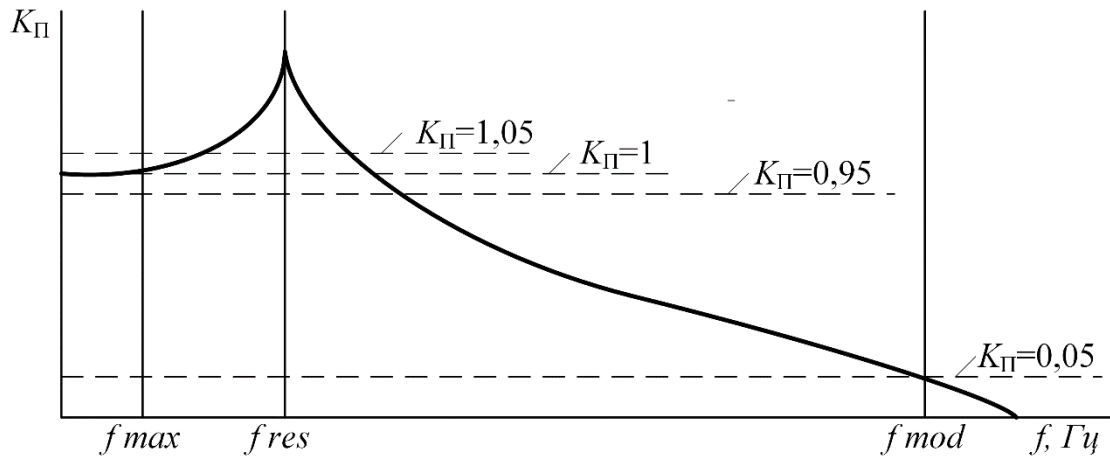


Рис. 3. Амплитудно-частотная характеристика LC-фильтра

Коэффициент передачи классического Г-образного LC-фильтра нижних частот имеет нелинейную зависимость и может как увеличиваться по мере приближения к резонансной частоте, так и снижаться по мере удаления от нее:

$$|K(\omega)| = \frac{1}{1 - \left(\frac{f_{\max}}{f_{\text{res}}}\right)^2} \quad (1)$$

Этот эффект наиболее выражен при работе устройства в режимах близких к режиму холостого хода. По мере увеличения тока, протекающего через фильтр, влияние усиления на частотах, близких к резонансной частоте, может снижаться.

Параметры выходного фильтра следует рассчитывать таким образом, чтобы величина наивысшей из подавляемых гармоник оставалась неизменной (или предел ее изменения должен быть заранее определен – $K_{\text{П}} = 1 \pm 0,05$) при формировании ее с помощью преобразователя и находилась слева от линии f_{\max} (рис. 2).

Используя типовые математические выражения для анализа работы LC-фильтров [7, 9, 10], можно определить, что наиболее целесообразно выбирать резонансную частоту фильтра в 4-5 раз больше, чем наивысшая подавляемая гармоника напряжения. При таких условиях величина ее усиления/ослабления в выходном напряжении составит менее 3-5% режимов с малой нагрузкой и теоретически близкой к нулю в режимах с номинальной для преобразователя нагрузкой.

Например, для наивысшей частоты 2,5 кГц, используемой при анализе качества электроэнергии в общепромышленной сети, оптимальной является резонансная частота фильтра 10 – 12 кГц.

Высокая величина резонансной частоты фильтра обуславливает требования к частоте коммутации ключей. Взаимное снижение параметров индуктивности и емкости фильтра приводит к увеличению как пульсаций выходного на-

пряжения на частоте коммутации, так и тока, протекающего по LC -цепи, что создает дополнительную нагрузку на полупроводниковые ключи и снижает общий КПД преобразователя [5, 6, 7, 10].

Расчет параметра качества может быть осуществлено с помощью математического выражения:

$$\frac{f_{mod}}{f_{res}} = \sqrt{\frac{K_{\Pi} + 1}{K_{\Pi}}}. \quad (2)$$

При заданной величине высокочастотных пульсаций напряжения менее 5% (рис. 2), частота модуляции будет превышать резонансную частоту примерно в 5 раз, что при $f_{res} = 10$ кГц составит $f_{mod} = 50$ кГц. Дальнейшее увеличение частоты целесообразно рассматривать в контексте снижения собственного тока фильтра и снижения токовой нагрузки на полупроводниковые ключи.

Современные модульные решения *MOSFET* и *IGBT* позволяют коммутировать токи в несколько десятков и сотен ампер с рабочими напряжениями 1000 В и более при частотах, достигающих диапазона 50-150 кГц [11]. Однако, несмотря на это, большинство мощных полупроводников по-прежнему требует для своего высокочастотного функционирования реализации режимов мягкой коммутации (*softswitching*) с помощью квазирезонансных цепей, обеспечивающих переключение при нулевых токах (нулевых напряжениях), для снижения динамических потерь при переключениях и ускорения процесса запираания. Введение таких цепей делает возможным эксплуатацию даже силовых модулей при частотах около 1 МГц.

Таким образом, реализация быстродействующего способа подавления гармоник тока вполне осуществима на современной элементной базе и может быть выполнена на большие мощности при типовой топологии трехфазных инверторов напряжения с помощью быстродействующих полупроводниковых элементов. Изложенный в статье подход к проектированию выходного фильтра позволяет значительно упростить алгоритмы управления АФГ и увеличить быстродействие устройства.

Выводы

1. Применение способа адаптивного подавления искажений позволяет минимизировать использование преобразования Фурье, применяемое в устройствах, предназначенных для снижения величины гармоник тока в линиях электропередачи.

2. Приведены расчетные соотношения и рекомендации для проектирования выходного фильтра полупроводникового преобразователя, позволяющие минимизировать искажения формируемого напряжения при подавлении широкого спектра гармоник.

Библиографический список

1. **Анисимова, Т.В.** Расчет параметров фильтров инверторов с синусоидальным выходным напряжением / Т.В. Анисимова, В.В. Крючков // Практическая силовая электроника. - 2012. - №3 (47). – С. 6-10.
2. **Барегамян, Г.** Выбор параметров LC-фильтра инвертора с широтно-импульсной модуляцией и синусоидальным выходным напряжением / Г. Барегамян, В. Маргарян // Силовая электроника. - 2011. - №29. – С. 50-56.
3. **Вихорев, Н.Н.** Регулирование тока активного фильтра гармонических искажений / Н.Н. Вихорев, А.И. Чивенков, Д.А. Алешин // Инженерный вестник Дона. –2019. - №1. – С. 12. (URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2019/5573)
4. **Вихорев, Н.Н.** Устройство подавления высших гармоник тока / Н.Н. Вихорев [и др.] // Инженерный вестник Дона. –2018. -№4. –С. 9. (URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5240)
5. **Гельман, М.В.** Преобразовательная техника: учеб. пособие / М.В. Гельман, М.М. Дудкин, К.А. Преображенский. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2009. – 425 с.
6. **Мелешин, В.И.** Транзисторная преобразовательная техника / В.И. Мелешин. – М.: Изд-во Техносфера, 2005. – 632 с.
7. **Моин, В.С.** Стабилизированные транзисторные преобразователи / В.С. Моин. - М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1986. – 376 с.
8. Пат. RU 184273 Рос. Федерация: Устройство подавления высших гармоник тока / А.И. Чивенков, Н.Н. Вихорев, Д.А. Алёшин; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева». - №2018121263; заявл. 08.06.2018; опубл. 22.10.2018, Бюл. № 30.
9. **Розанов, Ю.К.** Основы силовой электроники / Ю.К. Розанов. – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1992. – 296 С.
10. **Штерн, М.И.** Силовая электроника. Расчеты и схемотехника / М.И. Штерн. – СПб.: Изд-во Наука и техника, 2017. – 400 с.
11. **Buschkühle, M.** 1200V CoolSiC™ MOSFET High Performance Complemented by High Reliability /M. Buschkühle. - Bodo's Power System, 2017. – p. 34-38.

УДК 621

DOI 10.46960/39255930_2020_15

А.И. Гардин, Ю.Е. Логачев

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ СТЕНД ПО ИЗУЧЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева

Разработан стенд, позволяющий исследовать модели источников питания электротехнологических установок (ЭТУ). Приведено описание блоков лабораторного стенда. Рассмотрены особенности источников питания ЭТУ. Приведены принципиальные схемы испытаний, осциллограммы тока и напряжения, их гармонический анализ.

The stand was designed to allow the study of the power sources of electrotechnical installations (EI) models. The description is given of the laboratory stand blocks. The features are reviewed of the EI power sources. Principled test diagrams, current and voltage oscillograms, and their harmonic analysis are presented.

Ключевые слова: выпрямительные установки, лабораторный стенд, источники питания, параметрический источник тока.

Key words: rectifier installations, laboratory stand, power sources, parametric current source.

До появления силовой полупроводниковой техники в качестве низковольтных сильноточных преобразователей использовались машинные преобразователи. Такой способ преобразования имел существенные недостатки:

- значительные габариты и масса;
- низкий КПД;
- значительный акустический шум.

В настоящее время постоянный ток получают непосредственным выпрямлением переменного тока с помощью электрических вентилях. Их действие основано на возможности пропускать ток только в одном направлении. Полупроводниковые вентиля делятся на неуправляемые (диоды) и управляемые (тиристоры). При определенной схеме соединения из них собирают выпрямительные установки с различными характеристиками выпрямления и степенью влияния на параметры тока и напряжения.

В промышленности для питания электролизных и других электротехнологических установок (ЭТУ), использующих для работы постоянный ток, широкое применение находят трехфазные схемы выпрямления. Основными являются схема с нулевым выводом и мостовая.

Электрические вентиля являются нелинейными элементами, так как имеют нелинейную вольт-амперную характеристику. Их присутствие в электрических схемах вызывает искажение синусоиды питающего тока и, как следствие, ведет к искажению напряжения в точке общего присоединения. При оп-

ределенных параметрах системы электроснабжения ухудшаются показатели качества электроэнергии (ПКЭ), а именно коэффициенты гармонических составляющих напряжения.

Также для питания ЭТУ, которым по условиям работы требуется жесткая стабилизация тока (вакуумные дуговые печи, электролизные установки цветной металлургии и другое) используют параметрический источник тока (ПИТ). Он представляет собой статический преобразователь, состоящий из нерегулируемых пассивных элементов, соединенных по специальной схеме, и имеющий крутопадающую внешнюю характеристику. Элементы ПИТ соединяются в звезду, где в одной из фаз располагается активная нагрузка, в других - индуктивность и емкость.

Таким образом, для организации учебного процесса по курсу «Электротехнологические установки» необходим стенд, который позволит студентам:

- познакомиться с видами схем выпрямления, их особенностями, влиянием на ПКЭ в системе электроснабжения;
- исследовать ПИТ и его принцип работы;
- непосредственно измерять и исследовать ПКЭ при изменении параметров сети, питающей выпрямитель, а также сравнивать их величины с нормами, заложенными в ГОСТ.

В настоящее время на кафедре «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» (ЭССЭ) собран стенд, который обеспечивает испытание выпрямительных установок и ПИТ. Стенд состоит из унифицированных модулей, установленных в раме специального лабораторного стола. Часть модулей представляет собой физические модели элементов электрической сети, другая служит для измерения параметров электроэнергии (ток, напряжение и их гармонические составляющие). Непосредственное измерение ПКЭ, сравнение с регламентами ГОСТ и возможность их исследования при изменении параметров сети, питающей выпрямитель – вот неполный перечень возможностей лабораторного стенда. На рис. 1 представлено фото стенда. Общее число модулей составляет тринадцать штук.

Модуль А1 является источником питания стенда. Его назначение состоит в том, чтобы обеспечивать питание трехфазным переменным током промышленной частоты функциональных модулей лабораторного стенда.

Модули А2 представляют собой физическую модель ЛЭП. Они позволяют моделировать различные величины продольных активного и индуктивного сопротивлений, а также емкостных проводимостей, характерных как для воздушных, так и кабельных ЛЭП.

Модуль А3 представляет физическую модель трехфазной трансформаторной группы. Модуль А4 представляет блок из шести диодов. Модуль А5 представляет физическую модель активной нагрузки. Они играют роль зоны обработки ЭТУ. Модули А6 и А7 представляют индуктивный и емкостной элементы ПИТ соответственно. Модуль А8 представляет однофазный понижающий трансформатор.

Модуль А9 представляет измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, аналоговые сигналы с которых поступают на коннектор (А10), преобразуются в цифровой сигнал и поступают на персональный компьютер (А11).

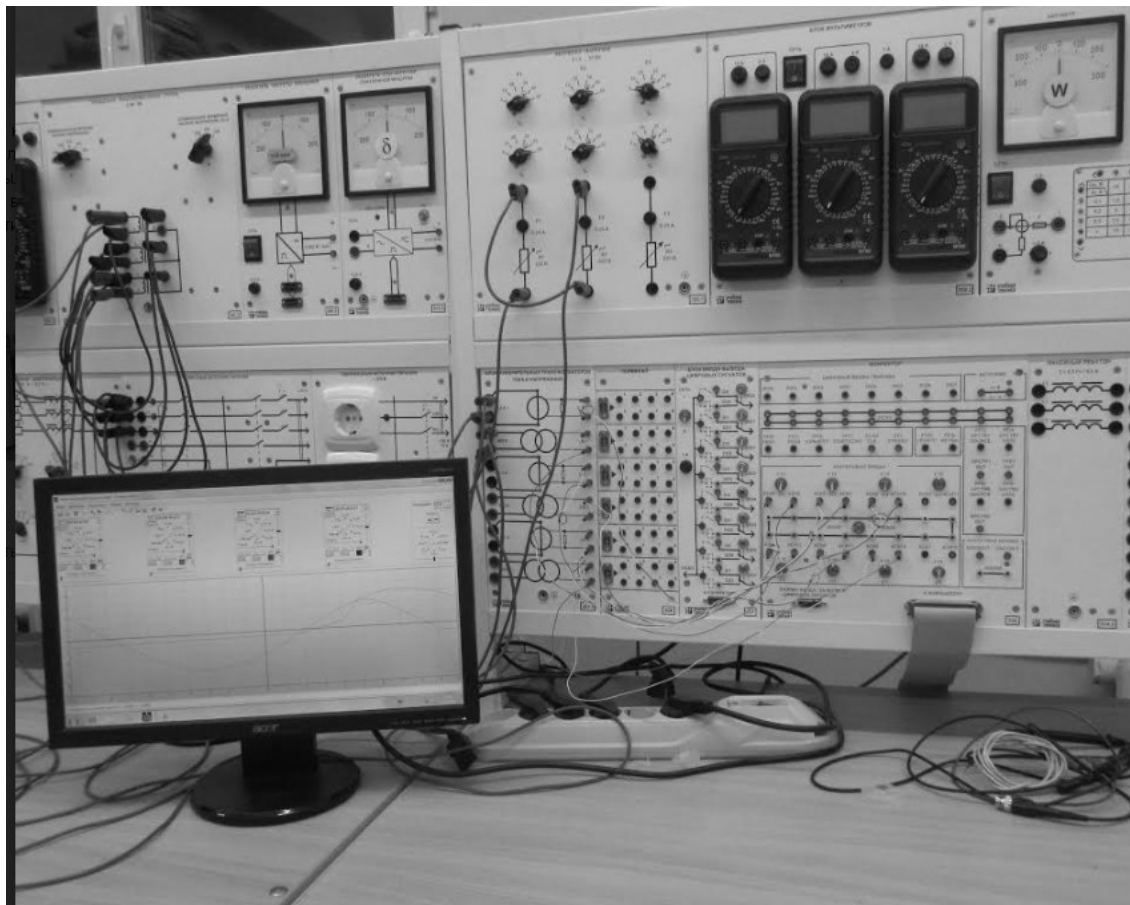


Рис. 1. Стенд по изучению источников питания электротехнологических установок

Модуль А11 представляет персональный компьютер с установленным на него программным обеспечением (ПО) «Многофункциональный осциллограф» для анализа полученной информации. ПО позволяет получить графические изображения осциллограмм тока, напряжения и их гармонических составляющих для дальнейшего анализа.

Модуль А12 – измерительные приборы для измерения величин тока и напряжения.

Модуль А13 представляет анализатор качества электроэнергии (АКЭ-824), необходимый для получения осциллограмм напряжения на нагрузке при испытании схем выпрямления.

На рис. 2 изображена принципиальная электрическая схема опыта с использованием трехфазной мостовой схемы выпрямления.

В состав стенда возможно введение нового оборудования (источники пи-

тания других ЭТУ, симметрирующие устройства, конденсаторы для компенсации реактивной мощности и проч.).

На лабораторный стенд по изучению источников питания ЭТУ и средств, обеспечивающих качество электроэнергии в трехфазных сетях, разработана конструкторская документация, которая состоит из структурных, принципиальных схем, схем соединений (подключений) и спецификаций по каждому модулю.

На сегодняшний день реализованы испытания следующих моделей источников питания ЭТУ:

- трехфазная мостовая схема выпрямления;
- трехфазная нулевая схема выпрямления;
- параметрический источник тока.

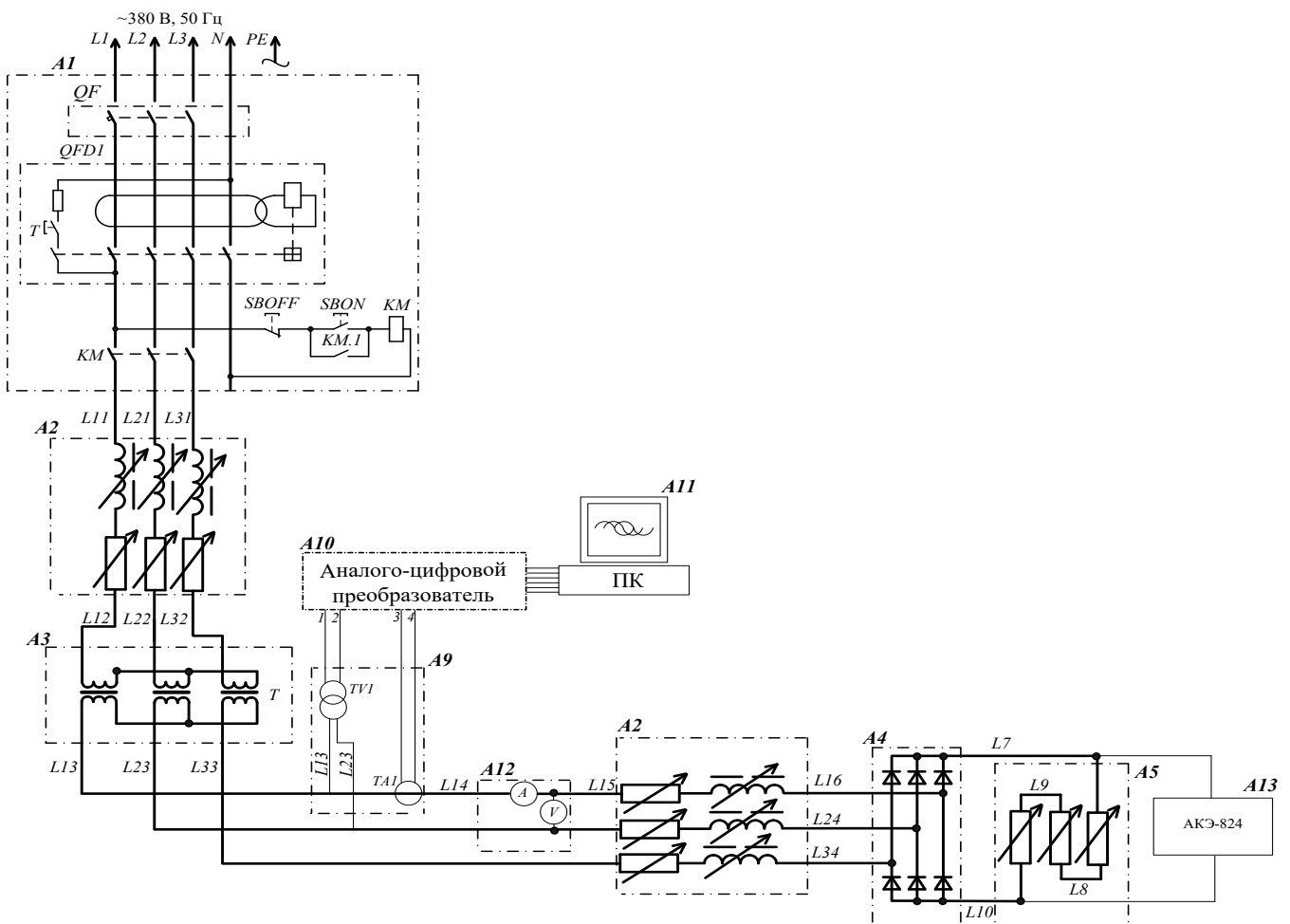
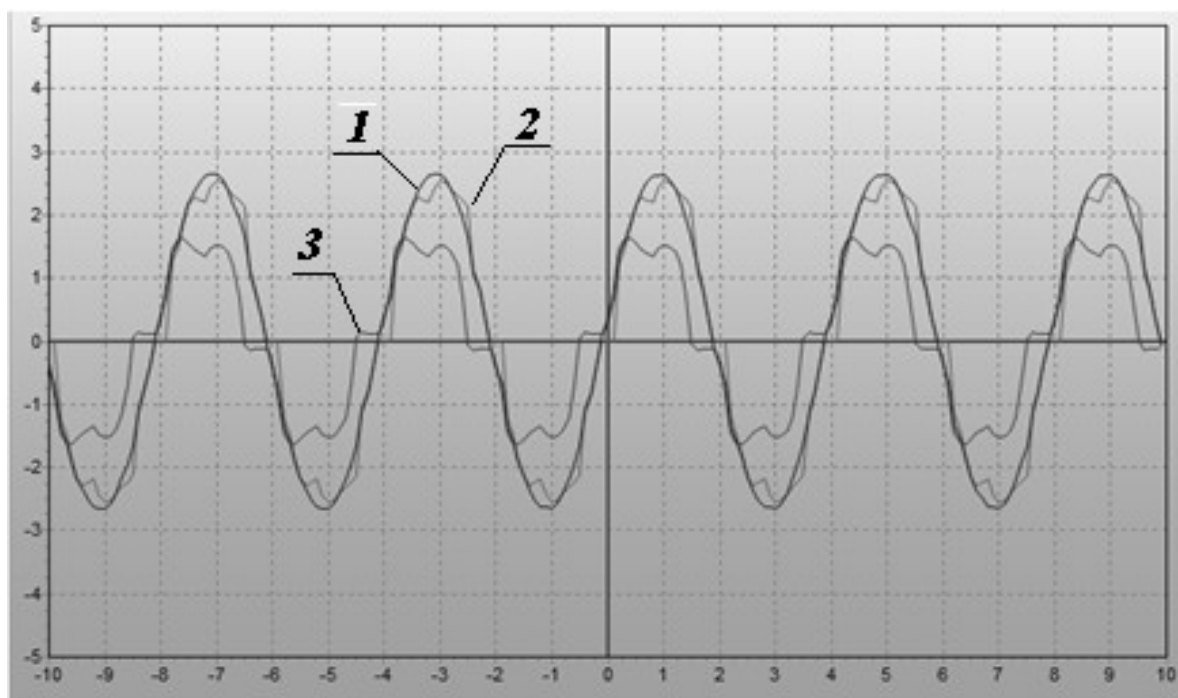
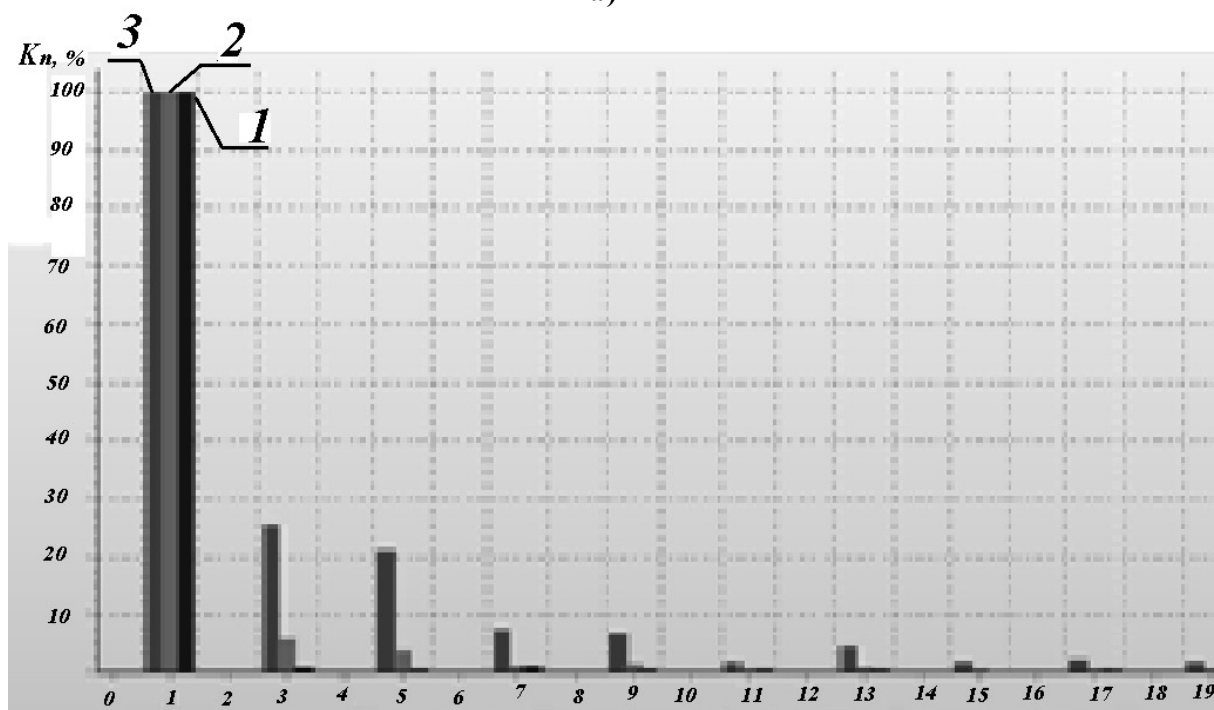


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема для испытания трехфазной мостовой схемы выпрямления

На рис. 3 представлены осциллограммы тока в подводящей сети к выпрямителю, напряжение на источнике питания и напряжение в точке общего присоединения (на вторичной обмотке трансформатора) при подключении нагрузки по трехфазной мостовой схеме, а также их гармонический анализ.



а)



б)

Рис. 3. Осциллограммы тока и напряжения (а) и гармонический анализ (б):
1 - напряжение на источнике питания, 2 - напряжение на вторичной обмотке трансформатора, 3 - ток в подводящей сети

Выводы

1. Разработан и внедрен в учебный процесс лабораторный стенд по изучению источников питания ЭТУ.

2. Студенты по направлению подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника» для магистров изучают особенности работы источников питания ЭТУ и их влияние на ПКЭ в системах электроснабжения.

3. Оборудование стенда обеспечивает возможность измерения и исследования ПКЭ при непосредственном изменении параметров сети.

Библиографический список

1. **Евтюкова, И.П.** Электротехнологические промышленные установки / И.П. Евтюкова [и др.]; под общ. ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Изд-во Энергоиздат, 1982.
2. **Андриевский, В.Н.** Полупроводниковые выпрямители / В.Н. Андриевский [и др.]; под общ. ред. В.И. Преображенского – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1986.
3. **Комиссаров, Ю.А.** Основы электротехники, микроэлектроники и управления, том 2 / Ю.А. Комиссаров [и др.]; под общ. ред. В.И. Преображенского -М.: Изд-во Юрайт, 2017.
4. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 01.07.2014 – М: Стандартинформ, 2014.

УДК 621.331

DOI 10.46960/39255930_2020_21

Л.А.Герман¹, А.С.Серебряков², В.Л.Осокин², Д.Е.Дулелов²

ТРЕХСТУПЕНЧАТАЯ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩАЯ УСТАНОВКА

Филиал СамГУПС в г. Нижний Новгород¹Нижегородский государственный инженерно-экономический университет, Княгинино²

Приведено описание трехступенчатой фильтрокомпенсирующей установки (ФКУ) в тяговой сети переменного тока напряжением 25 кВ. Первая ступень – последовательное включение трех LC секций - включается при малых и средних нагрузках, вторая ступень – последовательное включение двух LC , одна LC секция – при нагрузках больше средних, и третья ступень – одна LC секция – при движении тяжеловесных поездов. Предлагаемая установка позволяет обеспечить заданную пропускную способность железной дороги и снизить потери мощности в тяговой сети. При шунтировании секций ФКУ тиристорными выключателями включение их с целью уменьшения бросков тока и напряжения рекомендовано производить в максимум тока соответствующей секции.

The description of three-stage filter-compensating installation (FCI) in AC traction network with voltage of 25 kV is given. The first stage (sequential inclusion of three LC sections) is activated at low and medium burdens; the second stage (sequential inclusion of two LC sections) is activated at burden more than the medium one and the third stage (one LC section) is activated at moving heavy trains. The proposed installation allows providing given capacity of railway and reducing power losses of traction network. When shunting FCI sections with thyristor switches, it is recommended to turn them on in order to reduce the current and voltage surges in the maximum current of the corresponding section.

Ключевые слова: поперечная компенсация реактивной мощности, потери электроэнергии, тяговая сеть переменного тока, регулируемая фильтрокомпенсирующая установка, тиристорные ключи.

Key words: lateral reactive power compensation, loss of electricity, traction of AC, controlled filter-compensating installation, thyristor keys.

Введение

Фильтрокомпенсирующие установки (ФКУ) в системах тягового электро-снабжения электрических железных дорог переменного тока служат для поперечной емкостной компенсации реактивной мощности тяговой нагрузки и фильтрации высших гармоник тока и напряжения. В связи с изменяющейся тяговой нагрузкой фильтрокомпенсирующие установки поперечной емкостной компенсации (ФКУ) должны быть регулируемыми [1]. В настоящее время на сети отечественных железных дорог применяют два варианта регулируемых ФКУ: плавно регулируемый статический генератор реактивной

мощности (СГРМ) на китайском оборудовании и переключаемую ФКУ на отечественной аппаратуре [2, 3].

Необходимость регулируемых ФКУ в тяговой сети железных дорог определяется двумя причинами: во-первых, обеспечением заданной пропускной способности железной дороги и, во-вторых, задачей снижения потерь мощности в тяговой сети. Пропускная способность электрифицированной железной дороги зависит от уровня напряжения в тяговой сети. Уровень напряжения определяется тяговой нагрузкой и максимальной мощностью ФКУ. Если сравниваемые установки ФКУ имеют одинаковые мощности, и они способны повысить напряжение в тяговой сети до одинакового уровня, то и пропускная способность будет одинаковой. Следовательно, в этом случае нет необходимости в более дорогой плавно регулируемой установке СГРМ и можно ограничиться более простой переключаемой ФКУ.

Что касается потерь мощности ΔP_{TC} в тяговой сети, то их можно представить как сумму потерь от квадрата среднего значения тока тяговой нагрузки (ΔP_{CP}) и потерь от его дисперсии (квадрата среднеквадратичного отклонения тока) – ΔP_D [4].

$$\Delta P_{TC} = \Delta P_{CP} + \Delta P_D. \quad (1)$$

Обычно с помощью нерегулируемой ФКУ на посту секционирования ΔP_{CP} снижается примерно на 30%. При включении регулируемой ФКУ дополнительно снижаются потери ΔP_D . Для плавно регулируемой ФКУ (СГРМ) с ограниченной максимальной мощностью, равной полуторной средней реактивной мощности тяговой нагрузки, снижение ΔP_D может быть до 6–8% от ΔP_{CP} . При этом в плавно регулируемой ФКУ следует постоянно контролировать тяговую нагрузку межподстанционной зоны. В то же время при ступенчатом регулировании с малым числом ступеней (2–3 ступени) указанное дополнительное снижение потерь мощности будет 3–4%.

В [1, 2, 5] доказано, что по технико-экономическим соображениям для тяговых сетей переменного тока регулируемые установки целесообразно выполнять ступенчатыми с числом ступеней не более трех. В частности, в [5] указано: «...регулируемые батареи, устанавливаемые с целью снижения потерь мощности, не должны иметь более трех ступеней мощности».

2. Постановка и задачи исследования

В связи с указанным, а также по причине высокой стоимости СГРМ в [6] сделан вывод о нецелесообразности плавно регулируемой ФКУ СГРМ в тяговой сети переменного тока, и предлагается ориентироваться на мало-ступенчатые ФКУ. Вариант двухступенчатой ФКУ разобран в [6], поэтому далее при больших тяговых нагрузках предлагается вариант трехступенчатой однофазной ФКУ в тяговой сети переменного тока на посту секционирования.

Расчеты показали, что при мощности регулируемой ФКУ 4–6 Мвар достаточно применять переключаемую ФКУ на две ступени мощности. При мощности регулируемой ФКУ в 6–9 Мвар следует применить трехступенчатую ФКУ (например, с секциями 3 + 3 + 3 Мвар).

Недостаток двухступенчатой переключаемой ФКУ при больших тяговых нагрузках – ограниченное число регулируемых ступеней (две ступени), что снижает эффективность по экономии электроэнергии и в недостаточной степени повышает пропускную способность участка железной дороги. Кроме того, с уменьшением числа ступеней увеличиваются перепады напряжения на токоприемнике электровоза при коммутации ступеней мощности ФКУ, что неблагоприятно отражается на работе тяговых электродвигателей.

Реализация трехступенчатой ФКУ состоит не просто в добавлении третьей ступени к переключаемой ФКУ [7]. В трехступенчатой ФКУ необходимо решить следующие задачи:

- 1) при снижении напряжения в тяговой сети до 21 – 24 кВ и соответствующего снижения генерируемой мощности ФКУ необходимо увеличить генерируемую мощность ФКУ в режимах наибольшей тяговой нагрузки;
- 2) учесть недопущения резонансных явлений в системе электроснабжения при любом числе включенных секций;
- 3) обеспечить возможность переключения третьей секции с допустимыми значениями бросков тока и напряжения в переходном режиме.

Цель статьи – рассмотреть схемное решение трехступенчатой ФКУ при большом диапазоне нагрузок в тяговой сети [8-15] и дать для него теоретическое обоснование.

3. Схемное решение поставленной задачи. Материалы и методы

На рис.1 представлена схема трехступенчатой однофазной ФКУ тяговой сети.

Трехступенчатая ФКУ на посту секционирования состоит из трех секций конденсаторных батарей, которые формируют три ступени мощности ФКУ (3+14 и 4 – 1-я секция, 5 и 6 – 2-я секция, 7 и 8 – 3-я секция). Коммутирующие выключатели 11 и 12 могут выполняться в двух вариантах:

- 1) вакуумными выключателями, и тогда включение их происходит в любой момент времени (то есть несинхронно с кривой напряжения);
- 2) тиристорными выключателями, и тогда включение их происходит в максимум тока соответствующей секции и соответственно практически при допустимых бросках тока и напряжения.

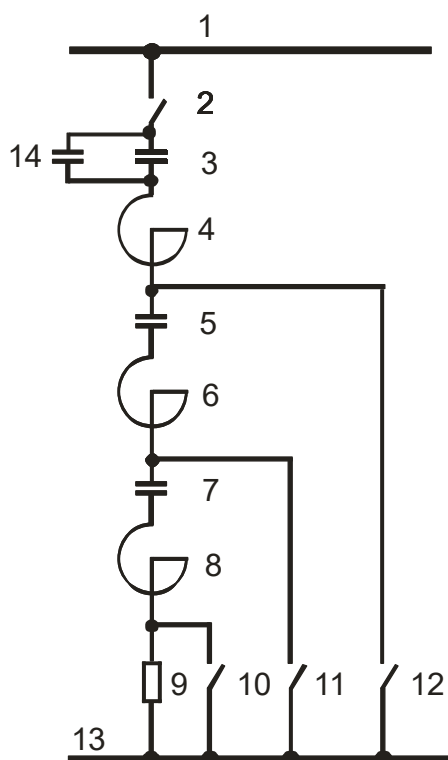


Рис.1. Трехступенчатая фильтрокомпенсирующая установка:

1 – шина 27,5 кВ ФКУ; 2 – главный выключатель $Q1$; 3 – конденсаторная батарея 1-й секции; 4 – фильтровый реактор 1-й секции; 5 – конденсаторная батарея 2-й секции; 6 – фильтровый реактор 2-й секции; 7 – конденсаторная батарея 3-й секции; 8 – фильтровый реактор 3-й секции; 9 – демпфирующий резистор; 10 – коммутирующий выключатель $Q2$ 10 кВ демпфирующего резистора; 11 – коммутирующий выключатель $Q3$ 10кВ 3-й секции ФКУ; 12 – коммутирующий выключатель $Q4$ 10 кВ 2-й и 3-й секций ФКУ; 13 – рельс; 14 – параллельно включенные конденсаторы в 1-ю секцию

Рассмотрим порядок переключения секций ФКУ с коммутирующими вакуумными выключателями. Первая ступень наименьшей мощности состоит из последовательно включенных трех секций конденсаторных батарей (3, 14, 5 и 7) и трех фильтровых реакторов (4, 6 и 8). Каждая секция ФКУ настроена на резонансную частоту 140 Гц, поэтому и вся ФКУ настроена на частоту 140 Гц, что обеспечивает отсутствие резонансных явлений. Включение первой ступени в работу происходит следующим образом. При отключенных коммутирующих выключателях 10,11,12 включается главный выключатель 2, а затем шунтируется демпфирующий резистор 9 включением коммутирующего выключателя 10.

Вторая ступень ФКУ средней мощности состоит из последовательно включенных первой 3 и 14 и второй 5 секций конденсаторных батарей и фильтровых реакторов 4 и 6. Включение в работу второй ступени ФКУ при включенной первой ступени происходит следующим образом. При включенном главном выключателе 2, отключается коммутирующий выключатель 10, затем включается коммутирующий выключатель 11, после чего включается 10.

Третья ступень ФКУ наибольшей мощности состоит из первой секции конденсаторной батареи 3 и 14 и фильтрового реактора 4. Включение третьей ступени ФКУ при включенной второй ступени происходит следующим образом. При включенном главном выключателе 2 отключается выключатель 10 и включается выключатель 12, после чего включается 10. Таким образом, все переключения ступеней мощности происходят при введенном демпфирующем резисторе 9, что обеспечивает допустимые значения тока и напряжения в переходных режимах.

При тиристорных выключателях 11 и 12 для переключения секций нет необходимости отключать-включать вакуумный выключатель 10. Шунтирование второй и третьей секции ФКУ следует производить в момент времени, когда ток секции проходит через максимальное значение. В этом случае не возникает бросков тока и напряжения в шунтируемой секции.

4. Теоретическое обоснование предложенного технического решения задачи

Поскольку рекомендация шунтировать вторую и третью секции в момент времени, когда ток секции проходит через максимальное значение, не является очевидной и вызывает споры среди многих специалистов, приведем теоретическое обоснование по этому вопросу.

Рассмотрим процессы, протекающие в шунтируемой второй секции. Поскольку вторая секция замыкается накоротко и отделяется от остальных элементов схемы, то на процессы в ней не оказывают влияния ни система внешнего электроснабжения, ни тяговая нагрузка. Характер переходных процессов в замыкаемой накоротко секции зависит только от параметров элементов секции $C2$, $L2$ и начальных условий. Это обстоятельство позволяет исследовать процессы во второй секции при ее замыкании по упрощенной программе в пакете MATCAD.

С учетом вышесказанного система дифференциальных уравнений в форме Коши для переходного процесса во второй секции будет записываться двумя уравнениями:

$$\frac{di_2}{dt} = \frac{-u_{C2} - r \cdot i_2}{L2}, \quad (2)$$

$$\frac{du_{C2}}{dt} = \frac{i_2}{C2}. \quad (3)$$

Здесь t – время, i_2 – ток во второй секции $C2L2$, u_{C2} – напряжение на конденсаторе 5 второй секции, $C2$ – емкость конденсатора 5 и $L2$ – индуктивность реактора 6 второй секции, r – небольшое собственное внутреннее активное сопротивление, которым обладает вторая секция. Это активное сопротивление ре-

ально всегда присутствует. Если бы его не было, то в замкнутой накоротко второй секции существовали бы бесконечно долго незатухающие колебания. При моделировании это сопротивление ради наглядности процесса затухания взято равным 0,6 Ом.

На рис.2 приведена осциллограмма переходного процесса во второй секции $C2L2$ при переключении ФКУ с наименьшей мощности на среднюю мощность, то есть при шунтировании второй секции в разные моменты времени: при напряжении равном нулю и максимальном токе (рис.2). Включение выключателя $Q3$, замыкающего накоротко вторую секцию, показано на рис.2 темной полосой внизу осциллограммы. Напряжение на конденсаторе $C2$ второй секции обозначено u_{C2} , а ток в ней $-i_2$.

На рис. 2 шунтирование второй секции $C2L2$ происходит без введения в ее цепь демпфирующего резистора. Поскольку секция $C2L2$ шунтируется накоротко без демпфирующего резистора, то чрезвычайно важным является вопрос о правомерности такого технического решения. В связи с этим дадим пояснение приведенной осциллограмме.

При возникновении переходных процессов в секциях ФКУ энергия, запасенная в магнитном поле реактора и в электрическом поле конденсатора, как известно, не может изменяться скачком. Исследованиями установлено, что, если секция $C2L2$ шунтируется в момент максимального тока в ней и нулевого напряжения на конденсаторе $C2$ (рис.2), то в замкнутой накоротко секции не происходит бросков тока и напряжения. Это наиболее благоприятный момент для шунтирования секции. Дело в том, что в процессе работы секции в ее элементах $C2$ и $L2$ периодически накапливается и отдается электрическая энергия.

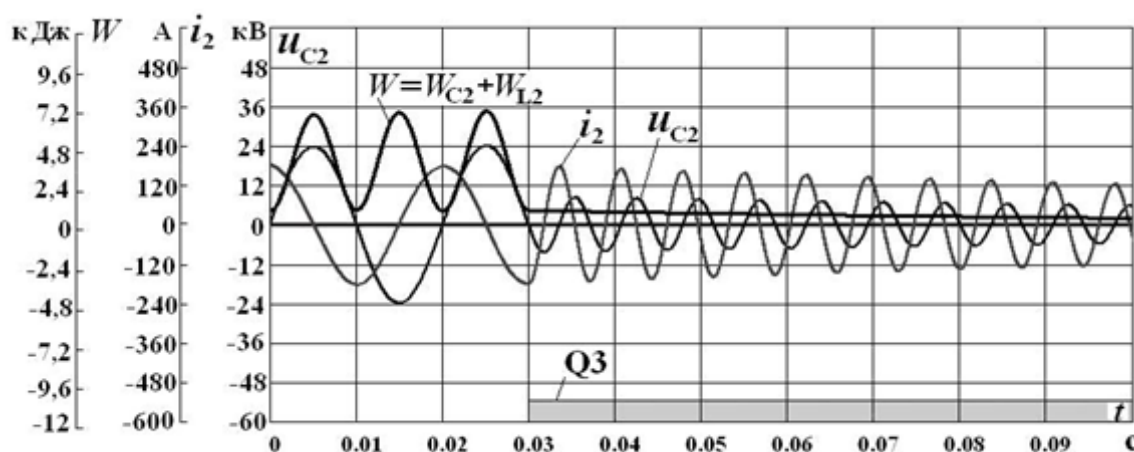


Рис.2. Процессы в замкнутой накоротко второй секции $C2L2$ при ее шунтировании со штатным реактором в момент нулевого напряжения на конденсаторе $C2$

Емкостное сопротивление конденсатора $C2$ больше индуктивного сопротивления реактора $L2$ примерно в девять раз. Поэтому максимальное значение запасаемой электрической энергии в конденсаторе $W_{C2m} = C2 \cdot U_{C2m}^2 / 2$ больше, чем максимальное значение запасаемой магнитной энергии реактора

$W_{L2m} = L2 \cdot I_{L2m}^2 / 2$ в девять раз. Здесь I_{L2m} и U_{C2m} – максимальные значения тока и напряжения на конденсаторе во второй секции до ее шунтирования. Мгновенное значение суммарной электромагнитной энергии будет определяться как $W_2 = W_{C2} + W_{L2} = C2 \cdot u_{C2}^2 / 2 + L2 \cdot i_{L2}^2 / 2$.

За счет энергии, запасенной в элементах $C2$ и $L2$, в замкнутой накоротко секции $C2L2$ возникают синусоидальные колебания с частотой 140 Гц, которые из-за активного сопротивления r постепенно затухают. Чем меньше запасенная энергия, тем меньше амплитуда колебаний в замкнутой накоротко секции. Изменение суммарной энергии $W_2 = W_{C2} + W_{L2}$ в замыкаемой накоротко секции $C2L2$ приведено на рис. 2. Следовательно, наиболее благоприятный момент для шунтирования секции $C2L2$ – это момент времени, когда напряжение на конденсаторе $C2$ близко к нулю и запасенная в нем электрическая энергия также равна нулю. Суммарная энергия в этот момент будет минимальной и равной $W_2 = L2 \cdot i_{L2m}^2 / 2$.

Максимальное значение энергии, получаемое реактором при колебаниях энергии в замкнутой накоротко цепи, в этом случае не сможет превысить максимальное значение энергии в реакторе до коммутации. Следовательно, и максимальное значение тока при колебаниях энергии в замкнутой цепи в этом случае не сможет превысить тока в цепи до коммутации. Конденсатор $C2$ при колебаниях энергии в замкнутой цепи в этом случае будет получать энергию, которая была запасена в реакторе $W_2 = L2 \cdot I_{L2m}^2 / 2$ и которая меньше максимальной энергии в конденсаторе до коммутации в девять раз. Следовательно, это значение энергии может зарядить конденсатор лишь до напряжения, которое меньше докоммутационного максимального значения на нем, что видно из рис. 2.

Авторами предложен следующий алгоритм работы предлагаемой трехступенчатой ФКУ. При повышении нагрузки в тяговой сети понижается напряжение на шинах ФКУ и следует соответственно увеличить мощность ФКУ для повышения напряжения в тяговой сети и, соответственно, для снижения потерь мощности.

Предварительно предлагается: при напряжении на шинах ФКУ 27–29 кВ в работу включена первая ступень ФКУ, при напряжении 24 – 27 кВ – вторая ступень, и при 21–24 кВ – третья ступень. Для конкретных участков указанные напряжения переключения секций ФКУ корректируются.

Для недопущения резонансных явлений частота настройки ФКУ должна быть в пределах 135 – 142 Гц [1]. Поэтому все секции ФКУ снабжены фильтровыми реакторами, обеспечивающими указанную нормативную резонансную частоту ФКУ с любым числом секций. Обычно принимают резонансную частоту ФКУ – 140 Гц.

Представленная трехступенчатая ФКУ повышает эффективность не только по снижению потерь мощности, но и по повышению напряжения в тяговой сети, и, следовательно, по увеличению пропускной способности

железнодорожной линии. По сравнению с прототипом с двумя ступенями мощности в трехступенчатой ФКУ три ступени мощности и увеличенная мощность третьей ступени, которая включается при наибольшей тяговой нагрузке, следовательно, более строго будет выполняться требование равенства тока регулируемой ФКУ компенсированному току тяговой нагрузки, что приведет к снижению потерь мощности.

Таким образом, предложена фильтрокомпенсирующая установка в общем случае на три ступени мощности, причем число ступеней ФКУ определяется в зависимости от схемы питания тяговой сети и характеристики тяговой нагрузки конкретного участка. Наибольший эффект по снижению потерь мощности будет при введении трехступенчатой ФКУ, однако возможность снижения числа ступеней до двух и до одной определяется технико-экономическими расчетами.

В случае замены вакуумных выключателей 10 кВ на тиристорные ключи привлекательность и соответственно объем применения трехступенчатой ФКУ возрастет.

Выводы

1. На постах секционирования фильтрокомпенсирующие установки должны выполняться регулируемые с тремя ступенями мощности, при этом желательно коммутирующие выключатели, шунтирующие секции ФКУ, выполнять тиристорными.

2. Трехступенчатую ФКУ целесообразно проектировать для постов секционирования при средней реактивной нагрузке тяговой сети межподстанционной зоны от 6 до 9 Мвар.

3. Шунтирование секции ФКУ следует производить в момент максимального тока в ней.

Библиографический список

1. **Бородулин, Б.М.** Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог /Б.М. Бородулин, Л.А. Герман, Г.А. Николаев. – М.: Изд-во Транспорт,1983. – 183с.
2. **Герман, Л.А.** Фильтрокомпенсирующие установки в системах тягового электропитания железных дорог: монография / Л.А. Герман, А.С. Серебряков, Д.Е. Дулепов. – Княгинино: НГИЭУ, 2017. - 402 с.
3. Пат. 2475912 от 09.03.2012 Рос. Федерация: Устройство переключаемой однофазной поперечной емкостной компенсации в тяговой сети / А.С. Серебряков, Л.А. Герман, Д.Е. Дулепов.; опубл.20.02.2013.
4. **Герман, Л.А.** Уменьшение потерь энергии батареями поперечно-емкостной компенсации, расположенными в тяговой сети // Выпуск МИИТ № 302 «Вопросы энергопитания электрических железных дорог». - М.: Изд-во Транспорт, 1969. - С.69 – 82.

5. **Каялов, Г.М.** Расчет компенсации реактивных нагрузок регулируемыми конденсаторными батареями / Г.М. Каялов, И.Н. Ковалев // *Электричество*. – 1971. - №8.– С.19-25.
6. **Герман, Л.А.** Эффективность регулируемых малоступенчатых фильтрокомпенсирующих установок в тяговой сети переменного тока // *Вестник ВНИИЖТ*.– 2018. - №5. - С.288-294.
7. **Герман, Л.А.** Полезная модель. Устройство трехступенчатой фильтрокомпенсирующей установки тяговой сети переменного тока. Заявка №2018125091 от 23.08.2018 Положительное решение 09.11.2018.
8. **Герман, Л.А.,** Регулируемые установки емкостной компенсации в системах тягового электроснабжения железных дорог: монография / Л.А. Герман, А.С. Серебряков. - М.: Изд-во МИИТ, 2012. – 211с.
9. Система тягового электроснабжения железной дороги переменного тока. Методика выбора мест размещения и мощности устройств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности. СТО РЖД 07.022.2 -2015.
10. **Герман, Л.А.** Фильтрокомпенсирующие установки в тяговых сетях переменного тока / Л.А. Герман, А.С. Серебряков, А.А. Максимова // *Вестник ВНИИЖТ*. - 2016.-№1.-С.26-34.
11. Пат. 2459335 от 22.04.2011 Рос. Федерация: Устройство переключаемой однофазной поперечной емкостной компенсации / С. Н. Васильев [и др.]; опубл.20.08.2012, Бюл. № 23.
12. Пат.2656368 от 01.07.2016 Рос. Федерация: Устройство ступенчатой поперечной емкостной компенсации /Л.А. Герман [и др.]; опубл.05.06.2018, Бюл. № 16.
13. Пат. на полезную модель 102842 от 21.07.2010 Рос. Федерация: Устройство поперечной емкостной компенсации /Л.А. Герман [и др.]; опубл.10.03.2011, Бюл. № 7.
14. Пат. 2647709 от 09.02.2016 Рос. Федерация: Фильтрокомпенсирующее устройство / А.С. Серебряков, Л.А. Герман, Д.Е. Дулепов; опубл.19.03.2018, Бюл. № 8.
15. **Серебряков, А.С.** МАТНСАД и решение задач электротехники : учеб. пособие для вузов ж.д. транспорта / А.С. Серебряков, В.В. Шумейко. - М.: Маршрут – 2005. – 240 с.

УДК 621.365.5

DOI 10.46960/39255930_2020_30

Л.Э. Рогинская¹, А.С. Горбунов¹

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ В СПЕЦИАЛЬНЫХ ИНДУКТОРАХ

Уфимский государственный авиационный технический университет¹

В статье рассмотрены конструкции ряда применяющихся индукторов для индукционного нагрева металлических деталей, среди которых плоский индуктор в виде спирали, одновитковый индуктор, многovitковые протяженный и короткий индукторы. Приведены математические выражения, позволяющие производить расчеты параметров электромагнитного поля в различных вариантах индукторов. Приведены результаты расчетов полей ряда индукторов.

The article describes the designs of a number of inductors used for induction heating of metal parts, including a flat inductor in the form of a spiral, a single-turn inductor, multi-turn long and short inductors. Mathematical expressions are given that make it possible to calculate the parameters of the electromagnetic field in various types of inductors. The results of calculations of the fields of a number of inductors are presented.

Ключевые слова: индукционный нагрев, индуктор, электромагнитное поле, магнитная индукция, напряженность магнитного поля.

Key words: induction heating, inductor, electromagnetic field, magnetic induction, magnetic field strength.

Конструкции специальных индукторов и расчет параметров электромагнитного поля

В настоящее время применяющиеся установки индукционного нагрева часто характеризуются наличием загрузки, представляющей собой полые и сплошные цилиндрические заготовки, а также многослойную среду, состоящую из нескольких цилиндров. К последнему случаю можно отнести использование нагрева деталей внутри концентраторов магнитного поля, индукторов-трансформаторов, нагрев деталей, находящихся внутри добавочной проводящей среды в виде полого цилиндра с прорезью в цилиндре или без нее, и другие варианты установок.

Обмотки нагревательных индукторов для обеспечения необходимой конфигурации и параметров электромагнитного поля выполняются различной формы, среди которых: виток одновиткового индуктора, многovitковые обмотки индукторов цилиндрической формы, осевой размер (длина) которых может быть как значительно больше длины детали, быть с ней соизмеримой, или быть намного короче детали, например, для нагрева участка детали или всей детали при нагреве непрерывно-последовательным способом. Кроме того, в ряде уста-

Новок используются обмотки индукторов в виде плоских спиралей. Индукторы могут питаться как от однофазного источника промышленной или повышенной частоты (например, полупроводникового преобразователя), так и использоваться в составе трехфазного модуля из нескольких индукторов, питаемых от различных фаз трехфазного источника питания.

На рис. 1 приведен внешний вид одной из секций трехфазного индукционного нагревательного модуля, состоящего из девяти индукторов, три группы которых питаются от различных фаз источника. Данный модуль предназначен для индукционной обработки и нанесения защитных цинковых покрытий на поверхности крупногабаритных длинномерных цилиндрических деталей, в частности судовых гребных валов [1]. Цинкование происходит термодиффузионным способом. В такой установке, состоящей из описанных ранее индукторов и добавочной проводящей среды, представляющей собой полый цилиндр, детали и цинковая смесь помещаются внутрь данного цилиндра, после герметизации которого со стороны торцов производится нагрев деталей и их цинкование.

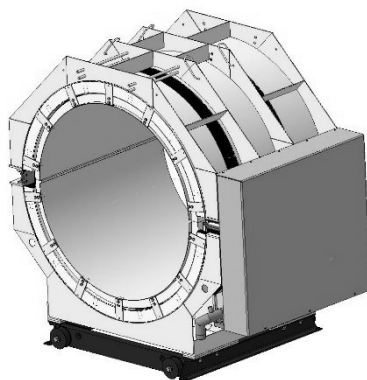


Рис. 1. Секция трехфазного индукционного нагревательного комплекса

В связи с большими размерами заготовок, а также наличием добавочной среды, используется нагрев при промышленной частоте (50 Гц).

На рис. 2 показаны схемы цилиндрических одно- и многовитковых индукторов для нагрева и закалки внешних поверхностей сплошных цилиндров. При этом длина индуктора меньше или соизмерима с длиной детали [2].

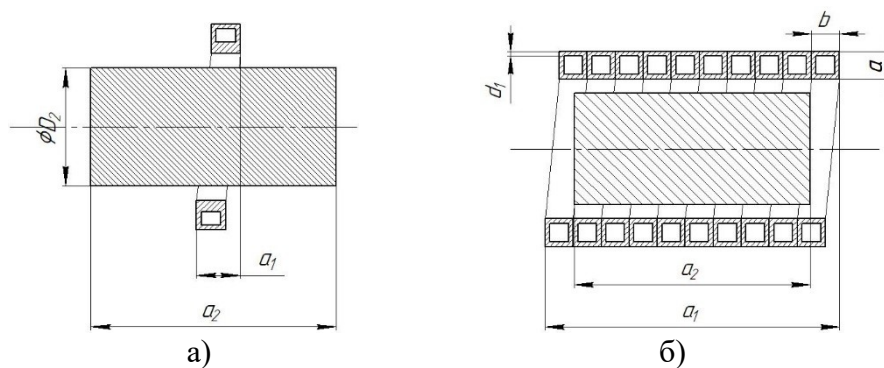


Рис. 2. Цилиндрические индукторы:

а – одновитковый индуктор; б – многовитковый индуктор

На рис. 3 приведен пример внешнего вида плоского индуктора, обмотка которого выполнена в виде спирали [3].

При проектировании и исследовании индукторов для индукционного нагрева важнейшей задачей является расчет их электромагнитного поля, определяющего распределение температур во всех точках нагреваемых зон деталей.

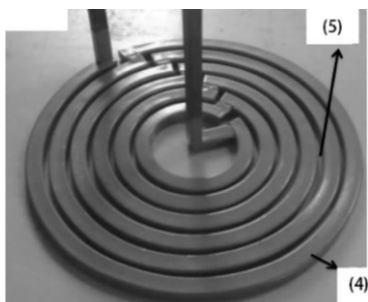


Рис. 3. Плоский индуктор

При аналитическом расчете поля реальных индукторов с осевой симметрией могут быть получены выражения для определения распределения параметров электромагнитного поля по двум координатам: радиус системы r и осевая координата z .

В настоящее время в различных методиках расчетов рассмотренных индукторов предлагаются различные способы определения параметров электромагнитного поля индукторов, а также сопротивлений индукторов.

Во многих источниках предлагается аналитический расчет распределения электромагнитных параметров системы по радиусу r , при этом индуктор условно представляется бесконечной длины, что позволяет пренебречь влиянием краевых эффектов и считать линии магнитного поля в деталях, добавочных средах и в зазоре между индуктором и нагрузкой параллельными оси индуктора. Это допущение справедливо лишь для длин индукторов, значительно превышающих длину детали.

Для учета влияния конечных параметров индуктора в литературе предлагаются различные способы, среди которых: учет коэффициента Нагаока, в том числе с его модификациями, выполненными современными исследователями, повышение удельной мощности индуктора на этапе проектирования на 20–30% от исходной и др. [1].

Рассмотрим способы расчета распределения напряженности магнитного поля по радиусу при не учете изменения напряженности по осевой координате. В этом случае исходным уравнением для расчета является дифференциальное уравнение Бесселя [2]:

$$\frac{d^2 \dot{H}_m}{d(\sqrt{-j} \cdot m)^2} + \frac{1}{\sqrt{-j} \cdot m} \cdot \frac{d \dot{H}_m}{d(\sqrt{-j} \cdot m)} + \dot{H}_m = 0, \quad (1)$$

где \dot{H}_m – амплитуда напряженности магнитного поля, А/м; m – относительный радиус.

Результатом решения данного уравнения является зависимость

$$\dot{H}_m = c_1 \cdot J_0(m \cdot \sqrt{-j}) + c_2 \cdot N_0(m \cdot \sqrt{-j}), \quad (2)$$

где c_1, c_2 – постоянные интегрирования; J_0 – функция Бесселя первого рода, нулевого порядка; N_0 – функция Бесселя второго рода нулевого порядка.

Данная формула может быть применена к случаям нагрева сплошных и полых цилиндров, в том числе к расчету поля при многослойной загрузке. На рис. 4 приведен результат расчета напряженности магнитного поля в сечении полого цилиндра (добавочной проводящей среды) с внешним радиусом $r_1 = 0,6$ м и внутренним радиусом $r_2 = 0,593$ м при изменении координаты радиуса. Рассматривался нагрев при частоте 50 Гц в установке по рис. 1.

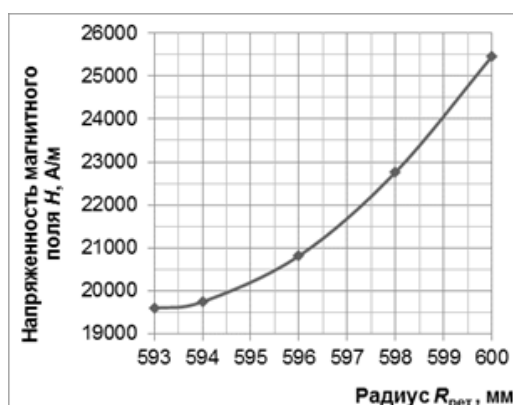


Рис. 4. Зависимость напряженности магнитного поля от радиуса полого цилиндра

Рассмотрим способы аналитического расчета параметров магнитного поля при изменении осевой координаты. Простейшим случаем расчета поля индуктора является известная формула расчета магнитной индукции в точке z на оси кольца радиусом r спротекающим по нему током I [4]:

$$B_z = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot r^2}{2 \cdot (z^2 + r^2)^{3/2}}, \quad (3)$$

где μ_0 – магнитная постоянная, Гн/м.

Если вместо кольца с током рассматривается катушка с числом витков w , то формула для расчета магнитной индукции в точке z на оси катушки примет вид [5]:

$$B(z) = \frac{\mu_0 \cdot K_0}{2} \cdot \left[\frac{-z + \frac{L}{2}}{\sqrt{\left(z - \frac{L}{2}\right)^2 + r^2}} + \frac{z + \frac{L}{2}}{\sqrt{\left(z + \frac{L}{2}\right)^2 + r^2}} \right], \quad (4)$$

где $K_0 = w \cdot I / L$; w – число витков катушки; L – длина катушки, м.

Выражения (3), (4) позволяют производить расчеты параметров магнитного поля на оси рассматриваемой системы. Однако на практике при разработке и исследовании нагревательных индукторов сравнительно малой длины при

нагреве длинномерных деталей существенное значение имеет определение распределения параметров поля во всех рассматриваемых координатах z и r , то есть решение двумерной задачи расчета поля. В этом случае расчет распределения параметров магнитного поля по осевой координате с учетом изменения координаты r производится на основе уравнения векторного потенциала A_ϕ (здесь считается, что векторный потенциал имеет лишь одну составляющую, зависящую от z и r : $A_\phi = A_\phi(z, r)$). Так, выражение для составляющей напряженности магнитного поля H_z (далее рассматривается этот случай) в зазоре между индуктором и деталью при отсутствии других источников полей имеет вид [1, 6]:

$$\mu_0 \cdot H_z(z) = \frac{1}{r} \cdot A_\phi, \quad (5)$$

где r – радиус в рассматриваемом зазоре, м

На рис. 5 приведены результаты расчета распределения напряженности магнитного поля на внутреннем радиусе индуктора при изменении осевой координаты z для двух случаев катушек: катушка из одного витка с длиной (осевой размер витка) 12 мм, катушка из 10 витков с длиной 120 мм. Внутренний радиус индуктора $r = 0,26$ м. Ток индуктора $I = 1000$ А. При этом считалось, что точка $z=0$ находится в середине длины индуктора.

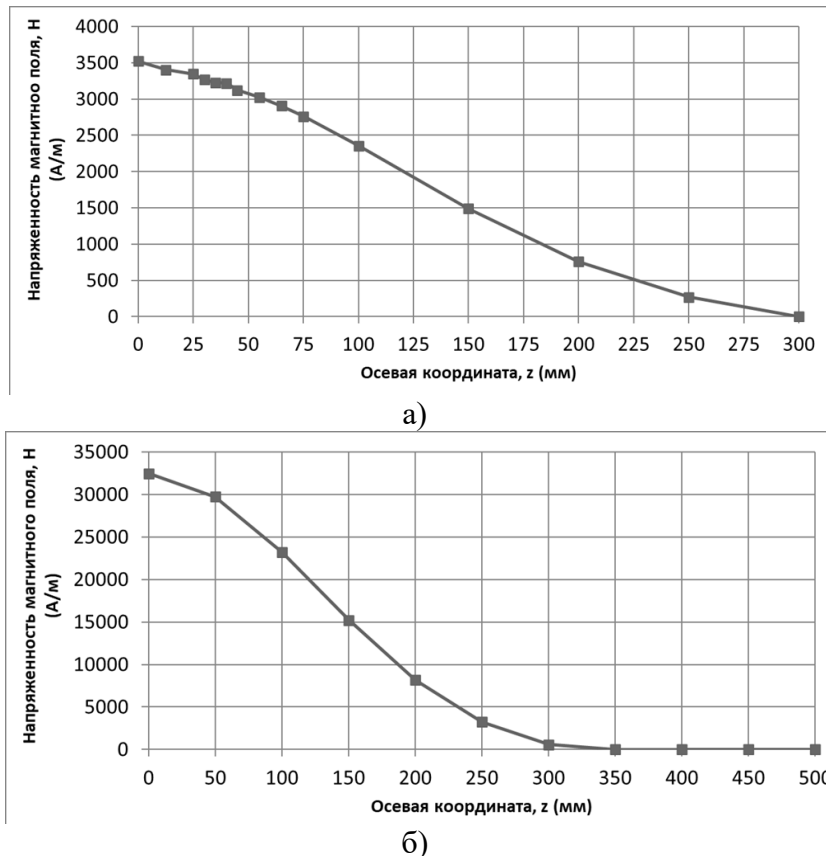


Рис. 5. Результаты расчета магнитного поля:

а – одновитковый индуктор; б – индуктор из 10 витков

Как видно, напряженность магнитного поля существенно изменяется в зависимости от осевой координаты. При значениях z , находящихся за областью индуктора, напряженность падает быстрее, снижаясь до нулевого значения.

При рассмотрении других вариантов индукторов [1] можно отметить, что предлагаемый способ компенсации влияния конечной длины индуктора путем увеличения удельной мощности требует разработки более точных рекомендаций в зависимости от конкретных параметров индукторов и всей установки.

Выводы

1. Расчет электромагнитного поля в индукционных установках с короткими индукторами, добавочной проводящей средой и другой многослойной нагрузкой представляет собой важную задачу при разработке и исследовании индукторов, поскольку данные особенности установок оказывают существенное влияние на распределение электромагнитного и теплового полей в нагреваемых деталях. Недостаточный учет ослабления поля от добавочных проводящих сред или конечной длины индуктора может привести к недостаточному прогреву деталей в областях внутри многослойных нагрузок, вблизи торцов цилиндрических деталей и т.д.

2. Предлагаемый в литературе способ компенсации «короткой» длины индуктора при нагреве участков протяженных деталей или при способе непрерывно-последовательного нагрева, путем увеличения удельной мощности индуктора на 20–30% достаточен лишь для некоторых вариантов соотношений параметров индукторов, деталей и источников питания. Для исключения возможностей появления областей с недостаточным прогревом следует производить более точный расчет электромагнитного поля с получением обоснованных способов повышения эффективности нагрева деталей от «коротких» индукторов.

Библиографический список

1. **Roginskaya, L.** The Choice of Parameters of Special Types of Inductors / L. Roginskaya, A. Gorbunov // 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 2019. – P. 1-8.
2. **Слухоцкий, А.Е.** Индукторы для индукционного нагрева / А.Е. Слухоцкий, С.Е. Рыскин. – Л.: «Энергия», 1974. – 264 с.
3. **Wu, Z.** An induction heating device using planar coil with high amplitude alternating magnetic fields for magnetic hyperthermia / Z. Wu [et al.] // Technology and Health Care, – 2015. – V. 23, – N. s2, – P. S203-S209.
4. **Бессонов, Л.А.** Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле / Л.А. Бессонов. – 11-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2014. – 317 с.
5. **Dahake, G.** Nanoparticle heating using induction in hyperthermia / G. Dahake. ASM Handbook, Volume 4C, Induction Heating and Heat Treatment; ed. by V. Rudnev and G. E. Totten. – ASM International: 2014. – P. 799-800.
6. **Шимони, К.** Теоретическая электротехника; под ред. К. М. Поливанова / К. Шимони. Пер. с немецкого. – М.: Издательство «Мир», 1964. – 775 с.

УДК 621.316.726

DOI 10.46960/39255930_2020_36

В.Г. Сугаков, Н.С. Варламов, Ю.С. Малышев**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫХОДНОГО НАПРЯЖЕНИЯ
БЕСТРАНСФОРМАТОРНОГО НЕПОСРЕДСТВЕННОГО
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ**

Волжский государственный университет водного транспорта

В статье представлены результаты имитационного моделирования бестрансформаторного непосредственного преобразователя частоты. В качестве результатов исследования приведены графики изменения коэффициента нелинейных искажений при изменении начала формирования выходного напряжения. Показано, что при совпадении эталонной синусоиды с одной из синусоид входного напряжения практически отсутствуют гармонические искажения, формируемые преобразователем.

The article presents the results of simulation of transformerless cycloconverter. According to the research results, graphs of the total harmonic distortions when changing the beginning of the formation of the output voltage are given. It is shown that when the reference signal coincides with one of the input voltage sinusoids, there is practically no harmonic distortion generated by the converter.

Ключевые слова: непосредственный преобразователь частоты, судовая электроэнергетическая система, коэффициент нелинейных искажений, моделирование.

Key words: cycloconverters, ship electric power system, total harmonic distortion, modeling.

Качество электрической энергии в судовой электроэнергетической системе (СЭЭС) тесно связано с режимами эксплуатации судна. Например, в стояночном режиме, при работе механизмов погрузки электрическая нагрузка СЭЭС увеличивается. При включении электродвигателей крановых механизмов от судовой электростанции соизмеримой мощности параметры напряжения могут выходить за пределы допустимых значений и, если используются полупроводниковые преобразователи, форма напряжения может заметно отличаться от синусоиды. Для ходового режима характерно значительное колебание потребляемой мощности, включение и отключение мощных потребителей электрической энергии, ввод в работу и отключение генераторных агрегатов. В аварийном режиме мощность нагрузки увеличивается, поскольку к приемникам электроэнергии, обеспечивающим ходовой режим, добавляются дополнительные потребители [1].

В настоящее время разрабатываются СЭЭС с дизель-генераторами переменной частоты вращения, позволяющие сократить расход топлива и увеличить срок службы оборудования. Особенностью данных судовых систем является вариация частоты вращения вала двигателя внутреннего сгорания в зависимо-

сти от потребляемой мощности в наиболее экономичном режиме работы [2, 3], что приводит к изменению частоты вырабатываемого напряжения.

Изменение параметров и формы напряжения влияет как на протекание электромагнитных процессов в силовой части полупроводникового преобразователя, так и на работу системы управления [4]. В результате напряжение на выходе преобразователя зависит от изменения параметров питающего напряжения, что снижает эффективность его работы.

В связи с этим разработан бестрансформаторный непосредственный преобразователь частоты (БТНПЧ), который при формировании выходного напряжения с заданными амплитудой и частотой в любой момент времени обеспечивает подключение выходных зажимов к наиболее подходящему напряжению питающей сети вне зависимости от вариации ее параметров (амплитуды, частоты и формы кривой напряжения) [5]. В работе [6] показано формирование напряжения БТНПЧ. В ходе анализа выходного напряжения было выявлено, что при равенстве амплитуд и частот заданного и входного напряжения коэффициент нелинейных искажений K_U зависит от моментов начала формирования выходного напряжения.

Целью данной работы является исследование влияния моментов начала формирования выходного напряжения на форму напряжения с выхода БТНПЧ. Исследование и анализ выходного напряжения $U_{\text{вых}}$ осуществляется в соответствии со структурной схемой, которая изображена на рис. 1.

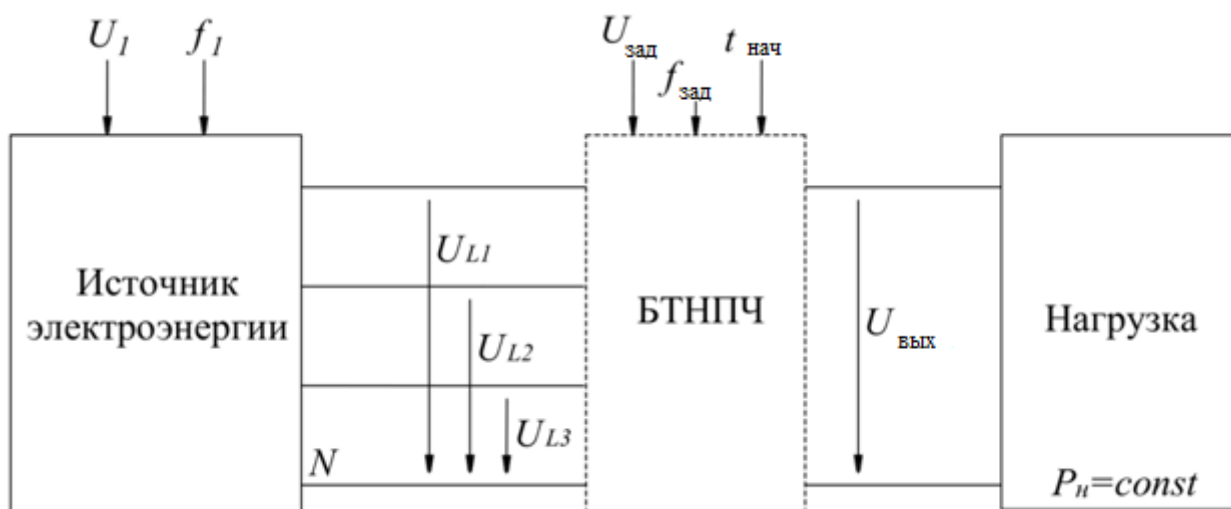


Рис. 1. Структурная схема исследования БТНПЧ

Исследование проведено при следующих параметрах модели. Мощность нагрузки $P_n = 4$ кВт, $\cos\varphi = 1$. В качестве источника электроэнергии использован программируемый источник трехфазного напряжения с общей точкой. Частота напряжения источника электроэнергии $f_1 = 50$ Гц. Амплитуда линейного напряжения синусоидальной формы $U_1 = 565,7$ В. Заданные значения амплитуды и частоты выходного напряжения БТНПЧ $U_{\text{зад}} = 327$ В и $f_{\text{зад}} = 50$ Гц. Время начала

формирования выходного напряжения $t_{\text{нач}}=0,04\dots0,06$ с, при $\Delta t_{\text{нач}}=0,0005$ с. Коэффициент нелинейных искажений и спектральный состав сигнала вычислялся для десяти периодов выходного напряжения на основе быстрого преобразования Фурье. Результаты моделирования влияния моментов начала формирования выходного напряжения изображены на рис. 2 и 3.

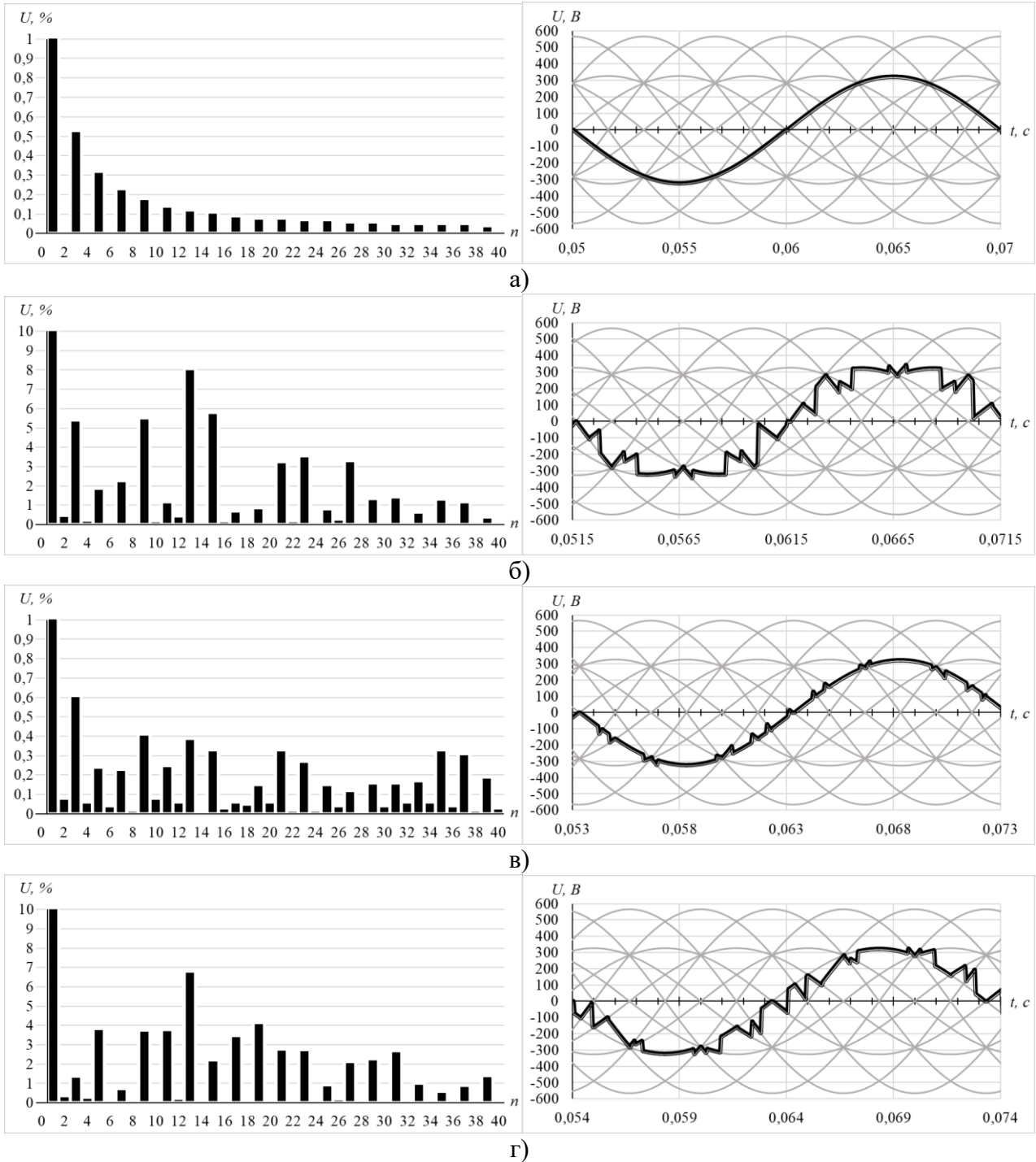


Рис. 2. Результаты имитационного моделирования БТНПЧ для моментов начала формирования выходного напряжения 0,05 с (а), 0,0515 с (б), 0,053 с (в) и 0,054 с (г)

В случае равенства входной $f_{\text{и}}$ и заданной $f_{\text{зад}}$ частоты и амплитуд напряжений $U_{\text{и}}$ и $U_{\text{зад}}$ при синфазном формировании напряжения ($t_{\text{нач}}=0,05$ с) на выходе

БТНПЧ наблюдается практически синусоидальная форма выходного напряжения (рис. 2, а). При этом коэффициент гармонических искажений K_U равен 0,77%, а амплитуда нечетных гармоник не превышает 0,51% от основной. Амплитуда нечетных гармоник при этом не превышает 0,05% от основной гармоники.

Если начало формирования выходного напряжения $U_{\text{вых}}$ совпадает с моментом перехода линейного напряжения через нулевое значение ($t_{\text{нач}}=0,0515$ с), происходит значительное искажение формы напряжения (рис. 2, б). Значение K_U в этом случае равняется 19,24%. Наблюдается увеличение амплитуды нечетных и четных гармоник. При этом максимальное значение имеет 13-я гармоника, амплитуда которой равна 8% от амплитуды основной гармоники.

В случаях, когда момент начала формирования выходного напряжения не совпадает с моментами перехода синусоиды фазного или линейного напряжения через ноль ($t_{\text{нач}}=0,053$ с; $t_{\text{нач}}=0,054$), амплитуды четных и нечетных гармоник находятся в промежуточных значениях относительно случаев, описанных ранее (рис. 2, в, з).

Результаты исследования зависимости коэффициента нелинейных искажения от момента начала формирования напряжения $t_{\text{нач}}$ при различной амплитуде задающего напряжения изображены на рис. 3. Частота напряжения $f_{\text{зад}}=50$ Гц.

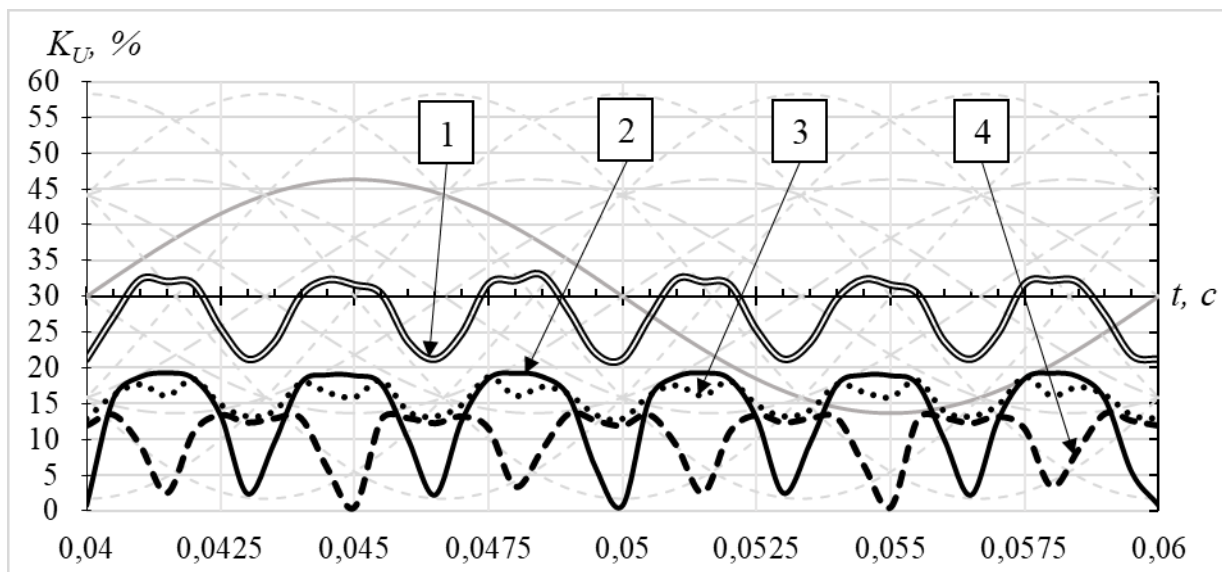


Рис. 3. Зависимость значения коэффициента нелинейных искажений от моментов формирования начала выходного напряжения:

- 1 — амплитуда $U_{\text{зад}} < U_{\text{ф}}$ (212,1 В); 2 — амплитуда $U_{\text{зад}} \approx U_{\text{ф}}$ (327 В);
3 — амплитуда $U_{\text{ф}} < U_{\text{зад}} < U_{\text{л}}$ (424,26 В); 4 — амплитуда $U_{\text{зад}} \approx U_{\text{л}}$ (565,7 В)

Как видно из рис. 3, если амплитуда задающего напряжения находится в диапазоне значений от амплитуды $U_{\text{ф}}$ фазного напряжения до амплитуды $U_{\text{л}}$ линейного напряжения, то значение K_U не превышает 20%. При этом, если амплитуда $U_{\text{зад}} \approx U_{\text{ф}}$, то значение K_U находится в диапазоне от 0,77% до 19,24%. Диапазон значений K_U при $U_{\text{зад}} \approx U_{\text{л}}$ составляет от 0,5% до 15%. Если амплитуда

$U_{\phi} < U_{\text{зад}} < U_{\text{л}}$, то минимальное значение K_U будет равняться максимальному значению при $U_{\text{зад}} \approx U_{\text{л}}$, а максимальное значение – при амплитуде $U_{\text{зад}} \approx U_{\phi}$.

В случае, если $U_{\text{зад}} < U_{\phi}$, значение K_U находится в диапазоне значений от 20% до 30%. Минимальные значения K_U наблюдаются при формировании выходного напряжения синфазно с одним из фазных напряжений сети, а максимальные значения K_U - с линейным напряжением. При этом, чем больше эталонная синусоида совпадает с одной из синусоид входного напряжения, тем меньше амплитуда высших гармоник и, соответственно, ниже значение K_U .

Таким образом, на основе результатов имитационного моделирования установлено, что значение коэффициента нелинейных искажений напряжения с выхода БТНПЧ зависит от момента начала формирования выходного напряжения. При этом минимальные значения K_U наблюдается при $U_{\phi} \leq U_{\text{зад}} \leq U_{\text{л}}$ и синфазном формировании выходного напряжения с одной из синусоид входных напряжений. При $U_{\text{зад}} \leq U_{\phi}$ происходит увеличение значения K_U до 30%.

Библиографический список

1. **Шейнихович, В.В.** Качество электрической энергии на судах: Справочник / В.В. Шейнихович [и др.]. – Л.: Судостроение, 1988. – 160 с.
2. **Григорьев, А. В.** Повышение эффективности эксплуатации судовых дизельных электростанций / А. В. Григорьев, В. Ю. Колесниченко // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. – 2014. – №6(28). – С. 39-43. DOI: 10.21821/2309-5180-2014-6-6-39-43
3. **Хватов, О.С.** Дизель-генераторная электростанция с переменной частотой вращения вала / О.С. Хватов, А.Б. Дарьенков, И.М. Тарасов // Вестник ИГЭУ. – 2010. – №2. – С. 53-57.
4. **Анисимов, Я.Ф.** Особенности применения полупроводниковых преобразователей в судовых электроустановках / Я.Ф. Анисимов. – Ленинград: Судостроение, 1973. – 227 с.
5. Пат. 2691968 Рос. Федерация: МПК H02M 5/27. Бестрансформаторный непосредственный преобразователь частоты / В.Г. Сугаков, О.С. Хватов, Н.С. Варламов; — № 2018123270; заявл. 26.06.2018; опубл. 19.06.2019; Бюл. № 17.
6. **Варламов, Н.С.** Разработка бестрансформаторного непосредственного преобразователя частоты // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать шестая Междунар. Науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (12-13 марта 2020 г., Москва): Тез. Докл. – М.: ООО «Центра полиграфических услуг «Радуга», 2020. – С. 382

Секция 2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД

УДК 621.3.07

DOI 10.46960/39255930_2020_41

Т.Х. Абузяров, А.С. Плехов

КАСКАДНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА С ПРОСТРАНСТВЕННО-ВЕКТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В данной работе представлена схема и принцип работы каскадного преобразователя для электротранспорта. К особенностям данного преобразователя относятся сниженные нагрузки на силовые ключи и на обмотки электродвигателя, низкий уровень пульсаций тока и, как следствие, момента электродвигателя, повышенная отказоустойчивость. Приведены результаты имитационного исследования преобразователя в среде MATLAB / Simulink.

The article represents a three-phase cascaded inverter for electric vehicle (EV) AC motor-drive. The features of the inverter include reduced electrodynamic stress on power switches, as well as motor windings, reduced number of dynamic losses of the converter, a small amount of semiconductor elements used, a low level of current ripple and the electromagnetic torque, and improved fault tolerance. A description of the inverter algorithm, as well as the results of simulation in the environment MATLAB / Simulink is proposed.

Ключевые слова: многоуровневый преобразователь, привод электротранспорта, моделирование электропривода, пульсации момента, динамические потери.

Key words: multilevel inverter, electric vehicle drive, electric drive modeling, torque ripples, dynamic losses.

Введение

В связи с развитием силовой электроники объектом активного изучения в области электропривода являются многоуровневые преобразователи [1, 2]. При этом следует отметить расширение области применения таких систем, которая в настоящий момент охватывает и сферу электротранспорта [3]. С одной стороны, неизбежное увеличение числа силовых полупроводниковых элементов в многоуровневых преобразователях по сравнению с традиционным трехфазным инвертором ведет к увеличению потерь от прямого протекания тока, а также снижает надежность системы в целом. С другой стороны, традиционные решения требуют использования крупногабаритных и дорогостоящих LC фильтров для ограничения нагрузок на изоляцию обмоток электрической машины или использования специальных электрических машин [3]. Кроме того, значительный размах пульсаций напряжения при широтно-импульсной модуляции

(ШИМ) может приводить к пульсациям момента электродвигателя, что в свою очередь, приводит к нежелательным вибрациям электропривода и снижению его ресурса [4 – 7].

Авторы полагают, что представленный в данной работе каскадный преобразователь частоты обладает преимуществами указанных топологических решений, и приводят результаты его исследования.

Топология преобразователя и принцип работы

Структурная схема исследуемого преобразователя изображена на рис. 1.

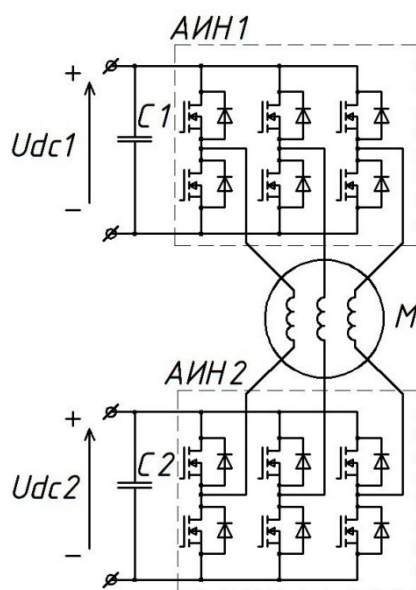


Рис. 1. Структурная схема исследуемого инвертора

Исследуемая топология силовой части электропривода содержит два трехфазных автономных инвертора (АИН1 и АИН2), а также два независимых звена постоянного тока напряжением U_{dc1} и U_{dc2} . В данной работе принимается

$$U_{dc1} = U_{dc2} = \frac{U_{dc}}{2}, \quad (1)$$

где U_{dc} – напряжение звена постоянного тока, В, при питании электрической машины от традиционного трехфазного АИН.

Следует отметить, что организация двух независимых звеньев постоянного тока для автономного электротранспорта не является проблемой, так как аккумуляторная батарея может быть разделена и использована в различных источниках питания.

Набор векторов, доступных для данного преобразователя, представлен на рис. 2.

Алгоритм работы исследуемого преобразователя следующий. Контур тока системы управления формирует в неподвижных осях α и β управляющий

преобразователем вектор \vec{u} . В случае работы привода на низких скоростях вращения вала этот вектор находится в зоне 1 (рис. 2, а).

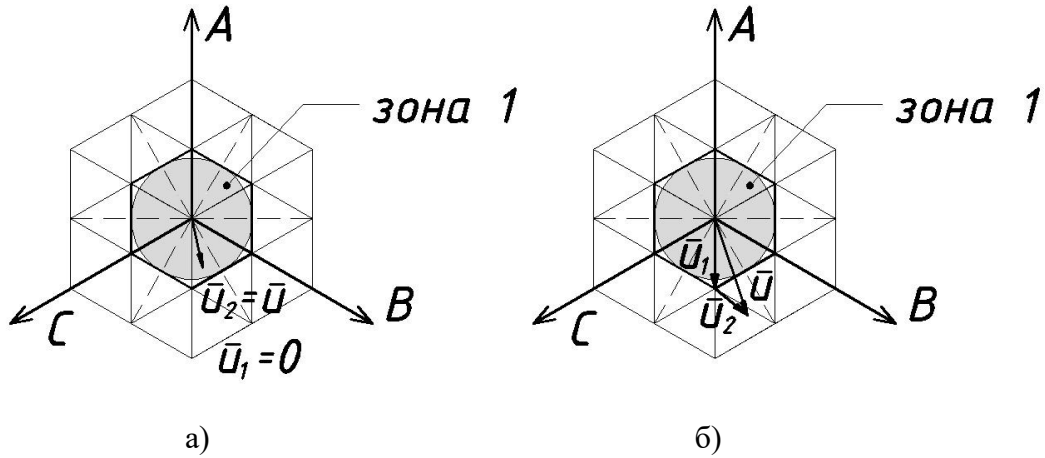


Рис. 2. Возможные режимы работы исследуемого преобразователя:
 а – вектор \vec{u} находится в зоне 1; б – вектор \vec{u} находится за пределами зоны 1

При этом АИН1 формирует один из нулевых векторов, АИН2 работает в режиме векторной ШИМ и формирует вектор \vec{u}_2 , равный вектору задания \vec{u} . Токи в преобразователе при этом протекают подобно тому, как это изображено на рис. 3, а (следует учитывать, что на рисунке изображена только одна конфигурация состояний ключей АИН2, данный инвертор работает в режиме векторной ШИМ).

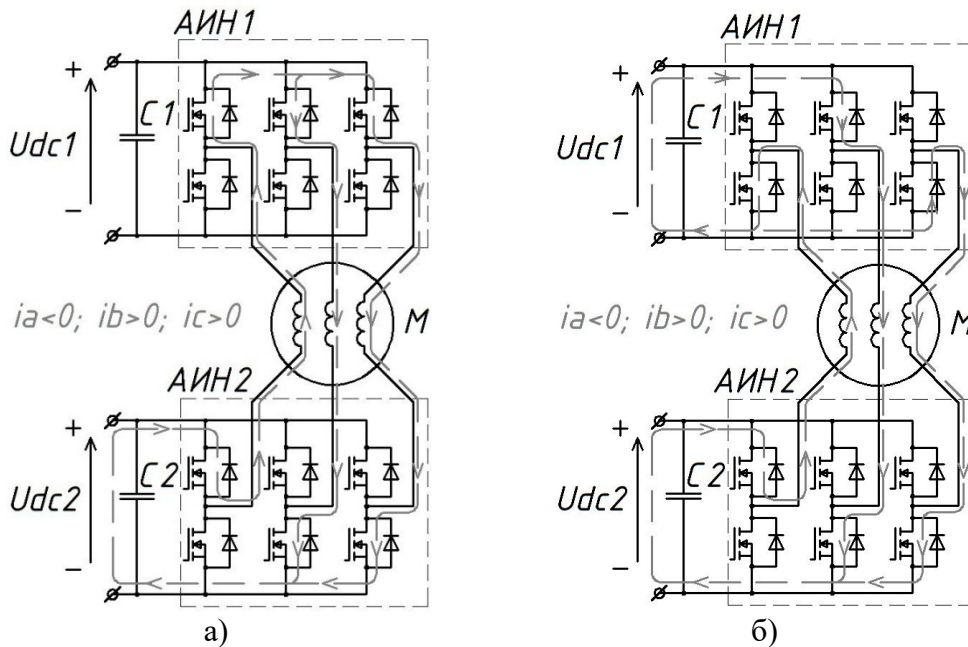


Рис. 3. Контуры токов в различных режимах работы преобразователя:
 а – вектор \vec{u} находится в зоне 1; б – вектор \vec{u} находится за пределами зоны 1

При дальнейшем разгоне привода вектор \bar{u} постепенно приближается к границе указанной зоны и затем выходит за ее пределы (рис. 2, б). Теперь, чтобы сформировать вектор задания \bar{u} , АИН1 формирует ближайший по направлению к заданному \bar{u} ненулевой базовый вектор \bar{u}_1 . При этом АИН2 посредством векторной ШИМ формирует вектор \bar{u}_2 , который может быть найден как

$$\bar{u}_2 = \bar{u} - \bar{u}_1. \quad (2)$$

Токи в преобразователе при этом протекают подобно тому, как это изображено на рис. 3, б. Эквивалентная схема изображена на рис. 4.

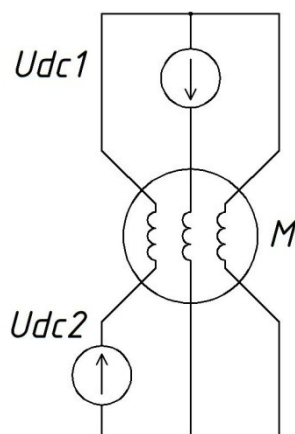


Рис. 4. Эквивалентная схема преобразователя при состоянии ключей согласно рис. 3, б

Используя метод наложения, можно утверждать, что фазные напряжения U_a , U_b , U_c , В, приложенные к обмоткам двигателя, в момент времени, изображенный на рис. 3, б, могут быть найдены как

$$\begin{aligned} U_a &= -\frac{1}{3}U_{dc1} - \frac{2}{3}U_{dc2} = -\frac{1}{2}U_{dc}, \\ U_b &= \frac{2}{3}U_{dc1} + \frac{1}{3}U_{dc2} = \frac{1}{2}U_{dc}, \\ U_c &= -\frac{1}{3}U_{dc1} + \frac{1}{3}U_{dc2} = 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Итак, АИН2 всегда работает в режиме векторной ШИМ, в то время как АИН1 либо генерирует нулевой вектор (рис. 2, а; рис.3, а), либо генерирует по очереди шесть базовых ненулевых векторов (рис. 2, б; рис.3, б). Потери на переключение при этом в АИН1 практически отсутствуют, а в АИН2 они снижены в два раза по сравнению с традиционным трехфазным АИН (при той же частоте модуляции), так как коммутируется только половина напряжения звена постоянного тока U_{dc} , эквивалентного традиционного АИН с ШИМ.

Отметим также, что при выполнении соотношения (1), область, доступная для векторной ШИМ исследуемого преобразователя, будет идентична по размерам области, доступной для традиционного трехфазного АИН. Однако на-

пряжение, прикладываемое к силовым элементам, а также размах пульсаций напряжения на обмотках электродвигателя в данном случае в два раза ниже.

Модель данного преобразователя была построена в среде MATLAB/Simulink. Исследовалась работа преобразователя в связке с синхронным электродвигателем с постоянными магнитами, процесс моделирования которого подробно описан в [8]. На рис. 5 изображены осциллограммы, полученные при моделировании процесса разгона синхронного электродвигателя до 3500 об/мин на холостом ходу при работе от исследуемого инвертора (частота ШИМ 10 кГц). Из представленных осциллограмм можно сделать вывод о том, что использование исследуемого инвертора позволяет достигнуть низкого уровня пульсаций тока и момента электрической машины.

В табл. 1 сведены результаты измерения коэффициента гармонических искажений при работе электропривода на скорости 3000 об/мин при номинальном моменте нагрузки на валу.

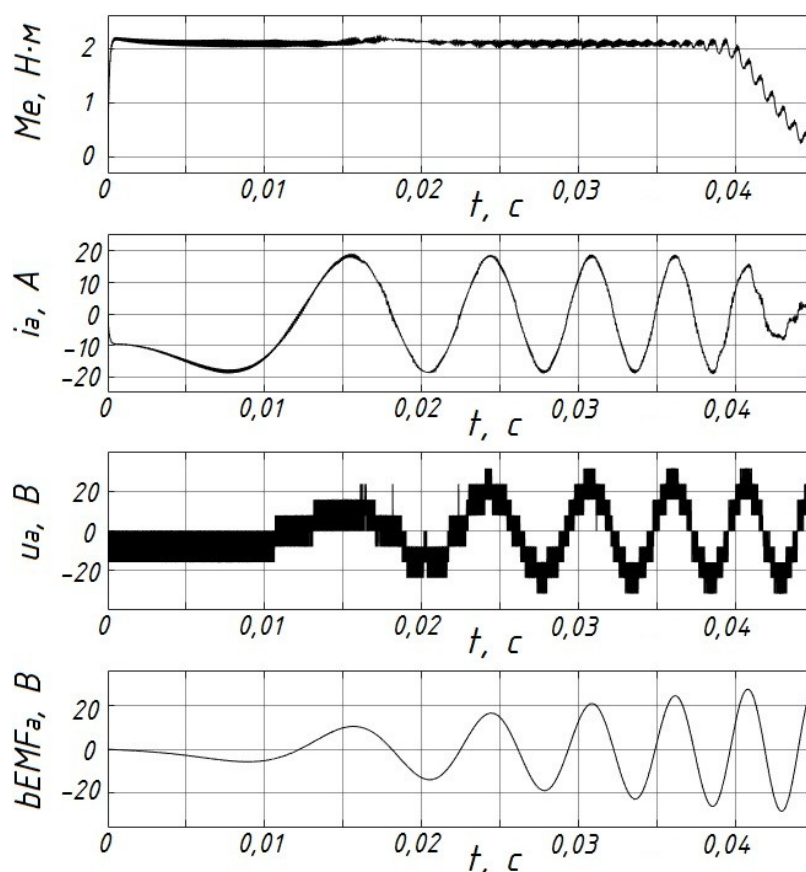


Рис. 5. Осциллограммы (сверху вниз) момента, $\text{H}\cdot\text{м}$; фазного тока, A ; напряжения обмотки электродвигателя, V ; ЭДС фазы, V , при пуске синхронного электропривода

Таблица 1

Коэффициенты гармонических искажений, %

	Исследуемый инвертор, $f = 10$ кГц	Исследуемый инвертор, $f = 7$ кГц
Ток фазы	3,26	4,33
Электромагнитный момент	1,97	2,80

Заключение

В данной работе рассмотрен каскадный преобразователь для электро-транспорта с пространственно-векторным управлением, описан его алгоритм работы. Показано, что данный инвертор позволяет достичь высоких показателей качества генерируемого электроприводом фазного тока и момента.

Показано, что динамические потери в преобразователе при этом могут быть снижены минимум в два раза вследствие уменьшения коммутируемого напряжения в два раза. Для компенсации увеличения потерь от протекания прямого тока в инверторе АИН1 могут быть применены более мощные и «медленные» модификации транзисторов, обладающие низким сопротивлением $R_{ds(on)}$, тогда как для АИН2 следует использовать более быстродействующие модификации. Возможность использования комбинированной элементной базы может позволить данной топологии успешно конкурировать с другими многоуровневыми решениями.

Простота организации независимых звеньев постоянного тока в автономных системах позволяет рекомендовать данную топологию для применения на электротранспорте. Следует отметить, что при подключении к средним точкам обмотки электрической машины сетевого напряжения есть возможность использовать исследуемый инвертор в качестве зарядного устройства аккумуляторной батареи при обеспечении соответствия уровней напряжений. АИН1 и АИН2 в этом случае будут работать в режиме активного выпрямителя, а обмотки двигателя будут выполнять роль дросселей [9]. Кроме того, при выходе одного из инверторов из строя сохраняется возможность получения вращающегося магнитного поля, если предусмотреть автоматическое аварийное соединение соответствующих концов обмоток.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-48-520010-р_а).

Библиографический список

1. **Franquelo, L. G.** The age of multilevel converters arrives /Franquelo L. G. [et al.] // IEEE. Vol. 2, No. 2, pp. 28–39, June 2008
2. **Rodriguez, J.** Torque ripple minimization control of permanent magnet synchronous motors for EPS applications / Rodriguez J.[et al.] // IEEE Trans. Industrial Electronics, Vol. 49, No. 4, pp. 724–738. 2002
3. **Khoucha, F.** Hybrid Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter Motor Drive DTC Control for Electric Vehicles / KhouchaF. [et al.] // Proceedings of the 2008 International Conference on Electrical Machines.
4. **Amann, N.** Active Damping of Drive Train Oscillations for an Electrically Driven Vehicle / Amann N. [et al.] // IEEE/ASME Transactions on Mechatronics, vol. 9, no. 4, december 2004
5. **Hwang, M. H.** Analysis of Torque Ripple and Cogging Torque Reduction in Electric Vehicle Traction Platform Applying Rotor Notched Design / Myeong-Hwan Hwang, Hae-Sol Lee and Hyun-Rok Cha. // MDPI, Published: 6 November 2018.
6. **Grčar, B.** Pulsating Torque Reduction for Permanent Magnet AC Motors / Bojan Grčar, Peter Cafuta, Gorazd Stumberger, Aleksandar M. Stankovi'c, // Conf.: Control Applications, 2001.
7. **Абузьяров, Т. Х.** Исследование методов снижения пульсаций момента бесколлекторных двигателей постоянного тока / Абузьяров Т. Х., Плехов А. С. // Актуальные проблемы электроэнергетики. – 2019. – С. 56-63.
8. **Абузьяров, Т. Х.** Разработка модели систем высококачественного бесколлекторного электропривода постоянного тока / Т.Х. Абузьяров [и др.] // Вестник ИГЭУ.–2020.–№ 1.–С. 31-45. DOI: 10.17588/2072-2672.2020.1.031-045
9. **Haghbin, S.** Grid-Connected Integrated Battery Chargers in Vehicle Application Review and New Solution / Haghbin S., Lundmark S., Alaküla M., Carlson O. // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2013. – Т. 60, № 2. – С. 459–473. doi: 10.1109/TIE.2012.2187414

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_48

А.М. Архиреев, А.С. Плехов

РАЗРАБОТКА И ПОЛУНАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЦИФРОВОЙ СИСТЕМЫ МОДАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена описанию практически применимого способа автоматизации проектирования микропроцессорной системы управления электроприводом нагружающего устройства приборов для исследования реологических свойств различных материалов. Контроль скорости управляемого электропривода с линейной механической характеристикой в рабочем диапазоне и темпа её нарастания осуществляется с использованием модального регулятора с обратными связями по переменным состояниям. Система управления построена на микропроцессорной платформе «Ардуино» и программируется по каналу связи с последовательным интерфейсом. Связь с управляющим компьютером в процессе эксперимента по идентификации структуры и параметров исследуемого материала позволяет контролировать величину его деформации и скорость изменения деформирующего механического напряжения. Новым аспектом описываемой разработки является применение аналоговой электронной модели двигателя или электропривода в целом для проверки в реальном времени работоспособности микропроцессорной системы управления.

The article describes practically applicable method for design automation of microprocessor control system for a loading device's electric drive devices for studying the rheological properties of various materials. The speed control, and rate of its increase of the controlled electric drive with a linear mechanical characteristic in the operating range are carried out using a modal controller with feedbacks on state variables. The control system is an Arduino microprocessor platform that's programmed via communication channel with serial interface. Communication with the control computer allows the experiment to identify the structure and parameters of the material under study to flexibly control its deformation and its rate of change. A new aspect of described development is using analog electronic engine model or electric drive model to verify in real time the microprocessor control system efficiency.

Ключевые слова: управляемый электропривод; модальное управление; аналоговая модель электродвигателя.

Key words: controlled electric drive; modal control; analog model of electric motor.

Введение

Поведение динамической системы определяется корнями характеристического уравнения, которым, в свою очередь, соответствуют составляющие свободного движения системы, называемые модами [1].

Модальное управление – это такое управление, при котором достигается требуемый характер переходных процессов за счет обеспечения необходимого расположения корней характеристического уравнения на комплексной плоско-

сти. При этом задача синтеза сводится к определению коэффициентов соответствующих обратных связей по состоянию объекта.

Это управление применяется, когда все составляющие вектора состояния объекта управления доступны измерению.

Уравнения состояния объекта управления представим в матричной форме

$$\begin{cases} \dot{\bar{x}} = A\bar{x} + B\bar{u} \\ \bar{y} = C\bar{x}. \end{cases} \quad (1)$$

Сформируем обратную связь следующим образом

$$U = KG - LX, \quad (2)$$

где G – вектор задающих сигналов; K – матрица коэффициентов усиления промежуточного регулятора (усилителя); L – матрица коэффициентов обратных связей. Тогда, обобщая уравнения (1) и (2) получим:

$$\begin{cases} \dot{\bar{x}} = A\bar{x} - BL\bar{x} + BKG \\ \bar{y} = C\bar{x}. \end{cases} \quad (3)$$

Или в виде:

$$\begin{cases} \dot{\bar{x}} = F\bar{x} + BKG \\ \bar{y} = C\bar{x}. \end{cases} \quad (4)$$

Этой системе соответствует структурная схема на рис. 1.

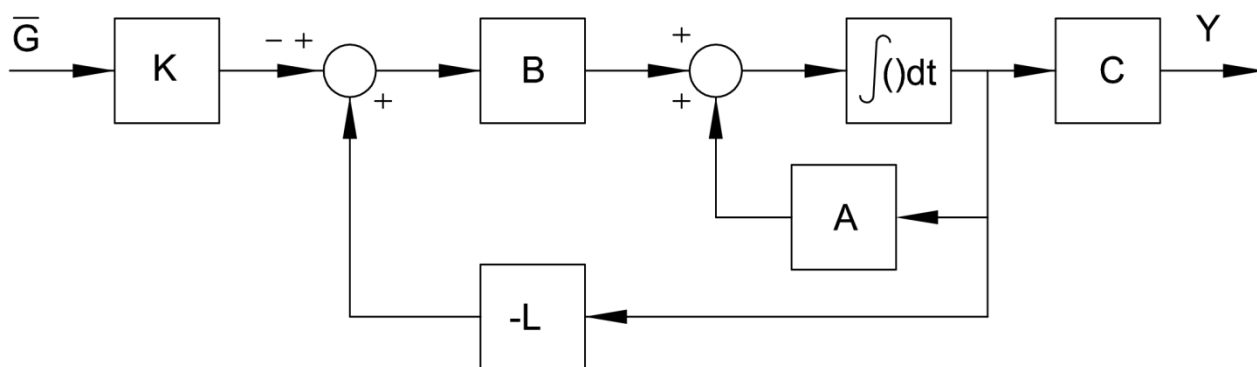


Рис. 1. Структурная схема динамической системы с модальным регулятором

Характеристическое уравнение полученной системы определяется следующим образом:

$$D(p) = \det|pE - F|, \quad (5)$$

где E – единичная матрица размерности $[n \times n]$.

Поскольку собственные числа матрицы F однозначно определяют коэффициенты характеристического полинома, задача синтеза может быть сформулирована следующим образом: для управляемой системы с матрицей динамических коэффициентов A найти вектор L коэффициентов обратных связей и предварительный коэффициент усиления K такие, чтобы замкнутая система с характеристическим полиномом (5) имела желаемую стандартную форму, например, одну из приведенных на рис. 2.

Стандартные полиномы Ньютона с биномиальным распределением корней для низких порядков:

$$s + \omega_0; \quad (6)$$

$$s^2 + 2\omega_0 s + \omega_0^2; \quad (7)$$

$$s^3 + 3\omega_0 s^2 + 3\omega_0^2 s + \omega_0^3. \quad (8)$$

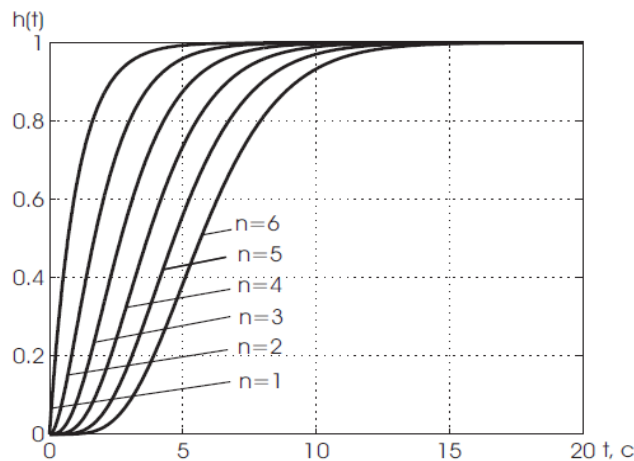


Рис. 2. Нормированные переходные характеристики динамических систем с биномиальным распределением корней

Области использования модального управления в электроприводах

Для нагружающих устройств реологических приборов, идентифицирующих свойства различных материалов, крайне важно получить переходный процесс определенного качества с заданной скоростью его протекания без перерегулирования [3]. Отсюда следует необходимость обеспечения гарантированной формы переходного процесса при изменении механического напряжения или скорости деформации.

Проблема решается применением модального регулятора в системе электропривода нагружающего устройства. Модальный регулятор позволяет получить заданные качества переходного процесса и темп его протекания.

Наиважнейшие достоинства модального управления:

- синтезированная модальная САУ не требует проверки на устойчивость (так как она заведомо должна быть устойчивой и обладать требуемой степенью устойчивости);

- синтезированная модальная САУ не требует введения дополнительных корректирующих устройств (так как она сама уже удовлетворяет требуемым показателям качества);
- введение модальных обратных связей, в силу их безынерционности, не повышает порядок объекта и не нарушает его управляемость и наблюдаемость (что зачастую происходит при введении пассивных инерционных корректирующих устройств);
- реальная скорость переходного процесса в системе с модальным управлением полностью определяется среднегеометрическим корнем характеристического уравнения ω_0 ;
- объекты без самовыравнивания, охваченные обратными связями, становятся управляемыми, например, при замыкании системы по углу поворота вала в реометре обеспечивается заданная деформация исследуемого материала.

Отмеченные важные свойства, которые модальное управление придаёт электроприводам, позволяют его использовать во всех объектах мехатроники. К ним относятся электромеханические преобразователи, системы управления ими, а также программные средства, обеспечивающие мониторинг состояния электромеханического объекта, системы управления и формирование управляющих воздействий на указанные подсистемы.

Для реализации модального управления необходимо, чтобы объект был полностью управляемым. При этом объект управления следует воспринимать в более широком смысле. К нему следует относить исполнительные и рабочие органы, предшествующие им усилители, а также преобразователи датчиков, их сигналы должны приниматься как составляющие вектора переменных состояний объекта.

Из теории электрических машин [4] и электропривода [5,6] известно, что любую электрическую машину в сочетании с преобразователем частоты можно привести к двигателю постоянного тока с независимым возбуждением.

Например, асинхронные двигатели обладают жесткой механической характеристикой, отличающейся незначительным изменением угловой скорости с изменением момента [6]. Поэтому, аппроксимировав участок механической характеристики, можно определить статическую жесткость β , которая будет постоянной на всем рабочем диапазоне, в котором, например, момент реакции нагрузки не превышает 0,7...0,8 от M_k .

Тогда для асинхронного двигателя жесткость механической характеристики электродвигателя β :

$$\beta = \frac{2M_k}{s_k \cdot \omega_0}, \quad (9)$$

где M_k – критический момент электродвигателя; s_k – критическое скольжение электродвигателя; ω_0 – скорость холостого хода электродвигателя.

Для двигателей постоянного тока эта величина постоянна на всем диапазоне регулирования при постоянствах величины потокосцепления и сопротивления ротора.

С использованием параметров электродвигателя строится структурная схема электропривода, приведенная на рис. 3. Данную структурную схему можно применить к любому типу управляемых электроприводов с линейными механическими характеристиками [6].

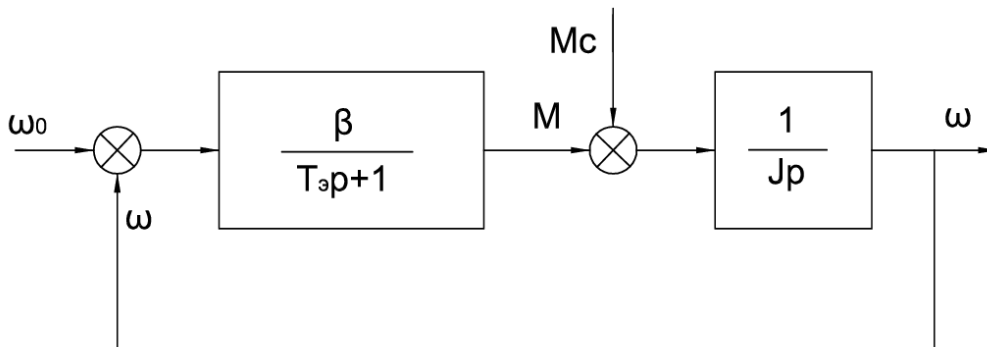


Рис. 3. Структурная схема управляемого электропривода с линейной механической характеристикой

Автоматизация синтеза модального регулятора

Синтез модального регулятора, обеспечивающего заданное, в нашем случае – биномиальное, распределение корней характеристического уравнения системы управления электроприводом, производим в следующем порядке.

- Создаём математическую модель системы описанного ранее управляемого электропривода с линейной механической характеристикой в формате передаточной функции tf в терминах Control System Toolbox.

- Для получения информации о внутреннем описании системы электропривода, то есть, её матриц с коэффициентами динамики, управления и выхода, преобразуем описание системы из формата передаточной функции в формат пространства состояний.

- Control System Toolbox выводит матрицы A , B и C , значения которых требуется ввести вручную в скриптовый файл, чтобы методом символьных вычислений определить матрицу модальных коэффициентов.

- Задаём символьные переменные s , $l1$, $l2$, формируем матрицу модальных коэффициентов L и единичную матрицу второго порядка (для управления углом поворота вала электропривода с целью измерения деформации – единичную матрицу третьего порядка и ещё один коэффициент регулятора $l3$).

- Определим дополнительную матрицу BL , меняющую расположение корней характеристического уравнения в соответствии со стандартным распределением.
- Определим левую часть характеристического уравнения (характеристический полином) новой системы $HrPn$.
- По переходным характеристикам стандартной системы второго (третьего) порядка с биномиальным распределением находим относительное время переходного процесса TAU и, задаваясь желаемым временем реального переходного процесса tr , определяем среднегеометрический корень характеристического уравнения $w0$.
- Выбором $l1$, $l2$, ($l3$) обеспечиваем равенство коэффициентов при одинаковых степенях « s » последнего полинома $HrPn$ и стандартного полинома второй (3-й) степени.
- Находим коэффициент предусиления $K0$, который компенсирует подавляющее действие модального коэффициента обратной связи с выходной переменной состояния. Коэффициент предварительного усилителя равен последнему коэффициенту модального регулятора с учётом соответствующего коэффициента матрицы ‘ C ’.

Описанный алгоритм удобно реализовать в виде программы:

```

sys1=tf([5],[5 2 0]);
sys2=ss(sys1);
A=[-5 0;2 0;0 1];
B=[2;0];
C=[0 1];
symss112
L=[11 12];
sE=[s 0 ;0 s];
BL=B*L;
HrPn=det(sE-A+BL);
TAU=2;
tr=0.3;
w0=TAU/tr;
l1=(2*w0-5)/2;
l2=(2*w0^2-2)/4;
K0=l2

```

Реализация модального регулятора микропроцессорными средствами

Программа, реализующая модальное управление на платформе «Ардуино» [7], является частью программы реометрического эксперимента и задаётся через последовательный интерфейс с управляющего компьютера. Она реализует алгоритм, блок-схема которого приведена на рис. 4.

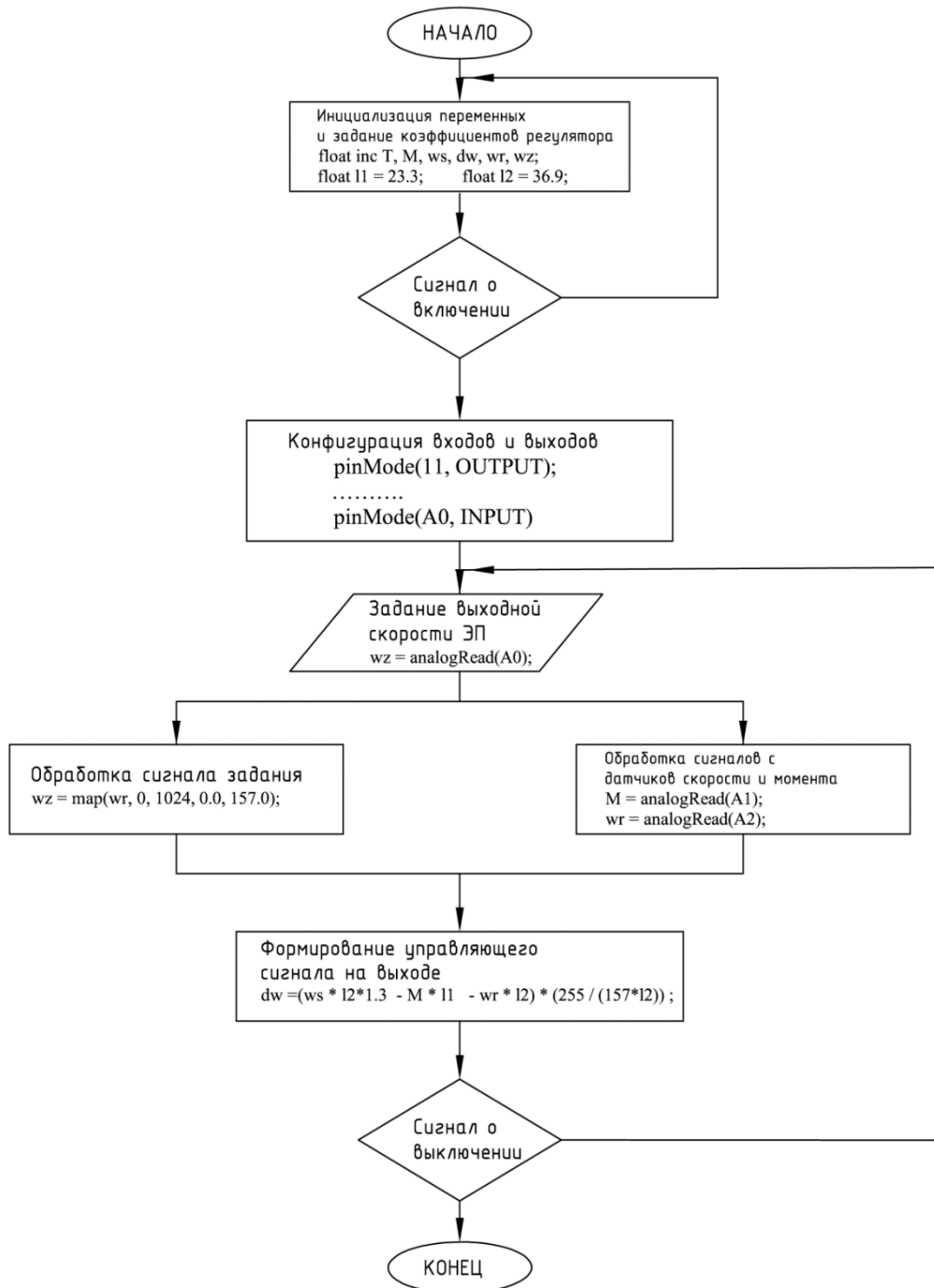


Рис. 4. Блок-схема алгоритма микропроцессорной программы модального регулятора

Обеспечение полунатурных испытаний микропроцессорной системы управления в реальном времени

Для проверки работоспособности микропроцессорной системы управления динамическим объектом требуется применение «аппаратных средств в петле», поскольку цифровые модели не могут обеспечить реального быстрого действия.

Одним из вариантов имитации сигналов обратной связи является физическое – полунатурное моделирование. Оно позволяет получить необходимые сигналы в реальном времени от системы, наиболее приближенной к системе электропривода реометра с модальным регулятором.

Блоки физической модели, роль которой выполняет аналоговая модель электропривода, имитируют работу электропривода в реальном времени. Принципиальная электрическая схема электронной аналоговой модели электропривода приведена на рис. 5.

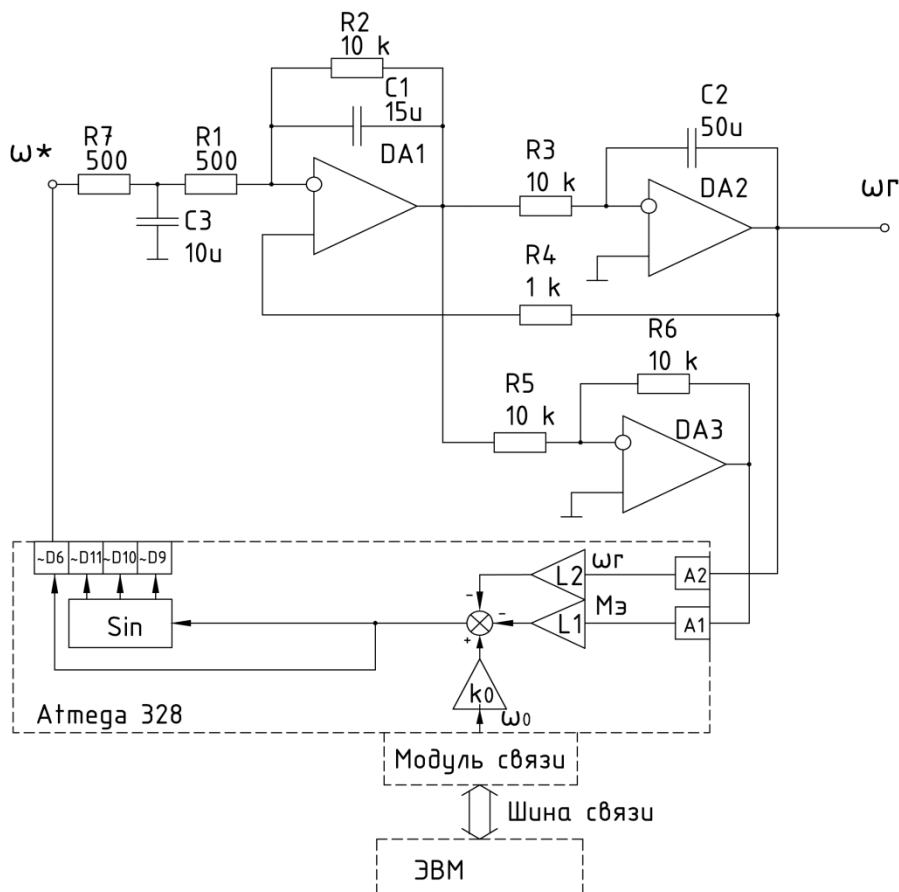


Рис. 5. Принципиальная электрическая схема электронной аналоговой модели электропривода

Напряжение на выходе операционного усилителя DA3 имитирует сигнал с датчика момента, сигнал с выхода операционного усилителя DA2 – датчика скорости.

Напряжения с модели переводятся в числовые значения скорости и момента и умножаются на коэффициенты обратной связи. Управляющее воздействие формируется разностью сигнала задания скорости и сигналов обратной связи.

Расчет коэффициентов осуществляется согласно выражениям [8]:

$$\beta = R_2 / (R_1 + R_7) = 10000 / (500 + 500) = 10; \quad (10)$$

$$T_{\text{э}} = R_2 \cdot C_1 = 10000 \cdot 15 \cdot (10)^{-6} = 0,15; \quad (11)$$

$$J = R_3 \cdot C_2 = 10000 \cdot 50 \cdot (10)^{-6} = 0,5. \quad (12)$$

Результаты моделирования в среде Proteus 8 приведены на рис. 6.

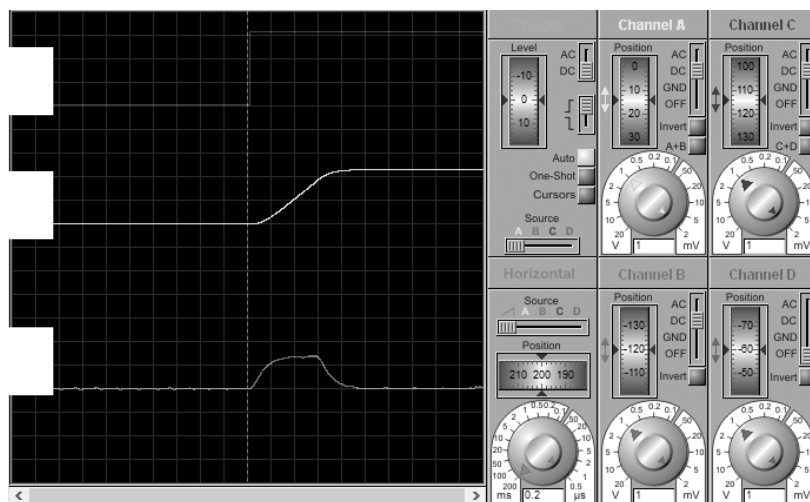


Рис. 6. Переходные процессы при пуске физической модели с модальным регулятором в среде Proteus 8

Заключение

Результатами представленной работы являются программа синтеза модального регулятора и программа, реализующая модальное управление на микропроцессорной платформе. Авторами показан способ верификации микропроцессорной системы, управляющей электроприводом, с применением аналоговой электронной модели управляемого электропривода с линейными механическими характеристиками.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-48-520010-p_a).

Библиографический список

1. **Кузовков, Н.Т.** Модальное управление и наблюдающие устройства / Н.Т.Кузовков. - М.:Изд-во «Машиностроение», 1976. - 184 с.
2. **Григорьев, В.В.** Синтез систем автоматического управления методом модального управления / В.В. Григорьев [и др.]. – С-Пб: СПбГУ ИТМО, 2007. – 108 с. ил.
3. **Малкин, А. Я.** Современное состояние реологии полимеров: Достижения и проблемы // Высокомолекулярные соединения. - 2009. - Т. 51.
4. **Копылов, И. П.** Электрические машины / И.П. Копылов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 360 с
5. **Ильинский, Н.Ф.** Электроприводы постоянного тока с управляемым моментом / М.: Энергоиздат, 1981. - 144 с.
6. **Чернышев, А.Ю.,** Электропривод переменного тока: учеб. пособие / А.Ю. Чернышев - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.-213 с.
7. http://mkprog.ru/wp-content/uploads/2017/09/ATmega328-328P_Datasheet.pdf [Техническое описание ATmega328. электронный ресурс].
8. **Горбацевич, Е.Д.** Аналоговое моделирование систем управления / Е.Д. Горбацевич, Ф.Ф. Левинзон. - М.: Изд-во Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 304 с.

УДК 621.311.001.57

DOI 10.46960/39255930_2020_58

**И.Е. Бердников, А.Б. Дарьенков, А.А. Лабутина,
А.П. Слuzов, В.В. Соколов**

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С ПИТАЮЩЕЙ СЕТЬЮ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В статье методом имитационного моделирования в пакете MATLAB Simulink анализируется влияние частотно-регулируемого электропривода на питающую сеть. Исследуется гармонический состав потребляемого из питающей сети тока, рассчитывается коэффициент несинусоидальности напряжения на входных зажимах при разной мощности электропривода и питающей сети, определяется мощность нагрузки, при которой коэффициент несинусоидальности напряжения не превышает допустимого уровня.

In the article analyzed the influence of a frequency-controlled electric drives on the grid. The harmonic composition of the current consumed from the supply network are being investigated and the total harmonic distortion coefficient of the voltage. Determined the load power at which the THD coefficient does not exceed the permissible level. The mathematical models and analysis were done at MATLAB simulink.

Ключевые слова: коэффициент искажений, высшие гармоники, несинусоидальность напряжения, matlabsimulink, анализ Фурье.

Key words: total harmonic distortion (THD), higher harmonics, non-sinusoidal voltage, matlabsimulink, Fourier analysis.

Современный частотно-регулируемый электропривод строится на базе асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором или синхронных с датчиком положения ротора. Силовым преобразователем в таких системах является автономный инвертор напряжения. Для питания инвертора необходимо звено постоянного тока (ЗПТ), которое, как правило, состоит из неуправляемого выпрямителя, нагруженного на ёмкостный фильтр. Для ограничения броска зарядного тока в преобразователях малой мощности применяют зарядный резистор, шунтируемый в конце заряда емкости. В преобразователях средней и большой мощности входной сетевой выпрямитель делают управляемым (с целью упрощения чаще применяют полууправляемый вариант выпрямителя), устанавливая в конце заряда ёмкости угол управления тиристорами равным нулю.

Несинусоидальность потребляемого сетевыми выпрямителями тока приводит к искажению напряжения в питающей сети [3, 4], что в соответствии с

требованиями ГОСТ [1] ограничивает мощность преобразовательных устройств инверторного типа, подключаемых к сети. В статье методом имитационного моделирования в пакете MATLAB Simulink [5] анализируется гармонический состав потребляемого из питающей сети тока, коэффициент несинусоидальности напряжения на входных зажимах и определяется мощность нагрузки, при которой коэффициент несинусоидальности не превышает допустимого уровня при данной мощности питающей сети.

В модели в качестве параметров питающей сети принимались параметры высоковольтных силовых понижающих трансформаторов (6-10/0,38) кВ [2], (табл. 1), нагрузка звена постоянного тока имитировалась активным сопротивлением, неуправляемый выпрямитель принимался идеальным, а емкость конденсатора в ЗПТ рассчитывалась для двух значений амплитуды пульсаций напряжения: 20 В и 5 В соответственно.

Таблица 1

Технические данные масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения класса 6-10 кВ

Тип трансформатора	Потери, Вт		u_k %	I_{xx} %	Сопротивление, мОм		
	хх	кз			r_{TV}	x_{TV}	z_{TV}
ТМ-25/10/0,4	130	600	4,5	3,2	154	244	287
ТМ-40/10/0,4	175	880	4,5	3	88	157	180
ТМ-63/10/0,4	240	1280	4,5	2,8	52	102	114
ТМ-100/10/0,4	330	1970	4,5	2,6	31,5	65	72
ТМ-160/10/0,4	510	2650	4,5	2,4	16,6	41,7	45
ТМ-250/10/0,4	740	3700	4,5	2,3	9,4	27,2	28,7
ТМ-400/10/0,4	950	5500	4,5	2,1	5,5	17,1	18
ТМ-630/10/0,4	1310	7600	5,5	2	3,1	13,6	14
ТМ-1000/10/0,4	2000	12200	6,5	1,4	1,7	8,6	8,8
ТМ-1600/6/0,4	2750	18000	6,5	1,3	1,0	5,4	5,5
ТМ-2500/6/0,4	3850	23500	6,5	1	0,64	3,46	3,52

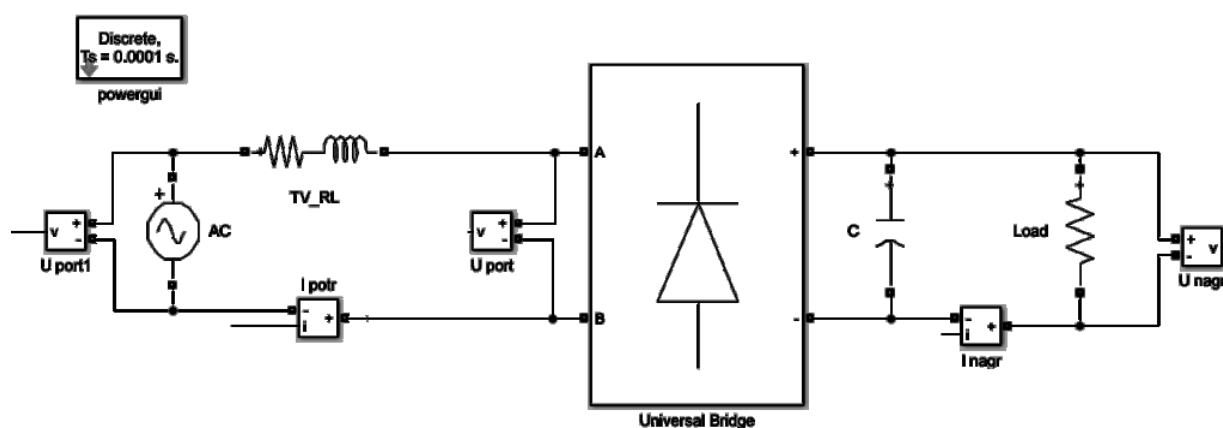


Рис. 1. Схема модели однофазного сетевого выпрямителя, подключенного к реальной питающей сети и нагруженного на активную нагрузку с ёмкостным фильтром

В статическом режиме работы преобразователя частоты со звеном постоянного тока потребляют ток из сети только тогда, когда напряжение на конденсаторе меньше, чем в питающей сети. Имитационная модель при работе преобразователей частоты от однофазной сети, диаграммы потребляемого тока, напряжение на входных зажимах выпрямителя в установившемся режиме работы при реальных параметрах питающей сети, гармонический состав входного напряжения приведены на рис. 1, 2, 3 соответственно.

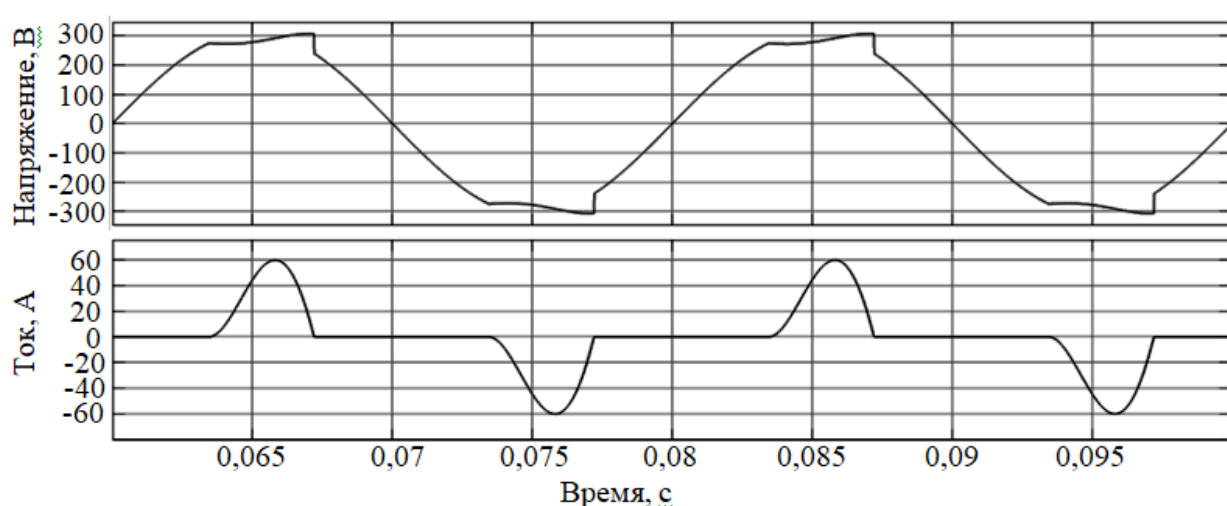


Рис. 2 Осциллограммы входного напряжения и тока при активной нагрузке в звене постоянного тока 4 кВт, мощности питающего трансформатора 25 кВА и конденсаторе фильтра 2500 мкФ

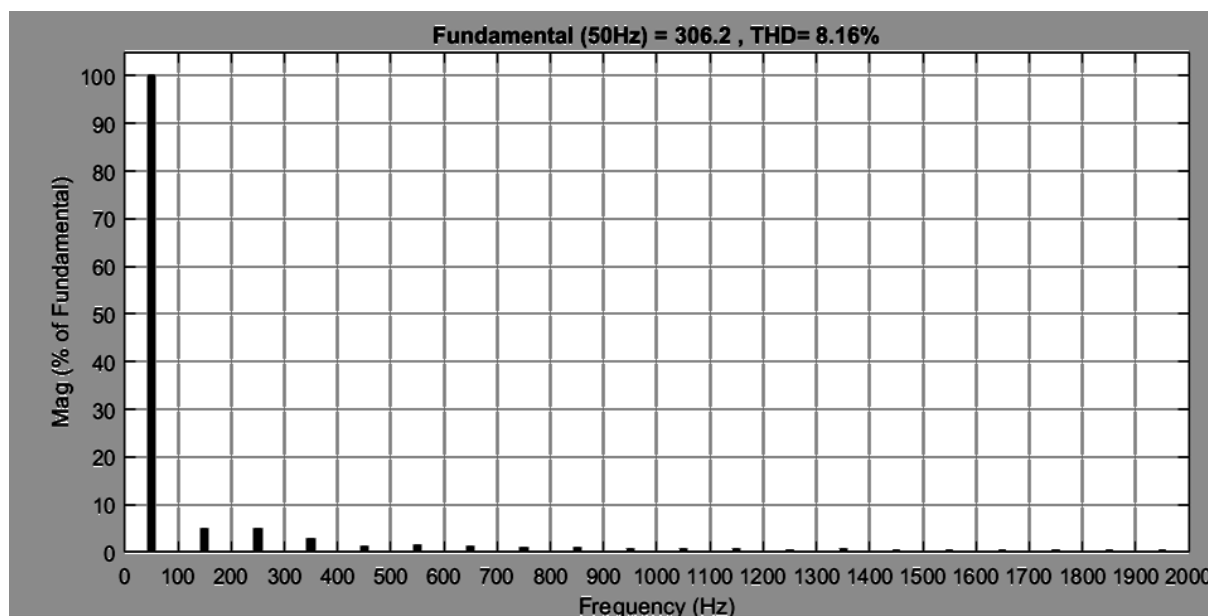


Рис. 3. Спектральный состав входного напряжения при активной нагрузке в звене постоянного тока 4 кВт, мощности питающего трансформатора 25 кВА и конденсаторе фильтра 2500 мкФ

В табл. 2 приведены значения коэффициента несинусоидальности напряжения ($K_{и}$) на входе однофазного неуправляемого выпрямителя при разной мощности сети (силовых понижающих трансформаторов) и нагрузки в звене постоянного тока и разных значениях емкости конденсатора (над чертой емкость конденсатора рассчитывалась для амплитуды пульсаций в звене постоянного тока на уровне 20 В, под чертой – на уровне 5 В).

Таблица 2

Коэффициент несинусоидальности напряжения (%) на входе однофазного неуправляемого выпрямителя

$P_{н}$ кВт $S_{тн}$ кВА	1	2	4	8	16
25	4,13/3,72	5,85/5,35	8,16/7,82	11,9/10,91	16,9/13,9
40	3,11/2,71	4,49/4,03	6,48/5,98	9,36/8,82	13,43/12,75
63	2,74/2,41	3,77/3,41	5,33/4,88	7,64/7,15	10,98/10,19
100	2,22/1,95	3,03/2,72	4,25/3,83	6,05/5,66	8,65/8,12
160	1,87/1,64	2,48/2,19	3,44/3,07	4,88/4,39	6,94/6,42
250	1,61/1,41	2,08/1,83	2,81/2,48	3,95/3,49	5,62/5,15

Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения проводился по формуле $K_{и} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1}$, где n – номер высшей гармоники ($n=2-40$).

Из табл. 2 видно, что значительное увеличение емкости конденсатора в ЗПТ (в четыре раза) несущественно снижает коэффициент искажения синусоидальности напряжения (на доли - единицы процентов), поэтому завышение его емкости с целью снижения искажений напряжения нецелесообразно. Кроме того, с увеличением емкости увеличивается амплитуда зарядного тока в 2-3 раза, что может привести к срабатыванию максимально-токовой защиты.

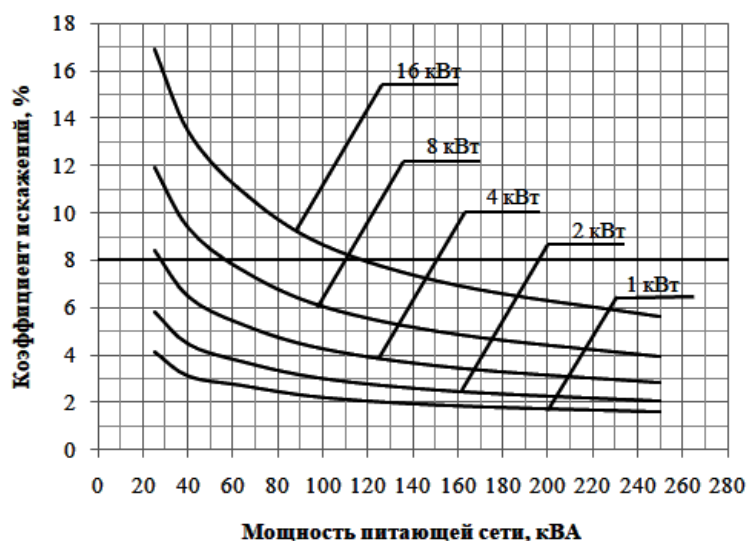


Рис. 4. Зависимости коэффициента несинусоидальности напряжения (в %) от мощности питающей сети при разной мощности нагрузки

Зависимости коэффициента искажения напряжения на входе однофазного неуправляемого выпрямителя от мощности питающей сети при разной мощности нагрузки в звене постоянного тока приведены на рис.4.

На рис. 5 приведены зависимости предельной мощности нагрузки при допустимом значении коэффициента искажения в 8%. Из рис. 5 видно, что коэффициент искажения напряжения не превышает допустимых 8% при относительной мощности нагрузки не более (12-15)%.

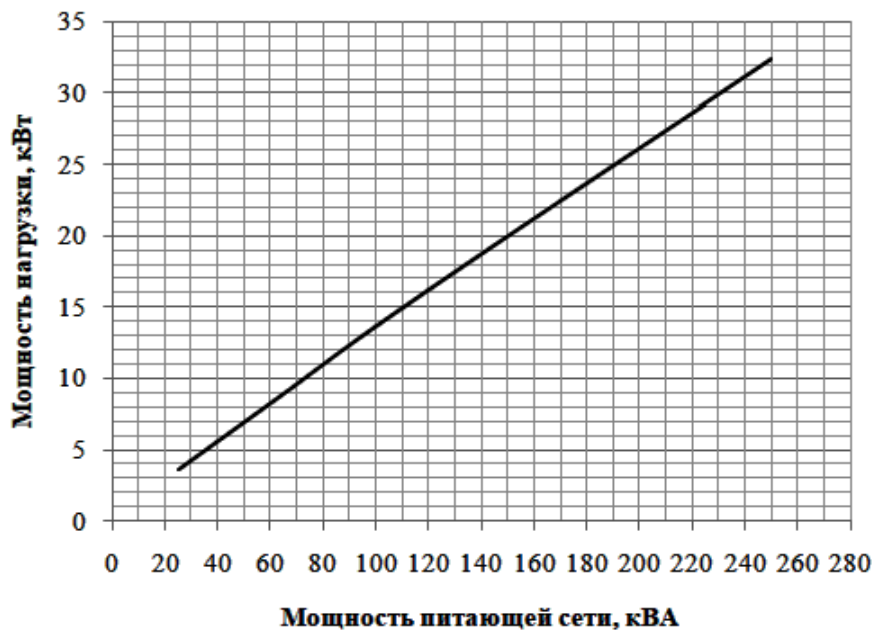


Рис.5. Максимальная мощность нагрузки звена постоянного тока, при которой коэффициент несинусоидальности не превышает допустимого значения в 8%.

Имитационная модель при работе преобразовательных устройств от трехфазной сети, осциллограммы основных сигналов при реальных параметрах питающей сети и спектральный состав входного напряжения приведены на рис.6, 7 и 8 соответственно. Из рис. 8 видно, что спектр входного напряжения содержит все нечетные гармоники кроме гармоник, кратных трем [3, 4].

На рис. 9 и 10 представлены зависимости коэффициента искажения входного напряжения от мощности питающей сети при данной нагрузке в звене постоянного тока, а на рис. 11 и 12 – зависимость максимальной мощности нагрузки в звене постоянного тока автономных преобразователей частоты от мощности питающей сети при допустимом коэффициенте несинусоидальности в 8%. Следует отметить, что при питании от трехфазной сети, емкость конденсатора рассчитывалась для амплитуды пульсаций в звене постоянного тока на уровне 20 В, а весь диапазон мощностей силовых трансформаторов разбит на два поддиапазона: (25–250) кВт и (250–2500) кВт. В первом диапазоне нагрузка варьировалась от 1 до 256 кВт, во втором – от 10 до 2560 кВт.

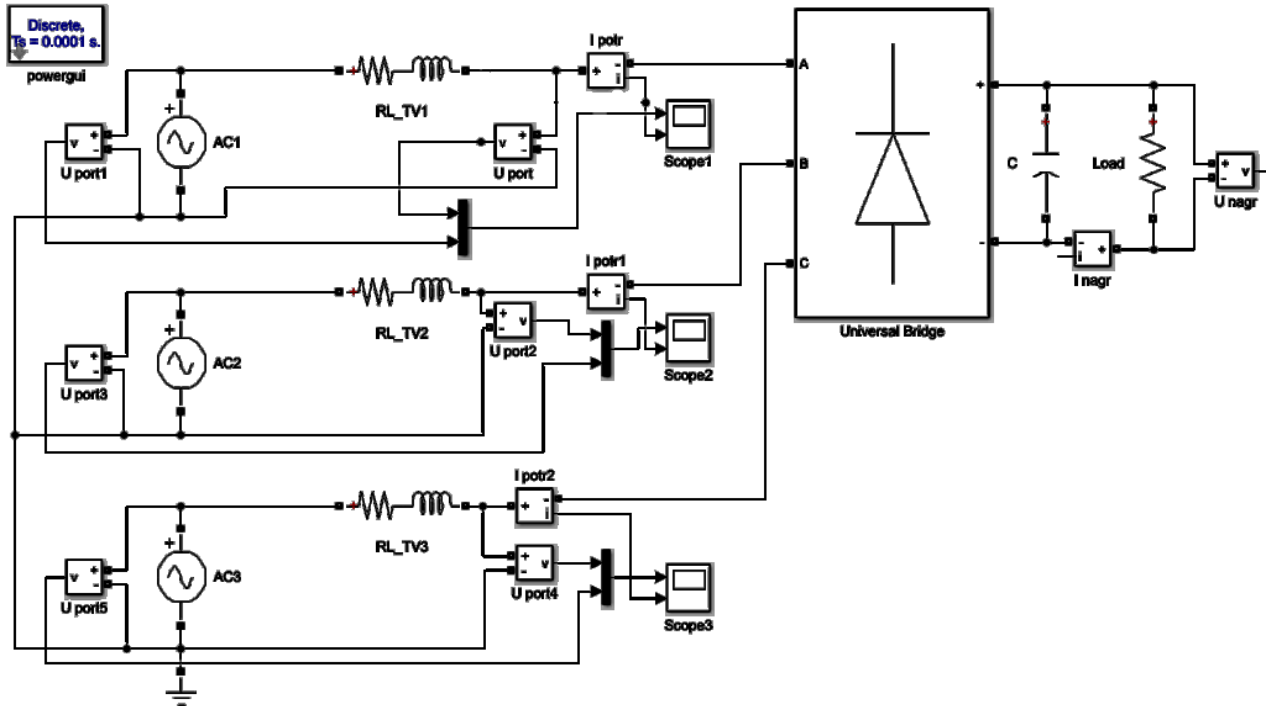


Рис. 6. Схема модели при подключении неуправляемого выпрямителя к трехфазной питающей сети

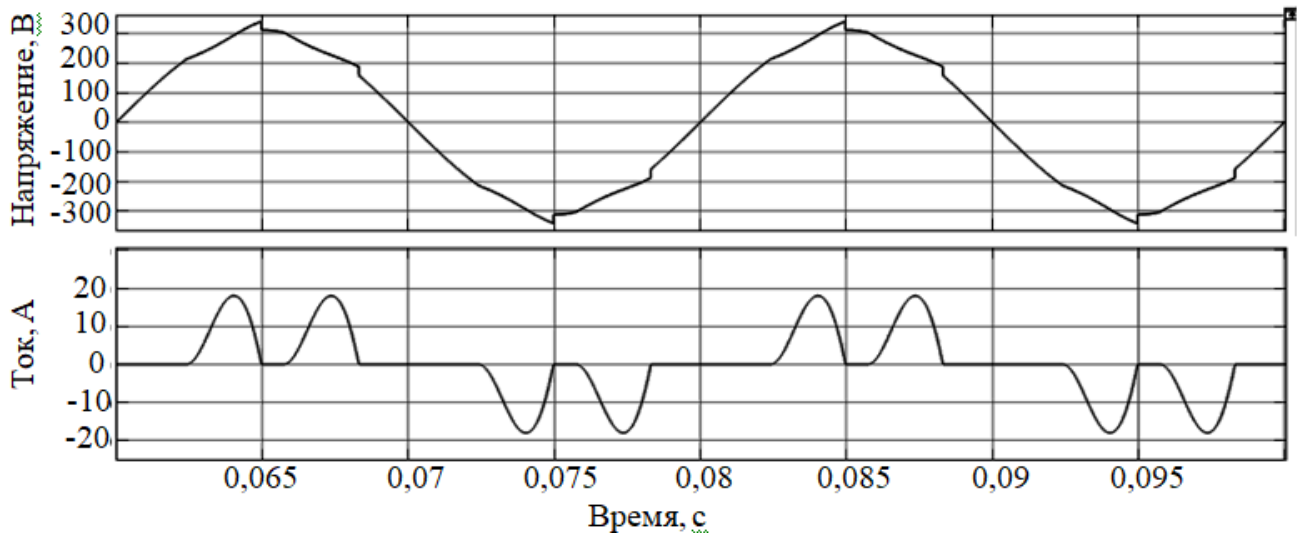


Рис. 7. Осциллограммы входного напряжения и тока при активной нагрузке в звене постоянного тока 4 кВт, мощности питающего трансформатора 25 кВА и конденсаторе фильтра 500 мкФ

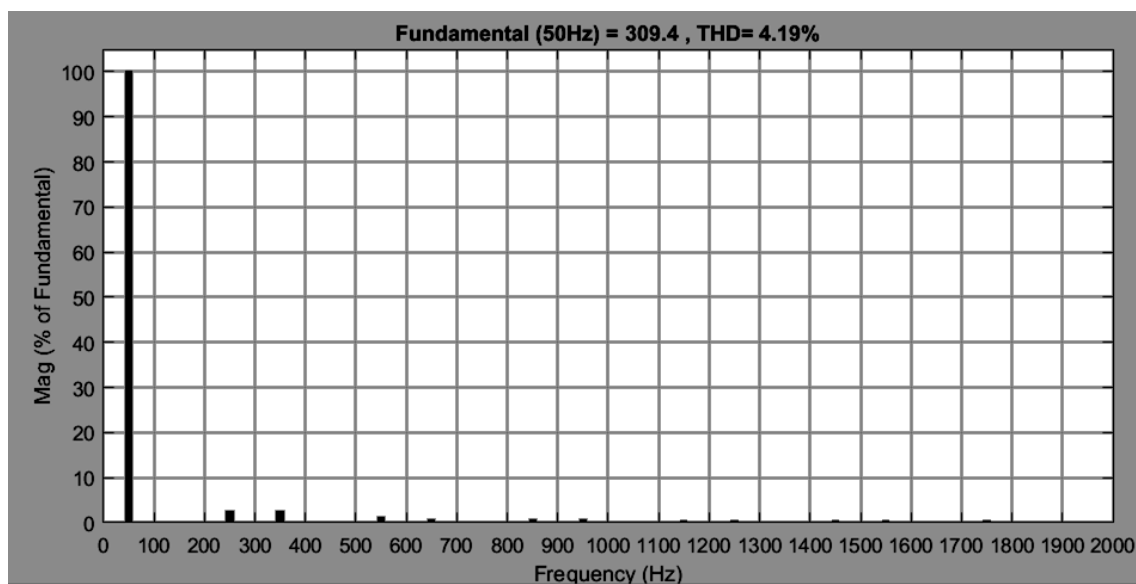


Рис. 8. Спектральный состав напряжения на входных зажимах при активной нагрузке в звене постоянного тока 4 кВт, мощности питающего трансформатора 25 кВА и конденсаторе фильтра 500 мкФ

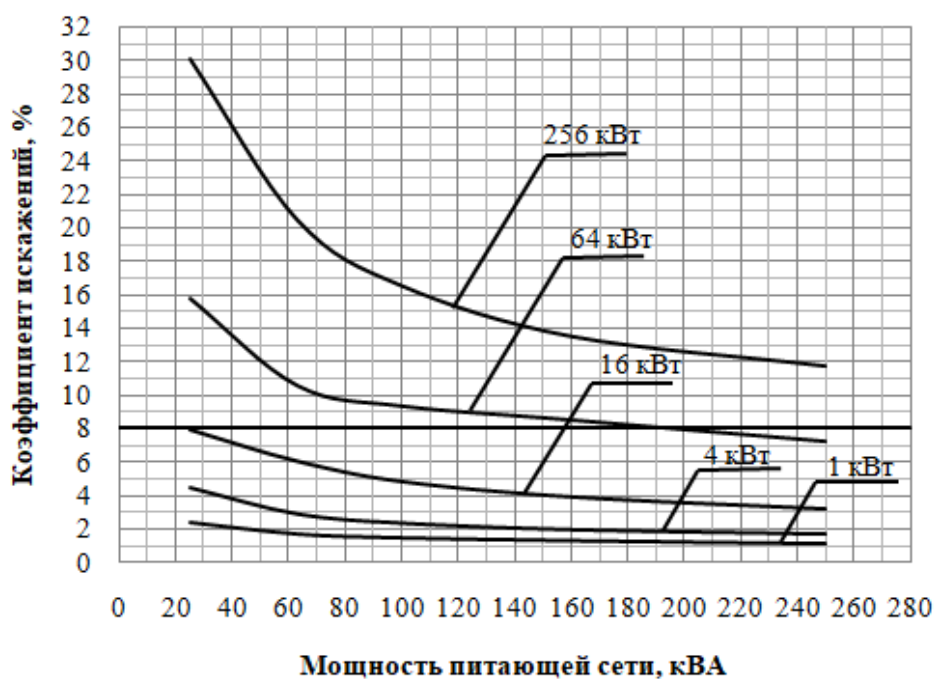


Рис.9. Зависимости коэффициента несинусоидальности от мощности питающей сети при разной мощности нагрузки (первый поддиапазон)

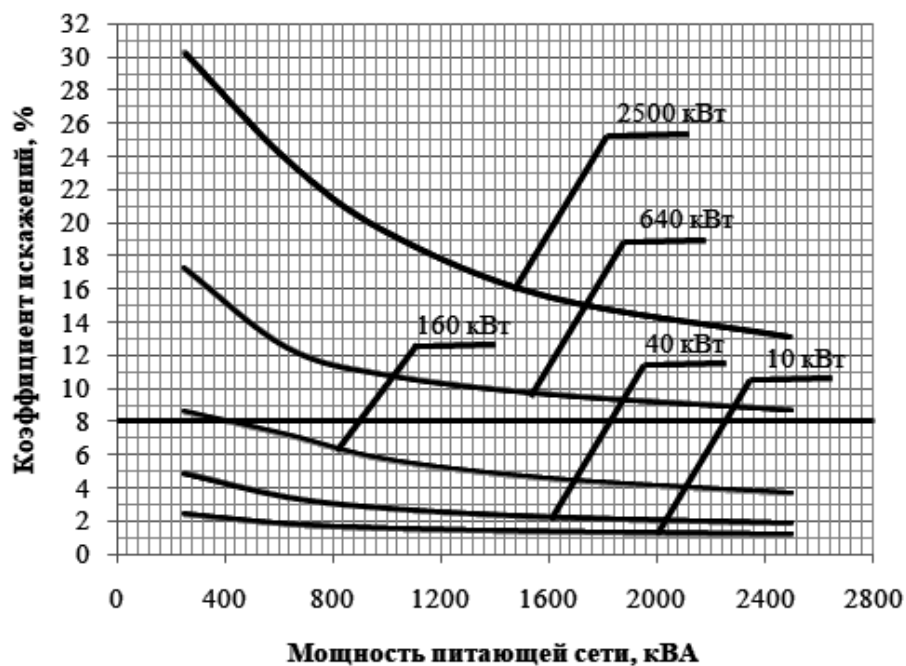


Рис. 10. Зависимости коэффициента несинусоидальности от мощности питающей сети при разной мощности нагрузки (второй поддиапазон)

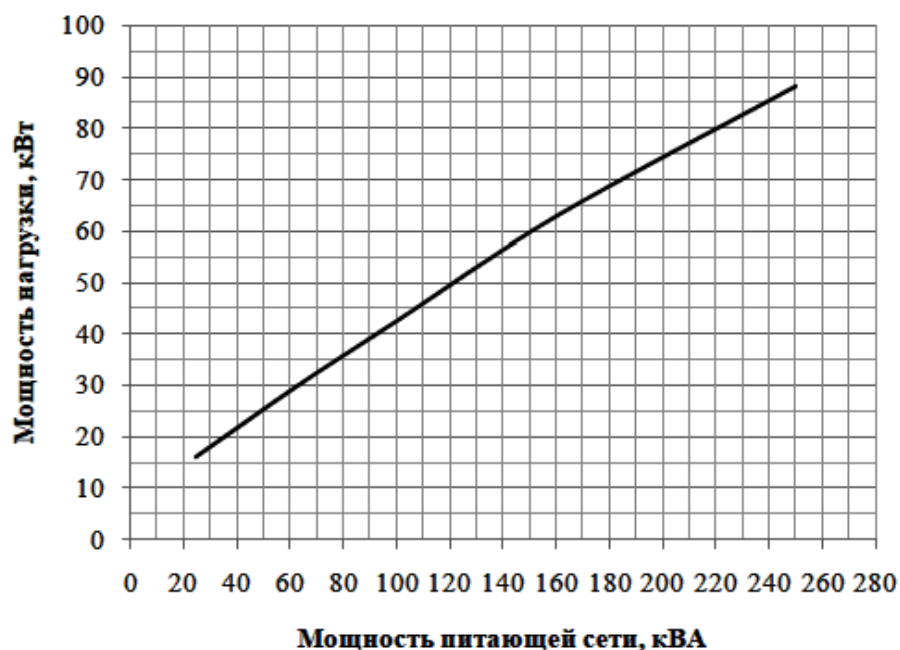


Рис.11. Максимальные мощности нагрузки звена постоянного тока в первом поддиапазоне мощностей питающей сети, при коэффициенте несинусоидальности входного напряжения в 8%

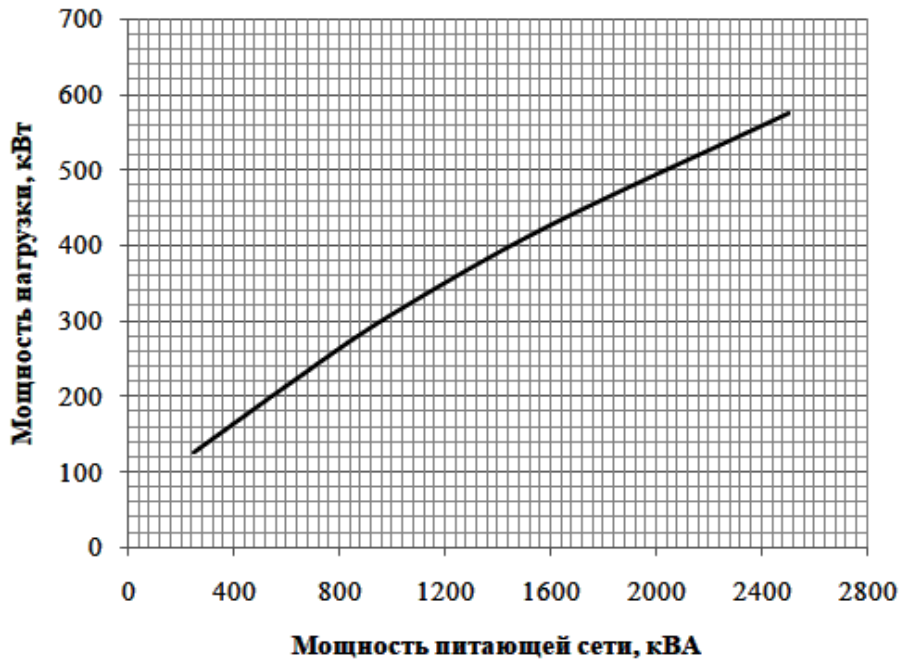


Рис. 12. Максимальные мощности нагрузки звена постоянного тока во втором поддиапазоне мощностей питающей сети, при коэффициенте несинусоидальности входного напряжения в 8%

Видно, что при $R_n/S > (0,25-0,3)$ коэффициент искажения превышает допустимое значение в 8%. В приведенных расчетах не учитывались параметры электрических кабелей, поэтому реальные значения максимальной допустимой мощности преобразователей инверторного типа будут немного меньше. Питающие сети, в которых мощности нагрузки соизмеримы с мощностью силовых понижающих трансформаторов, относятся к слабым сетям. Подключение преобразователей частоты со звеном постоянного тока к таким сетям возможно с применением выходных фильтров [3] корректоров коэффициента мощности (ККМ) или через активные выпрямители [6] (однофазные или трехфазные).

Выводы

1. Завышение емкости конденсатора для снижения пульсаций в звене постоянного тока не приводит к значительному снижению коэффициента несинусоидальности напряжения и улучшению электромагнитной совместимости автономных преобразователей частоты с питающей сетью.

2. Для соблюдения требований ГОСТ на качество напряжения в низковольтной сети (380В) мощность, подключенная к звену постоянного тока преобразователей частоты для частотно-регулируемых систем электропривода, не должна превышать (12-15)% мощности силовых понижающих трансформаторов при однофазном подключении и (25-30)% при трехфазном питании.

3. Если мощности преобразователей частоты со звеном постоянного тока превышают указанные значения, то для улучшения электромагнитной совместимости

тимости следует применять входные пассивные фильтры, корректоры коэффициента мощности (ККМ) или активные выпрямители.

Библиографический список

1. **ГОСТ 32144-2013** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
2. **Технические характеристики силовых трансформаторов** - Таблицы - Справочник - справочник электрослужбы [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.elektrikii.ru/publ/6-1-0-114> (Дата обращения: 10.03.2020)
3. **Розанов, Ю.К.** Силовая электроника: учебник для вузов / Ю.К. Розанов, М.В. Рябчицкий, А.А.Кваснюк. - М.:Издательский дом МЭИ, 2007. - 632 с.
4. **Тихомиров, В.А.** Сравнительный анализ гармонического состава сетевого тока управляемых выпрямителей и преобразователей частоты / В.А. Тихомиров, С.В. Хватов // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева /НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2011. - № 3 (90). - С. 204-214.
5. **Дьяконов, В.П.** Simulink 5/6/7: Самоучитель / В.П. Дьяконов. – М.: ДМК-Пресс, 2008. – 784 с.: ил.
6. **Плехов, А.С.,** Управление качеством электроэнергии слабых сетей посредством активного выпрямителя напряжения / А.С. Плехов [и.др.] // Интеллектуальная электротехника. – Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2018. - №1. - С.101-111.

УДК 621.313

DOI 10.46960/39255930_2020_68

А.В. Ванягин¹, Б.А.Гордеев^{2,3}, А.А. Кралин², С.Н. Охулков^{2,3}, Д.Ю. Титов²

ДИАГНОСТИКА ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПО ИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

Институт прикладной физики Российской академии наук¹,
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева²,
Институт проблем машиностроения Российской академии наук³

Неравномерность воздушного зазора при эксцентриситете роторов в электрических машинах переменного тока приводит к несимметрии магнитной системы и изменению индуктивных сопротивлений фаз обмоток статора и ротора. В результате в электрических машинах, например, в асинхронном двигателе увеличиваются токи фаз статора, скольжение ротора, время пуска двигателя и потери от перерасхода электроэнергии, как следствие, снижается $\cos \varphi$, КПД, пусковой момент и некоторые другие технико-экономические показатели электрической машины. Следовательно, все это может служить источником информации о наличии и величине эксцентриситета ротора. Кроме того, при эксцентриситете ротора электрических машин переменного тока может происходить механическое повреждение обмоток статора или ротора. В статье рассматривается построение системы диагностики и защиты от эксцентриситета ротора для асинхронного двигателя.

The unevenness of the air gap with the eccentricity of the rotors in AC electric machines leads to an asymmetry of the magnetic system and a change in the inductive resistances of the phases of the stator and rotor windings. As a result, in electric machines, for example, in an asynchronous motor, the stator phase currents, the rotor slip, the engine start-up time and losses from excessive energy consumption increase. And, as a result, $\cos \varphi$, efficiency, starting torque and some other technical and economic indicators are reduced. Therefore, all this can serve as a source of information about the presence and magnitude of the eccentricity of the rotor. In them, with the occurrence of rotor eccentricity, an increase in phase currents in the stator windings is also observed. The article discusses the construction of diagnostic systems and protection against rotor eccentricity for an induction motor.

Ключевые слова: асинхронный двигатель, неуравновешенность и эксцентриситет ротора, неравномерность воздушного зазора, диагностика эксцентриситета ротора в процессе эксплуатации, амплитудная и частотная модуляция, устройство защиты.

Key words: induction motor, rotor imbalance and eccentricity, air gap unevenness, rotor eccentricity diagnostics during operation, amplitude and frequency modulation, protection device.

Введение

При изготовлении и эксплуатации электрических машин (ЭМ) переменного тока, к которым относятся и асинхронные двигатели (АД), возникают отклонения параметров двигателя от номинальных значений. Эти отклонения могут быть вы-

званы как технологическими погрешностями изготовления ЭМ, неправильными режимами эксплуатации, так и износом во время эксплуатации [1-3].

Одной из возможных неисправностей ЭМ является эксцентриситет ротора. Различают два вида эксцентриситета: статический - несоосность внутренней поверхности статора и внешней поверхности ротора, и динамический - несоосность внешней поверхности ротора и оси его вращения [3]. В большинстве случаев наблюдается небольшая величина динамического эксцентриситета, обусловленная технологическими погрешностями изготовления ротора, и статический эксцентриситет, обусловленный износом подшипников и неточностями изготовления подшипниковых щитов и статора. Статический эксцентриситет может принимать значительную величину (вплоть до задевания ротора о статор), особенно в ЭМ малой мощности.

Наличие эксцентриситета приводит к неравномерности воздушного зазора между статором и ротором ЭМ [1,2]. Из-за неуравновешенности роторов изменяется воздушный зазор между ротором и статором. Тогда электромагнитное поле статора вызывает одностороннюю радиальную силу, приложенную к центру ротора и направленную в сторону наименьшего воздушного зазора. Эта сила получила название - одностороннее магнитное притяжение (*unbalanced magnetic pull - UMP*) [4,5].

Одностороннее магнитное притяжение - источник вынужденных колебаний - вибраций в ЭМ. В асинхронных двигателях переменного тока весьма мал зазор между ротором и статором, и *UMP* оказывается сравнимым с неуравновешенными силами, и наличие эксцентриситета ЭМ приводит к перерасходу электроэнергии. Такой перерасход может превышать стоимость поврежденной ЭМ. Эксцентриситет ротора также приводит и к повышенному износу подшипников. В этом случае задевание ротора о статор может привести к местному перегреву сердечников и пробоем изоляции.

Неравномерность воздушного зазора при эксцентриситете ротора в ЭМ приводит к несимметрии магнитной системы и изменению индуктивных сопротивлений фаз обмоток статора и ротора [6,7]. В результате увеличиваются токи фаз статора, скольжение ротора, время пуска и потери в двигателе. Снижается $\cos \varphi$, КПД, пусковой момент и некоторые другие технико-экономические показатели. Следовательно, все это может служить источником информации о наличии и величине эксцентриситета ротора.

В идеале для выявления эксцентриситета ротора требуется устройство, которое способно без особых трудозатрат быстро и с достаточной точностью выявлять этот аномальный режим работы в процессе эксплуатации машины. Но такими устройствами промышленность пока не располагает. Поэтому для разработки таких устройств необходимо знать о методах и способах, применяемых при диагностике эксцентриситета роторов ЭМ переменного тока [7].

Диагностику и контроль эксцентриситета можно осуществлять по электрическим и механическим параметрам ЭМ. Анализируя [7] методы и способы диагностики эксцентриситета ротора ЭМ переменного тока, можно сделать следующие выводы:

- 1) для диагностики эксцентриситета ротора ЭМ наибольший интерес представляют те устройства, работа которых основана на измерении вибрации ЭМ или её магнитного поля. Их использование не требует вмешательства при эксплуатации ЭМ, так как для измерения используют встроенные или накладные вибродатчики или измерительные катушки;
- 2) более перспективны для диагностики эксцентриситета ротора ЭМ те устройства, у которых датчики аномального режима размещают на внешней поверхности электрической машины;
- 3) наибольшей чувствительностью к эксцентриситету ротора обладают те устройства диагностики ЭМ, работа которых основана на выделении из электрического сигнала вибродатчика или измерительной катушки гармонических составляющих, появляющихся в этом режиме;
- 4) чувствительность устройств диагностики ЭМ с вибродатчиками в сравнении с измерительными катушками немного меньше из-за необходимости отстраиваться от вибраций ЭМ на измеряемых частотах по иным причинам.

1. Токоизмерительные клещи Дитце как первичный датчик информации об эксцентриситете ротора асинхронных двигателей

Построение системы диагностики и защиты от эксцентриситета ротора для электрических машин рассмотрим применительно к асинхронному двигателю. Так, для эксцентриситета ротора АД в качестве источника первичной информации можно применять токоизмерительные клещи Дитце, позволяющие измерять ток в проводнике без разрыва цепи. Это дает возможность контролировать потребляемый АД ток без его остановки [8-11].

Модифицированная схема токоизмерительных клещей Дитце приведена на рис. 1. Внешнее нормирующее устройство (НУ) может выполняться в виде отдельного блока или размещаться внутри трансформатора (ТА).

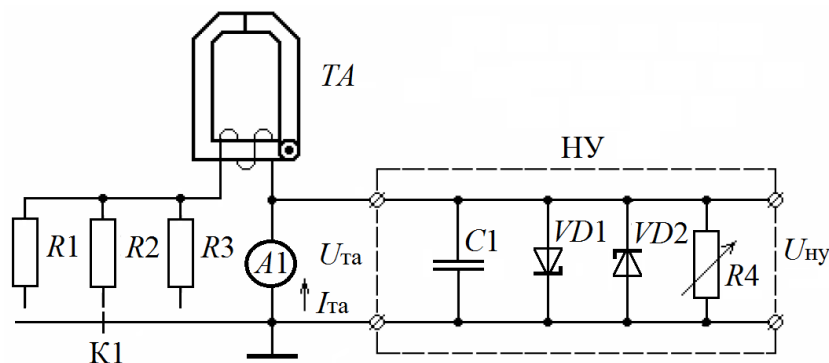


Рис. 1. Модифицированная схема токоизмерительных клещей Дитце для системы диагностики эксцентриситета ротора

Схема одного из вариантов НУ приведена на рис. 1 справа, где емкость C_1 выполняет роль фильтра напряжения высоких частот, наводимых внешними

магнитными и электрическими полями при диагностике в соединительном кабеле 2 на рис. 2. Ограничение входного напряжения осуществляется с помощью стабилитронов VD_1 и VD_2 . Сопротивление R_4 осуществляет корректировку напряжения на выходе НУ.

Систему диагностики эксцентриситета ротора конструктивно можно выполнять на базе ПК, как показано на рис. 2. Соединительные кабели 2 выполняются экранированными, при этом их экран всегда заземляется. Первый кабель имеет разъем для подключения к гнезду «Микрофон» в ПК, а второй разъемы для гнезд токоизмерительных клещей [9-11].

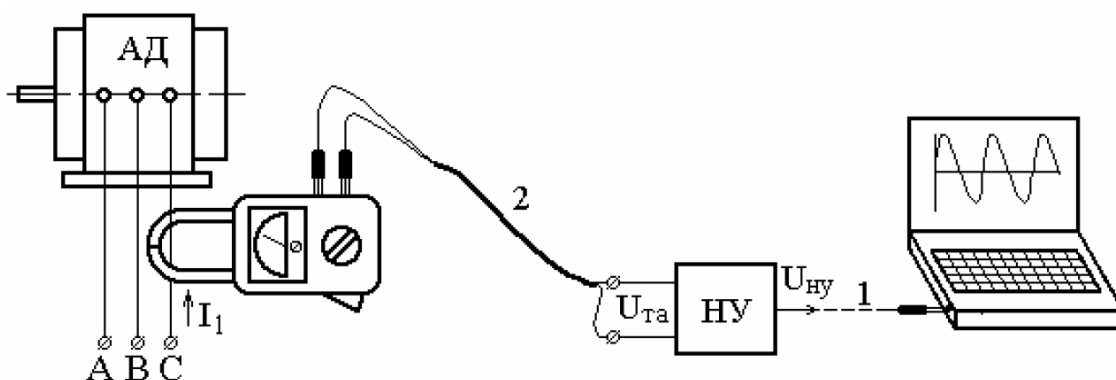


Рис. 2. Схема подключения к токоведущим частям клещей Дитце для системы диагностики эксцентриситета ротора

Но данная система диагностики эксцентриситета ротора АД с первичными токоизмерительными клещами Дитце нуждается в совершенствовании, так как схема устройства защиты АД в ней не позволяет достаточно точно устанавливать момент отключения АД при возникновении в нем эксцентриситета ротора. Это, в свою очередь, не позволяет точно определиться с выбором диагностического признака повреждения и рассчитать его зависимость от величины смещения ротора.

2. Диагностика эксцентриситета ротора асинхронных двигателей по боковым гармоническим составляющим тока статора

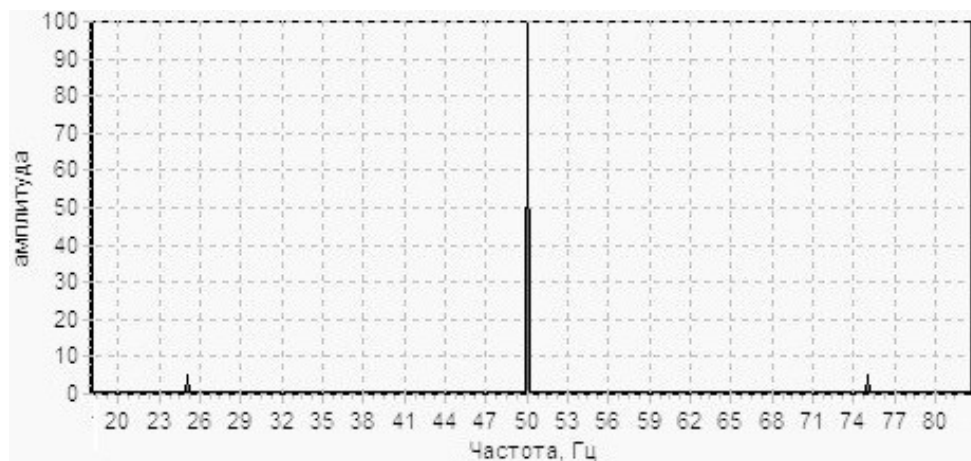
В работах [6-10] показано, что эксцентриситет ротора приводит к появлению в токе статора боковых гармонических составляющих с частотами:

$$f = f_s(1 \pm 1/p), \quad (1)$$

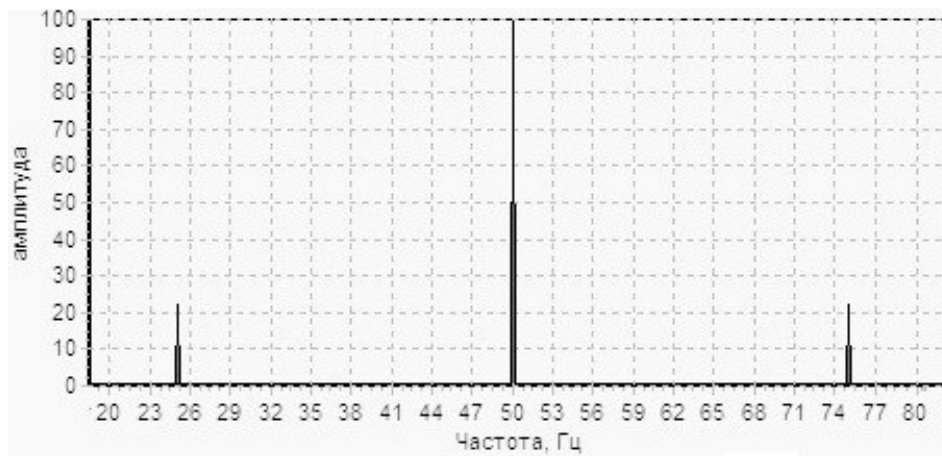
где f_s – частота основной гармоники (50 Гц); p – число пар полюсов АД.

Амплитуды боковых гармонических составляющих, частоты которых находятся по (1), связаны с эксцентриситетом ротора АД. Чем больше амплитуды боковых гармоник, тем больше степень эксцентриситета двигателя. Амплитуды вычисляются с использованием дискретного преобразования Фурье, описанного [9-12].

На рис. 3 показаны результаты спектрального анализа осциллограмм фазного тока двигателя АД ИВ-99Б, полученных в результате математического моделирования эксцентриситета ротора при $p=2$ [9-12]. Как видно на спектрограмме тока двигателя с наличием эксцентриситета (рис. 3, б) амплитуда боковой гармоники 25 Гц выше, чем у соответствующей гармоники спектрограммы двигателя с целым ротором (рис. 3, а). Однако достаточно точно диагностировать АД по реальному спектру с боковыми гармониками трудно и требует времени.



а)



б)

Рис. 3. Спектрограммы тока статора АД с $p=2$, полученные в результате математического моделирования: отсутствие эксцентриситета (а); наличие эксцентриситета (б)

На практике при эксплуатации АД выделить боковые гармонические составляющие тока статора достаточно сложно из-за появления в АД гармонических составляющих, вызванных колебаниями нагрузки АД и параметров питающей сети [10,11]. От колебаний нагрузки можно в значительной мере отстроиться, если диагностику АД осуществлять в режиме холостого хода.

3. Существующий способ диагностики эксцентриситета ротора асинхронных двигателей с токоведущими клещами Дитце

В устройстве защиты АД с токоизмерительными клещами сигнал $u_{та}$ нормализованный в НУ до величины $u_{ну}$ преобразуется в однополярный u_1 , из которого удаляют напряжение постоянной величины $U_{он}$ [10]. Этапы преобразования сигнала $u_{ну}$ - неповрежденного АД с $p = 2$ в режиме холостого хода в виде осциллограмм показаны на рис. 4. В качестве диагностического признака повреждения используются дополнительные гармонические составляющие получившегося сигнала, частота которых определяется по формуле [6,7]:

$$f_{2(v\pm 1/2p)} = 2f_1(v \pm 1/2p). \quad (2)$$

Эти гармонические составляющие легко обнаружить на осциллограммах (рис. 5), где показано преобразование сигнала $u_{ну}$ АД с $p = 2$ при эксцентриситете ротора в режиме холостого хода.

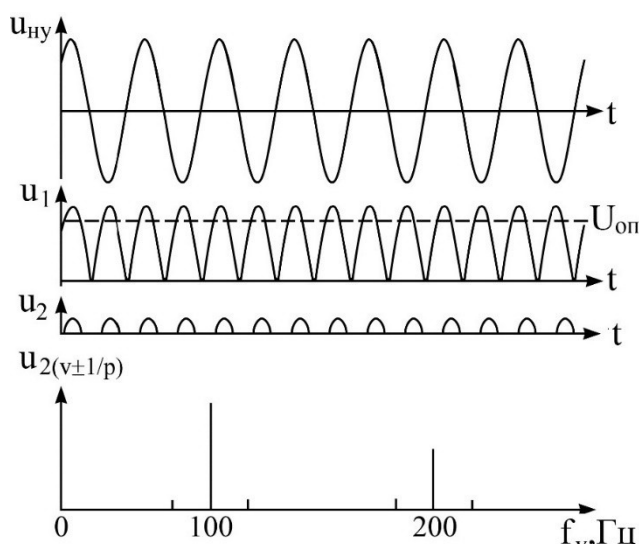


Рис. 4. Осциллограммы выходного напряжения нормирующего устройства и спектра гармонического сигнала неповрежденного АД

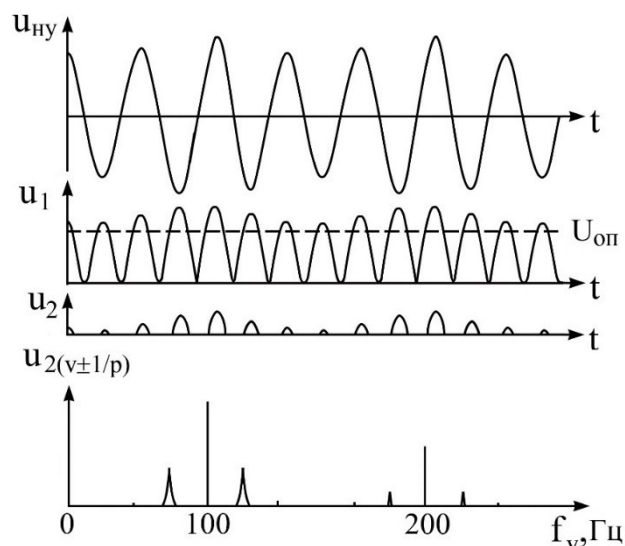


Рис. 5. Осциллограммы выходного напряжения нормирующего устройства и спектра гармонического сигнала поврежденного АД при эксцентриситете ротора

О наличии и величине эксцентриситета ротора судят по среднеквадратической величине нескольких этих приведенных составляющих [10,11]:

$$U_{\varepsilon} = \sqrt{(\sum U_{(v\pm 1/2p)}^2)}/v. \quad (3)$$

Устройство защиты АД от эксцентриситета ротора, которое реализует данный способ преобразования сигнала $u_{ну}$ в однополярный u_1 и удаление из него постоянной составляющей величиной $U_{он}$ с выделением из получившегося

сигнала u_2 гармонических составляющих $u_{2(v\pm p/2)}$ с частотами $f_2(v\pm p/2)$, осуществляется в блоке обработки сигнала.

Формирование сигнала U_ε о наличии и величине эксцентриситета ротора из гармонических составляющих $u_{2(v\pm p/2)}$ с частотами $f_2(v\pm p/2)$ происходит в блоке обработки информации ПК.

Для этого может использоваться нейронная сеть [10-12] или определяется их среднеквадратическая величина U_ε по (3). Преобразование сигнала НУ $u_{\text{ну}}$ в однополярный u_1 осуществляется с помощью двухполупериодного выпрямления программным способом. Для выделения из $u_{2(v\pm p/2)}$ гармонических составляющих с частотами $f_2(v\pm p/2)$ применяется метод разложения Фурье [12-14].

Из анализа рис. 4 и рис. 5 видно, что появление эксцентриситета ротора вызывает появление гармонических составляющих $u_{2(v\pm p/2)}$ с частотами $f_2(v\pm p/2)$, а, следовательно, и сигнала эксцентриситета ротора U_ε .

Рассмотренный способ диагностики эксцентриситета ротора АД по амплитудам гармонических составляющих $u_{2(v\pm p/2)}$ обладает недостатком, связанным с двухполупериодным выпрямлением сигнала $u_{\text{ну}}$ в однополярный u_1 и удалением из него постоянной составляющей величиной $U_{\text{оп}}$, с последующим выделением из получившегося сигнала u_2 гармонических составляющих $u_{2(v\pm p/2)}$ с частотами $f_2(v\pm p/2)$, и зависящих от амплитуд сигнала u_2 , удаляемых из однополярного сигнала.

Для устранения данных недостатков необходимо разработать новый способ получения информации об эксцентриситете ротора АД и метод его оценки, что позволит более точно теоретически получать зависимость величины диагностического признака от эксцентриситета ротора.

4. Способ диагностики эксцентриситета ротора с помощью частотной модуляции в устройстве защиты асинхронного двигателя

Анализ, проведенный в данной работе, а также эксперименты на АД различных типов показывают, что основным препятствием для реализации практически любой системы диагностики эксцентриситета ротора в режиме холостого хода является зависимость сигнала тока фазы I_1 от колебаний напряжения, частоты и гармонического состава сети [13]. В изменение тока фазы I_1 вносят вклад вибрации АД и приводного механизма, а также неравномерность момента сопротивления на валу ротора при износе и разрушении подшипников [1,2].

Авторами предлагается более совершенное устройство защиты АД от эксцентриситета ротора в режиме холостого хода, построенного на основе алгоритма, применённого при создании частотного метода измерения крутящего момента на вращающихся валах с помощью широкополосной частотной модуляции (ЧМ) по выражению [15-18]:

$$F_{\text{со.мах}} = 2\Delta f_M F_M t_3 = kF_M = 2\Delta f_M t_3 F_M, \quad (4)$$

где $F_{\text{бо.мах}}$ – частота биений; $\Delta f_m = 1,8 \div 2,0$ МГц – девиация частоты при средней частоте $f_0 > \Delta f_m$ генератора качающейся частоты (ГКЧ) в полосе 3,4...5,4 МГц; F_m – частота модуляции (частота сигнала $u_{\text{ну}}$ нормирующего устройства 50 Гц) и $t_3 = 63$ мкс – время задержки высокочастотных ЧМ-сигналов ГКЧ в ультразвуковой линии задержки (УЛЗ).

Устройство защиты АД от эксцентриситета ротора в режиме холостого хода, построенное алгоритму (4), приведено на рис. 6.

В устройство защиты АД от эксцентриситета ротора входят: токовые клещи и нормирующее устройство 2, полосовой фильтр 3, генератор качающейся частоты 4, усилители высокочастотных колебаний 5 и 7, ультразвуковая линия задержки 6, смеситель 8, фильтр низкой частоты 9, ограничитель 10, вычислитель 11, пороговое устройство 12 и внешний выключатель 13. Внешний выключатель 13 отключает АД 1 от сети 3-х фазного переменного тока.

По блок-схеме устройства источником информации об эксцентриситете ротора является ток статора $I_{1\phi}$, который измеряется с помощью модернизированных токоизмерительных клещей с коэффициентом передачи $k_{\text{та}} = u_{\text{та}} / I_{1\phi}$, где $u_{\text{та}}$ – напряжение на выходе токоизмерительных клещей. Поэтому далее при рассмотрении назначения и работы элементов блок-схемы считается, что токи в сети и напряжения в блок схеме с одинаковыми индексами пропорциональны между собой. После детектирования в смесителе фильтром ФНЧ выделяется сигнал биений $u_{\text{пр с}}(t)$, имеющий частоту биений $F_6(t)$ (рис. 7,а) [19,20].

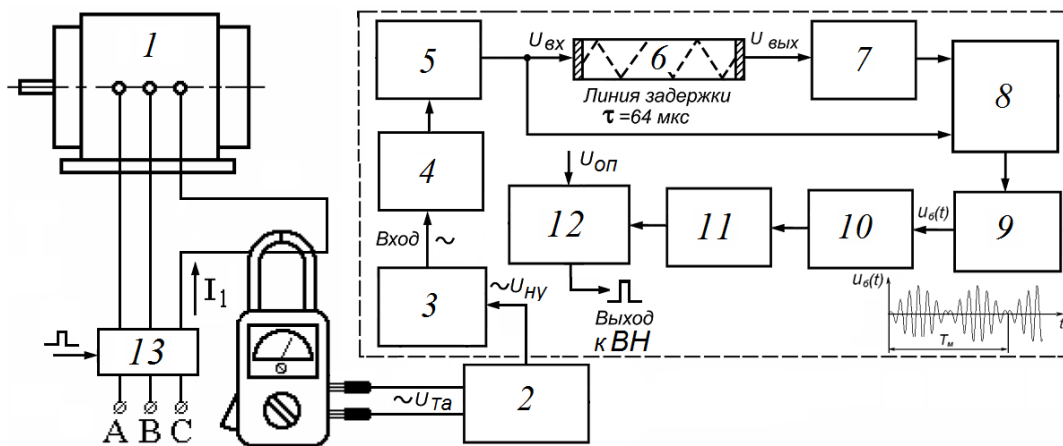


Рис. 6. Блок-схема устройства защиты АД от эксцентриситета ротора

Так называемый счетчик нулей в вычислителе определяет частоту F_6 биений по числу переходов через нуль (рис. 7, в) за период T_m модуляции.

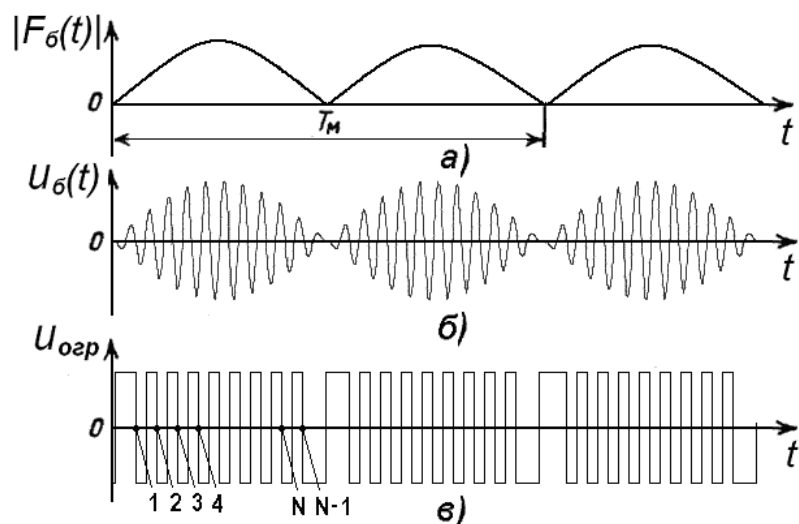


Рис. 7. Временные диаграммы частоты биений (а) и напряжений на выходе смесителя (б); на выходе ограничителя (в) в устройства защиты АД от эксцентриситета ротора

Для вычисления эксцентриситета ротора АД используется и наиболее простой метод измерения частоты биений – путем счета числа импульсов сигнала биений (рис.7,в). Если число их n_T умножить на частоту модуляции F_M , то получится частота биений, несущая информацию об эксцентриситете ротора АД [19,20].

Далее с помощью вычислителя определяют величину искомого эксцентриситета ротора АД I и подают данную величину на вход порогового устройства (рис. 7) для сравнения с пороговым значением. При превышении порога сигналом от вычислителя $I1$ значения эксцентриситета ротора АД на выходе порогового устройства $I2$ снимается сигнал, поступающий на вход внешнего выключателя ВН $I3$ (рис. 7), который отключает АД I от сети 3-х фазного переменного тока.

Устройство защиты АД от эксцентриситета ротора (рис.6) позволяет защитить и предохранить АД I от аварийных режимов работы, что позволит уменьшить число аварийных ситуаций и продлить срок службы АД.

Исследование системы диагностики эксцентриситета ротора, построенной по блок-схеме (рис. 7), в лабораторных условиях показало, что такая её реализация позволяет достаточно эффективно выявлять этот дефект при эксплуатации АД. Стоимость данной системы диагностики невысока и определена в основном стоимостью токоизмерительных клещей, что делает её доступной для широкого применения.

Заключение

В статье приведено описание системы диагностики и защиты от эксцентриситета ротора ЭМ переменного тока на примере устройств защиты АД, построенных на основе измерения частоты биений, выделяемой в смесителе. Частота биений является следствием смешивания в смесителе двух высокочастот-

ных широкополосных частотно-модулированных сигналов - опорного сигнала с выхода ГЧК и задержанного сигнала с выхода УЛЗ. Задержанный сигнал формируется за счёт частотного сдвига опорного сигнала в УЛЗ для последующего смешивания в смесителе с опорным сигналом и выделения смесителем частоты биений, пропорциональной эксцентриситету ротора АД. Выделенный сигнал частоты биений ограничивается, и его частота измеряется счетчиком числа импульсов. Измеренное число импульсов в виде цифрового кода сравнивается с пороговым значением, и при его превышении с выхода порогового устройства выделяется сигнал для внешнего выключателя, отключающего АД от сети 3-х фазного переменного тока.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-48-520010-р_а).

Библиографический список

1. **Григорьев, Н.В.** Вибрация энергетических машин: справочное пособие. /под ред. д-ра техн. наук проф. Н.В. Григорьева. - Л.: Машиностроение, 1974. – 464 с.
2. **Шубов, И.Г.** Шум и вибрация электрических машин. – 2-е изд., перераб. и доп. / И.Г. Шубов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 208 с.
3. Вибрации в технике. Т.3. Колебания машин, конструкций и их элементов / Под ред. Ф.М. Диментберга, К.С. Колесникова. М.: Машиностроение, 1980. - 544 с.
4. **Йондем, М.Е.** Магнитная проводимость воздушного зазора асинхронной машины при эксцентриситете ротора / М.Е.Йондем, Н.Г.Никиян, Г.С.Акопян // Известия вузов: Электромеханика. – 1985.- №5. - С.33-35.
5. **Никиян, Н.Г.** Магнитное поле и сила одностороннего притяжения при нарушении равномерности воздушного зазора асинхронной машины / Н.Г.Никиян, А.С.Падеев // Электротехника. – 2001.- №8.- С.46-50.
6. **Новожилов, А.Н.** Релейная защита и диагностика асинхронного двигателя на встроенных индукционных преобразователях. / А.Н.Новожилов, А.П.Кислов. - Павлодар: Изд-во ПГУ, 2004.- 180с.
7. **Новожилов, А.Н.** Способы диагностики эксцентриситета ротора асинхронного двигателя по его электромеханическим параметрам / А.Н.Новожилов, Н.А. Исупова // Вестник Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова. – 2011. - №1. - С 37-44.
8. **Клецель, М.Я.** Защита асинхронного двигателя от эксцентриситета ротора / М.Я.Клецель, А.В.Мануковский, А.Н.Новожилов // Электричество. - 2006.-№7. С. 63-65.
9. **Новожилов, А.Н.** Методы обработки сигнала для выявления повреждений ротора асинхронного двигателя / А.Н. Новожилов [и др.] // Вестник Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова. - 2014. - № 1 - С. 95-101.
10. **Новожилов, А.Н.** Особенности построения системы диагностики электрических машин на базе персонального компьютера с встроенной звуковой картой / А.Н.Новожилов, [и др.] // Известия ВУЗов. Электромеханика. - 2012. - №5. - С. 36–40.
11. **Новожилов, А.Н.** Диагностика эксцентриситета ротора электрической машины переменного тока с использованием искусственных нейронных сетей / А.Н.Новожилов [и др.] // Вестник Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова. Энергетическая серия. - 2013. - №1.-С. 68-76.
12. **Новожилов, А.Н.** Диагностирование эксцентриситета ротора асинхронного двигателя по среднеквадратичной величине дополнительных гармонических токов статора / А.Н. Но-

- вожилов [и др.] // Матер. XXVII междунар. науч.-практич. конф. «Технические науки - от теории к практике». 2013. - С. 132-138.
13. **Геллер, Б.** Высшие гармоники в асинхронных машинах. / Б.Геллер, В.Гамата. - М.: Энергия, 1981.- 351с.
 14. **Гоноровский, И.С.** Радиотехнические цепи и сигналы / И.С. Гоноровский. – М.: Советское радио, 1979. – 608 с.
 15. **Гордеев, Б.А.** Измерение частотным методом торсионного момента на ведомом валу, соединенном магнитореологической муфтой с ведущим валом / Б.А. Гордеев[и др.] // Вестник машиностроения. – 2018. - № 9. – С. 8-13.
 16. **Гордеев, Б.А.** Частотный метод измерения крутящего момента вращающихся валов / Б.А.Гордеев [и др.] // Вестник машиностроения. – 2015. - № 2. - С.3-7.
 17. **Гордеев, Б.А.** Частотный метод измерения деформации кручения на вращающихся валах машин и механизмов / Б.А.Гордеев [и др.] // Вестник Волжской государственной академии водного транспорта. Надежность и ресурс в машиностроении. - 2006-№16–С. 62-70.
 18. **Охулков, С.Н.** Патент на изобретение «Способ определения крутящего момента» за № 2196309 от 10.01.2003 г., по заявке № 2000110472 от 24.04.2004г.
 19. **Викторов, В.А.** Радиоволновые измерения параметров технологических процессов. / В.А. Викторов, Б.В. Лункин, А.С.Совлуков. - М.: Энергоиздат, 1989. - 208 с.
 20. **Финкельштейн, М.И.** Основы радиолокации / М.И. Финкельштейн - М.: Радио и связь, 1983 – 113 с.

УДК 681.5.013

DOI 10.46960/39255930_2020_79

А.А. Заболотская**ПОДАВЛЕНИЕ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ В ЭЛЕКТРОПРИВОДАХ
С НЕПОЛНЫМ МОДАЛЬНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ**

Воронежский государственный технический университет

Осуществлен анализ и синтез системы автоматического регулирования упругой электромеханической системы высокого порядка с полным и неполным модальным управлением. Исследована работоспособность системы в условиях реальных ограничений по току.

The analysis and synthesis of the automatic control system of a high-order elastic electromechanical system with full and incomplete modal control are carried out. The operability of the system under the conditions of real current limitations is investigated.

Ключевые слова: полное модальное управление, неполное модальное управление.

Key words: full modal control, incomplete modal control.

Постановка задачи

Одним из эффективных методов подавления упругих колебаний в электроприводах является построение систем модального управления. Суть этого управления состоит в том, что в замкнутой системе формируется желаемое расположение корней характеристического полинома, исключающее возникновение упругих колебаний [1-4]. В рамках данной статьи рассмотрен способ реализации такого управления, известный как «неполное модальное управление».

Как показывает практика, реальные динамические системы обладают совокупностью корней, в которой только часть из них являются доминирующими. Поскольку показатели качества системы определяются только доминирующими корнями, то появляется возможность неполного модального управления: часть корней системы остается свободной, часть делается управляемой. При этом во избежание нежелательного влияния на систему следует учитывать расположение неуправляемых корней: они должны располагаться на комплексной плоскости значительно левее относительно управляемых корней.

В результате перехода к неполному модальному управлению размерность координат регулятора будет уменьшена, что, в свою очередь, позволит избавиться от части датчиков состояния системы.

В текущей статье проведен теоретический анализ и осуществлен практический пример синтеза упругой электромеханической системы с неполным модальным управлением.

Метод синтеза

Рассмотрим для определённости систему пятого порядка. При полном модальном управлении на вход регулятора необходимо подавать информацию о пяти координатах состояния $x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5]^T$.

Коэффициенты полного регулятора $R = [r_1 \ r_2 \ r_3 \ r_4 \ r_5]$ формируются в результате приравнивания коэффициентов p_i и $a_i, i = 0 \dots 4$ полиномов в левой и правой частях уравнения:

$$|sE - B + NDRK| = a_5s^5 + a_4s^4 + a_3s^3 + a_2s^2 + a_1s + a_0, \quad (1)$$

где: E - единичная матрица; B - характеристическая матрица; N - матрица управления; D - дополнительный коэффициент передачи; K - матрица датчиков; причём в правой части уравнения задаётся полином с желаемым расположением корней.

Ставится цель: осуществление неполного модального управления. Расположим желаемым для нас образом корни характеристического полинома λ_1 и $\lambda_2 = \lambda_1$, то есть два корня из всех пяти корней. Тогда матрица регулятора R и уравнение (1) примут вид:

$$R = [0 \ r_2 \ r_3 \ 0 \ 0], \quad (2)$$

$$|sE - B + ND \cdot [0 \ r_2 \ r_3 \ 0 \ 0]K| a_5s^5 + a_4s^4 + a_3s^3 + a_2s^2 + a_1s + a_0.$$

Значения корней λ_1, λ_2 не могут определить характеристический полином, то есть коэффициенты a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 остаются неизвестными. В результате, в уравнении (2) присутствует семь неизвестных: $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, r_2, r_3$. Для определения неизвестных составим систему уравнений:

$$\begin{cases} p_i = a_i, i = 0 \dots 4; \\ a_5\lambda_1^5 + a_4\lambda_1^4 + a_3\lambda_1^3 + a_2\lambda_1^2 + a_1\lambda_1 + a_0 = 0; \\ 5a_5\lambda_2^4 + 4a_4\lambda_2^3 + 3a_3\lambda_2^2 + 2a_2\lambda_2 + a_1 = 0. \end{cases} \quad (3)$$

Таким образом, было получено семь уравнений с семью неизвестными. Их решение позволяет найти все коэффициенты регулятора $R = [0 \ r_2 \ r_3 \ 0 \ 0]$. После этого следует проверить расположение неуправляемых корней.

Покажем реализацию метода неполного модального управления на конкретном примере.

Практическая проверка результатов синтеза

Рассмотрим упругую электромеханическую систему, структура которой показана на рис.1.

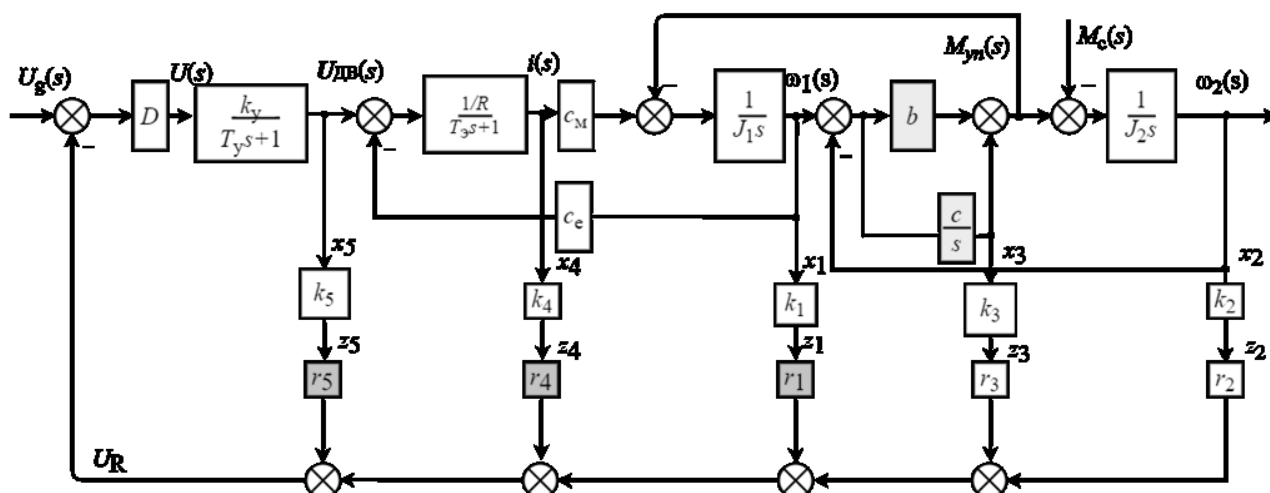


Рис.1. Структура упругой электромеханической системы

На рис.1 обозначены: $U(t)$, $U_{дв}(t)$ – напряжения, примененные ко входу усилителя мощности и к цепи якоря двигателя постоянного тока соответственно; $\omega_1(t)$, $\omega_2(t)$, J_1 , J_2 – частоты вращения и моменты инерции двигателя и рабочего механизма соответственно; c_e , c_m – постоянные двигателя для противоЭДС и для вращающего момента; $M_{уп}(t)$, $M_c(t)$ – момент сил упругости и момент сопротивления рабочего механизма; k_y , T_y – коэффициент передачи и постоянная времени усилителя мощности; $i(t)$ – ток якоря; R , $L_{я}$ – активное сопротивление и индуктивность цепи якоря; c , b – коэффициенты жесткости внутреннего вязкого трения упругой связи.

Описание объекта в пространстве координат x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 :

$$B = \begin{bmatrix} -\frac{b}{J_1} & \frac{b}{J_1} & -\frac{1}{J_1} & \frac{c_m}{J_1} & 0 \\ \frac{b}{J_2} & -\frac{b}{J_2} & \frac{b}{J_1} & 0 & 0 \\ c & -c & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{c_e}{L_{я}} & 0 & 0 & -\frac{R}{L_{я}} & \frac{1}{L_{я}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_y} \end{bmatrix};$$

$$K = \begin{bmatrix} k_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & k_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & k_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & k_4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & k_5 \end{bmatrix};$$

$$N = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{k_y}{T_y} \end{bmatrix}^T; A = [0 \ k_2 \ 0 \ 0 \ 0].$$

Решение системы (3) представлено в табл.1.

Таблица 1

Результаты синтеза регуляторов

Объект или система	Корни характеристического полинома				
	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5
Объект	-3333	-714	-0.31	-0.005+0.03j	-0.005-0.03j
Система с полным модальным управлением	-3333	-714	-0.1	-0.1	-0.1
Система с неполным модальным управлением	-3333	-714	-0.1	-0.12	-0.01

Коэффициенты полного регулятора: $R = [r_1 \ r_2 \ r_3 \ r_4 \ r_5]$ - $r_1 = -0.000035$; $r_2 = 0.00124$; $r_3 = 18.915$; $r_4 = -0.00000136$; $r_5 = -0.0000042$.

Коэффициенты неполного регулятора: $R = [0 \ r_2 \ r_3 \ 0 \ 0]$ - $r_2 = 0.0015$; $r_3 = 21.3$.

На рис. 2 показаны переходные процессы на выходе системы без регулятора и с модальными регуляторами.

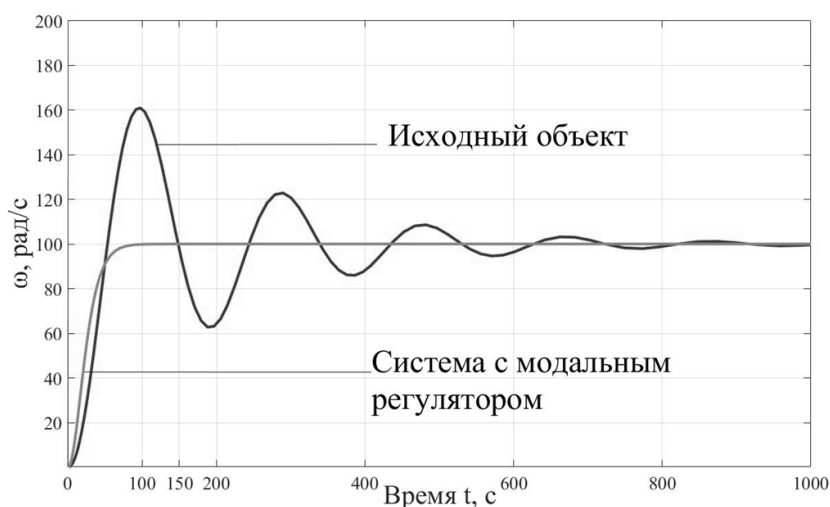


Рис.2. Переходные процессы на выходе объекта и замкнутой системы

С помощью неполного модального управления колебания в упругой системе были подавлены. При этом в системе с неполным регулятором датчики k_1 , k_4 , k_5 исключены (на рис.1 они выделены цветом).

Представленные на рис. 2 графики переходного процесса не учитывают ограничение на ток двигателя $i(t)$. Проверим работу неполного модального регулятора, приняв $i_{\max} = 200$ (А).

Из рис.3. видно, что способность регулятора подавлять упругие колебания сохранилась в условиях ограниченного тока.

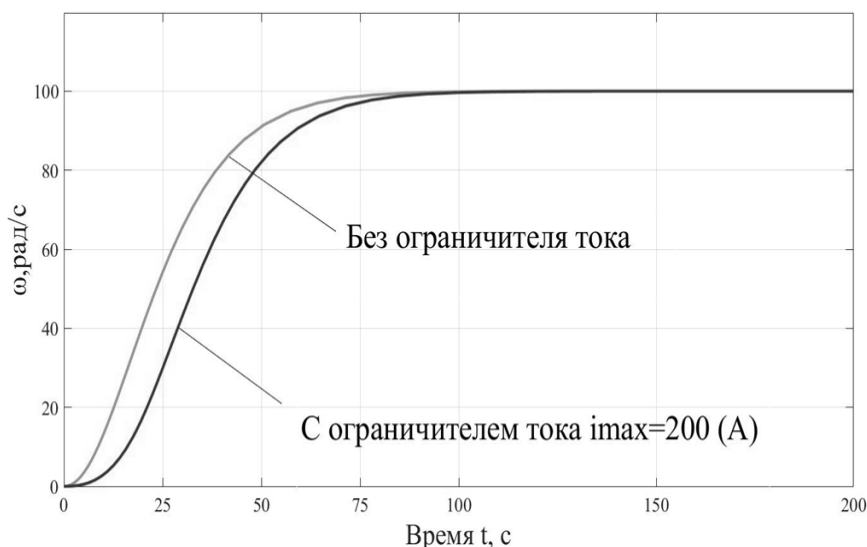


Рис.3. Переходные процессы с учетом ограничения тока

Проверка результатов синтеза подтвердила работоспособность и эффективность неполного модального управления для подавления упругих колебаний в электроприводах высокого порядка.

Итоги работы

В работе продемонстрирована технология синтеза регулятора электроприводов с неполным модальным управлением. Данный способ управления позволяет эффективно подавлять колебания в упругих электромеханических системах с показателями качества, не уступающими качеству систем с полным модальным управлением. Практическим преимуществом этого способа является снижение размерности регулятора и существенное сокращение количества датчиков, необходимых для измерения координат состояния электропривода.

Библиографический список

1. **Борковская, И.М.** Построение регуляторов по типу обратной связи для решения задач стабилизации и управляемости динамических систем / И.М. Борковская, О.Н. Пыжкова // Труды Белорусского технологического университета. Серия 3: Физико-математические науки и информатика. - 2019. - №2. - С.5-12.
2. **Belyaev, A.K., Polyanskiy V.A., Smirnova N.A., Fedotov A.V.** Identification procedure in the modal control of a distributed elastic system// St. Petersburg Polytechnical University Journal: Physics and Mathematics.2017. V.3, №2. P. 135-143.
3. **Gabr, W.I., Dorrah H.T., Elsayed M.S.** A new symbolic-based continuous (infinite) modal approach for systems control and operation using computational mathematics// Ain Shams Engineering Journal.2019.V.10, №4. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.11.001>.
4. **Yang, C., Li J.Z.L., Agrawal S.K.** Design and implementation of a novel modal space active force control concept for spatial multi-DOF parallel robotic manipulators actuated by electrical actuators// ISA Transactions.2018. V.72. P. 273-286.

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_84

А.О. Кечкин¹, А.С. Плехов²

МОДУЛЯЦИОННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ РОТОРА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

АО «ЦНИИ «Буревестник»¹,
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева²

Построение системы управления синхронным двигателем с использованием косвенных методов определения углового положения ротора позволяет улучшить массогабаритные показатели электропривода, повысить его надежность и снизить стоимость. Косвенные методы определения углового положения ротора, основанные на измерении ЭДС двигателя, не позволяют реализовать управление электроприводом на низкой и нулевой скорости. В данной статье представлен способ, основанный на измерении фазных токов электродвигателя и модуляции управляющего воздействия высокочастотным сигналом. Ключевое отличие от других косвенных методов определения положения ротора заключается в добавлении специального сигнала к управляющему сигналу задания, формирующие дополнительные гармоники напряжения статора, в измерении и обработке индуцированных составляющих тока. На базе математической модели синхронного двигателя сформулирована последовательность расчета углового положения. Приведены графики переходных процессов, поясняющие принцип работы метода.

Building a synchronous motor control system using indirect methods for determining the angular position of the rotor allows to improve the mass and size indicators of the electric drive, increase reliability and reduce cost. Indirect methods for determining the angular position of the rotor, based on measuring the EMF of the engine, do not allow to implement control of the electric drive at low and zero speed. This article presents a method based on measuring the phase currents of an electric motor and modulating the control action with a high-frequency signal. The main difference from other indirect methods of determining the position of the rotor is the addition of a special signal to the control action, causing additional harmonics of the stator voltage, measurement and processing of the induced current components. On the basis of a mathematical model of a synchronous motor, a sequence for calculating the angular position is formulated. Graphs of transients that explain how the method works are provided.

Ключевые слова: синхронный двигатель, датчик положения ротора, модуляционный метод, векторное управление.

Key words: synchronous motor, rotor position sensor, HFI method, vector control.

Введение

Разработка универсального бездатчикового алгоритма управления синхронным двигателем (СД) длительное время интересует разработчиков систем электроприводов. Результаты данных исследований востребованы в промыш-

ленности благодаря низкой стоимости технологических решений и надежной работе. Бездатчиковые алгоритмы управления СД построены на базе косвенных методов оценки углового положения, исключая использование датчика положения ротора (ДПР). Помимо снижения стоимости электропривода, уменьшаются его массогабаритные показатели, увеличивается прочность. В некоторых случаях использование бездатчикового алгоритма управления - это единственное возможное решение [1].

1. Математическая модель СДПМ

Для установления взаимосвязи между угловым положением ротора и другими параметрами объекта управления рассмотрим математическую модель синхронного двигателя [2] с внутренним расположением магнитов на базе уравнений равновесия цепи статора [3] и потокосцеплений Φ_α, Φ_β в осях α, β :

$$\begin{cases} \Phi_\alpha = (L + \Delta L_{\alpha 1}(\theta)) \cdot i_\alpha + \Delta L_{\alpha 2}(\theta) \cdot i_\beta + \Phi_r \cdot \cos \theta \\ \Phi_\beta = (L + \Delta L_{\beta 1}(\theta)) \cdot i_\beta + \Delta L_{\beta 2}(\theta) \cdot i_\alpha + \Phi_r \cdot \sin \theta \end{cases} \quad (1)$$

где L – среднее значение индуктивности фазы статора [4]; $\Delta L_{\alpha 1}, \Delta L_{\beta 1}$ – величины, характеризующие изменения собственных индуктивностей фаз α и β статора от положения ротора; $\Delta L_{\alpha 2}, \Delta L_{\beta 2}$ – величины, характеризующие изменения взаимных индуктивностей фаз α и β статора от положения ротора; i_α, i_β – фазные токи; Φ_r – составляющая потокосцепления от постоянных магнитов на роторе; θ – угловое положение ротора.

Подставив выражения для потокосцеплений в выражение равновесия цепи статора, получим упрощенную математическую модель, описывающую электромагнитные процессы явнополюсной машины

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \left((L + \Delta L_{\alpha 1}(\theta)) \cdot i_\alpha + \Delta L_{\alpha 2}(\theta) \cdot i_\beta \right) - \Phi_r \cdot \frac{d\theta}{dt} \cdot \sin \theta = u_\alpha - i_\alpha R_s \\ \frac{d}{dt} \left((L + \Delta L_{\beta 1}(\theta)) \cdot i_\beta + \Delta L_{\beta 2}(\theta) \cdot i_\alpha \right) + \Phi_r \cdot \frac{d\theta}{dt} \cdot \cos \theta = u_\beta - i_\beta R_s \end{cases} \quad (2)$$

где $\Phi_r \cdot \frac{d\theta}{dt} = e$ – ЭДС машины; u_α, u_β – фазные напряжения; R_s – активное сопротивление фазы.

Используя данную модель, можно выделить два подхода к определению углового положения ротора. Очевидным решением является использование составляющих ЭДС по осям α, β .

$$\theta = \text{Atan2} \left(-e_\alpha, e_\beta \right) = \text{Atan2} (e \cdot \sin \theta, e \cdot \cos \theta). \quad (3)$$

Данный подход имеет множество различных реализаций, включая контроль перехода составляющих ЭДС через ноль [5], построение адаптивного наблюдателя [6]. Поскольку при уменьшении угловой скорости амплитуда ЭДС также уменьшается, данный способ не позволяет определить угловое положение на низкой и нулевой скорости.

Другой подход базируется на анализе индуктивностей фаз статора. Переменная индуктивность, зависящая от углового положения, связана либо с механической анизотропностью ротора, либо с насыщением магнитопровода машины вблизи полюсов [7]. Зависимость индуктивности двух фаз электродвигателя при условии, что третья остаётся неподключенной, можно изобразить следующим образом (рис. 1). Экстремумы этой функции определяют значениями продольной (L_d) и поперечной (L_q) индуктивности машины.

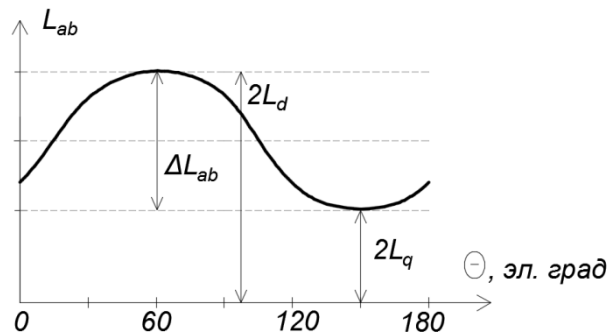


Рис. 1. Изменение индуктивности при вращении ротора

2. Принцип работы метода

Добавляя высокочастотный сигнал в канал управления (к сигналам u_α , u_β) и анализируя индуцируемый ток можно определить угловое положение ротора машины из-за изменяющегося импеданса.

Выразим из модели (2) выражения для фазных токов, с учетом добавления тестового сигнала напряжения. Для удобства преобразуем выражения в Z область.

$$\begin{cases} U_{a_control} + U_{\alpha_test} = p \cdot \left((L + \Delta L_{\alpha 1}(\theta)) \cdot i_\alpha + \Delta L_{\alpha 2}(\theta) \cdot i_\beta \right) + E_\alpha + I_\alpha R_s \\ U_{\beta_control} + U_{\beta_test} = p \cdot \left((L + \Delta L_{\beta 1}(\theta)) \cdot i_\beta + \Delta L_{\beta 2}(\theta) \cdot i_\alpha \right) + E_\beta + I_\beta R_s \end{cases} \quad (4)$$

где $U_{a_control}$, $U_{\beta_control}$ – напряжения управления осям α , β ; U_{α_test} , U_{β_test} – тестовые сигналы напряжения по осям α , β .

Обозначим выражения для высокочастотных составляющих токов статора следующим образом:

$$\begin{cases} I_{\alpha_test} = \frac{U_{\alpha_test}}{R_s + p \cdot (L + \Delta L_{\alpha 1}(\theta))} \\ I_{\beta_test} = \frac{U_{\beta_test}}{R_s + p \cdot (L + \Delta L_{\beta 1}(\theta))} \end{cases}, \quad (5)$$

где I_{α_test} , I_{β_test} – реакция на тестовые сигналы напряжения U_{α_test} , U_{β_test} .

В токах I_{α_test} и I_{β_test} фигурируют переменные индуктивности $\Delta L_{\alpha 1}(\theta)$ и $\Delta L_{\beta 1}(\theta)$. Для определения углового положения необходимо выразить его из системы уравнений (5), но для этого необходимо знать закон изменения индуктивности статора.

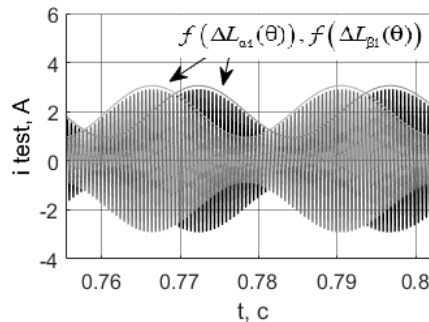


Рис. 2. Иллюстрация изменения амплитуды токов I_{α_test} , I_{β_test} при вращении ротора

Без учета нелинейностей и особенностей реальной машины [8] собственные индуктивности фаз статора трехфазного электродвигателя в осях α , β изменяются по законам синуса и косинуса с удвоенной частотой.

$$\begin{cases} \Delta L_{\alpha 1}(\theta) = \Delta L_{amp} \cdot \cos(2\theta) \\ \Delta L_{\beta 1}(\theta) = \Delta L_{amp} \cdot \sin(2\theta) \end{cases}, \quad (6)$$

где ΔL_{amp} – амплитуда изменения индуктивности фазы.

Угловое положение можно вычислить следующим образом:

$$\theta = \frac{1}{2} \operatorname{atan} 2 \left(f \left(\Delta L_{\alpha 1} \right), f \left(\Delta L_{\beta 1} \right) \right), \quad (7)$$

где $f(\Delta L_{\alpha 1}), f(\Delta L_{\beta 1})$ – законы изменения амплитуды токов I_{α_test} и I_{β_test} соответственно.

Отсюда следует, что основной задачей при данном подходе является синтез алгоритма демодуляции сигналов углового положения из токов I_{α_test} , I_{β_test} . Достаточно часто находят применение методы с использованием низкочастотных фильтров и гетеродинирования [9,10].

IV. Выводы

Метод, основанный на добавлении высокочастотного сигнала к сигналу управления, позволяет определять угловое положение ротора при низких скоростях, включая нулевую. В отличие от других способов косвенного определения положения ротора, для организации данного метода необходимо наличие всего двух датчиков токов фаз, что является несомненным преимуществом. При этом качество определения положения ротора напрямую зависит от точности идентификации параметров электродвигателя.

Для снижения влияния высокочастотных токов на средних и высоких скоростях целесообразно переключиться на алгоритм с использованием наблюдателя ЭДС. Работая совместно, данные алгоритмы позволяют обеспечить качественную работу системы во всем диапазоне скоростей без использования ДПР.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-48-520010-р_а).

Библиографический список

1. **Володин, Е.В.** Наблюдатели в системах векторного управления синхронным частотно-регулируемым приводом герметичного электронасоса / Е.В. Володин, О.И. Осипов // Электротехнические системы и комплексы. - 2017. - № 3. - С. 17-22.
2. **Волков, Н.И.** Электромашинные устройства автоматики: учебник для вузов / Н.И. Волков. - М.: Высш. шк., 1986. – 222 с.
3. **Калачев, Ю. Н.** Векторное регулирование (заметки практика) / Ю.Н. Калачев. - М.: ЭФО, 2013. – 46 с.
4. **Анучин, А.С.** Системы управления электроприводов: учебник для вузов / А.С. Анучин. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 30 с.
5. **Pindoriya, R.M., Mishra A.K., Rajpurohit B.S., Kumar R.** Analysis of Position and Speed Control of Sensorless BLDC Motor Using Zero Crossing Back-EMF Technique // 2016 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, 4-6 July 2016, Delhi, India. IEEE: ICPEICES Accession Number: 16672957.

6. **Калачев, Ю.Н.** Наблюдатели состояния в векторном электроприводе / Ю.Н. Калачев.- М., 2015. – 50 с.
7. **JebaiAlKassem.** Sensorless position estimation of Permanent Magnet Synchronous Motors using a saturation model / AlKassem J., Malrait F., Martin P. and Rouchon P. // Electrical Machines (ICEM), 2012 XXth International Conference on. 2012.
8. **Абузяров, Т.Х.** Разработка модели систем высококачественного бесколлекторного электропривода постоянного тока / Т.Х. Абузяров [и др.] // Вестник ИГЭУ. - 2020. - № 1. – С. 31-45.
9. Zhao, Yue & Zhang, Zhe & Ma, Cong & Qiao, Wei & Qu, Liyan. Sensorless Control of Surface-Mounted Permanent-Magnet Synchronous Machines for Low-Speed Operation Based on High-Frequency Square-Wave Voltage Injection // Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society). 1-8. 10.1109/IAS.2013.6682519.
10. **Левитин, Е.А.** Супергетеродин. Серия: Массовая радиобиблиотека / Е.А. Левитин. - М.-Л. Госэнергоиздат, 1954. – 16 с.
11. **Lindegger, M.** Economic viability, applications and limits of efficient permanent magnet motors. - Switzerland: Swiss Federal Office of Energy, 2009.

УДК 621.31

DOI 10.46960/39255930_2020_90

Д.М. Кочеганов, А.В. Серебряков**СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья описывает модель системы мониторинга технического состояния ветроэнергетической установки с использованием средств нечеткой логики. Для разработки применен программный пакет Matlab Simulink с расширением Fuzzy Logic Toolbox. В статье приведена структура и принцип работы модели, перечень лингвистических переменных, сформированных логических правил, поверхности нечеткого вывода системы. Модель может использоваться при расширении функционала систем управления ветроэнергетическими установками с целью получения оценки технического состояния оборудования и определения необходимости технического обслуживания.

The article describes a model of a system for monitoring the technical condition of a wind power plant using fuzzy logic. For development, the Matlab Simulink software package with the Fuzzy Logic Toolbox extension was used. The article describes the structure and principle of operation of the model, a list of linguistic variables, formed logical rules, and output surfaces of the fuzzy inference system. The model can be used to expand the functionality of control systems for wind power plants in order to obtain an assessment of the technical condition of the equipment and determine the need for maintenance.

Ключевые слова: имитационное моделирование, ветроэнергетика, нечеткая логика, система мониторинга.

Key words: mathematical modeling, wind power, fuzzy logic, monitoring system.

Ухудшение глобальной экологической обстановки, а также геополитические риски приводят к тому, что многие государства увеличивают долю использования возобновляемых источников энергии в своем энергетическом балансе. По данным International Renewable Energy Agency (IRENA), энергия ветра является одним из самых широко используемых возобновляемых источников энергии с суммарной установленной мощностью 623 ГВт [1]. В энергетической системе России доля использования ветровой энергии также увеличивается, о чем свидетельствует недавнее значимое событие в данной сфере - начало поставки электрической энергии Адыгейской ВЭС на оптовый рынок электроэнергии и мощности [2].

Ветроэнергетическая установка, как и любой другой современный энергетический комплекс, должна обладать развитой системой мониторинга технического состояния и удаленной диагностики для уменьшения численности обслуживающего персонала и снижения расходов на проведение планового технического обслуживания. В рамках данного исследования разработана имитационная модель системы мониторинга технического состояния ветро-

энергетической установки, предназначенная для поддержки принятий решений оператором электротехнического комплекса при оценке работоспособности оборудования и необходимости проведения технического обслуживания.

В качестве объекта диагностики рассматривается ветроэнергетическая установка малой мощности (номинальная выходная мощность 5 кВт). Установка включает в себя синхронный генератор с постоянными магнитами, вал которого соединяется с ветроколесом напрямую без редуктора. Система ориентации ветроколеса по направлению ветра – пассивная, регулировка скорости вращения ветроколеса осуществляется при помощи центробежного регулятора.

Задачей системы диагностики является формирование оценки технического состояния ветроэнергетической установки, состоящей из ветроколеса и синхронного генератора, на основе информации о параметрах оборудования, характеризующих качество его работы, и руководствуясь правилами, сформированными экспертным сообществом [3, 4, 5]. Поскольку в настоящее время нет возможности получения всей необходимой информации для однозначной оценки технического состояния устройства (степень старения материалов и деградации внутренней структуры элементов, стохастический характер изменения нагрузок и условий работы), принятие решений о проведении технического обслуживания и превентивной замене устаревшего оборудования осуществляется в условиях неполноты и несовершенства исходных данных. Для решения подобного класса задач эффективным методом является применение методов нечеткой логики. Данный подход позволяет увеличить эффективность методов классической логики при помощи использования набора правил, представляющих формализованный опыт экспертного сообщества, что позволяет построить систему, оказывающую поддержку при принятии управленческих решений даже при неполноте исходных данных.

На рис. 1 приводится структура системы. Для создания модели применен программный пакет Matlab Simulink с расширением Fuzzy Logic Toolbox [6, 7].

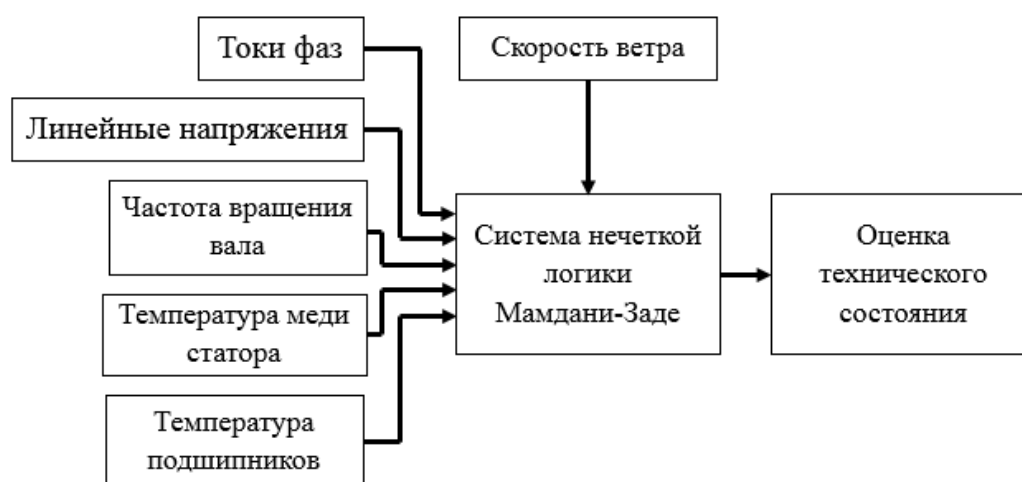


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга технического состояния ветроэнергетической установки

Перечень задействованных диагностических параметров включает: токи фаз статора СГ, линейные напряжения статора СГ, частоту вращения вала СГ, температуру меди статора СГ, температуру подшипников и скорость ветра. Выходным сигналом является оценка технического состояния ветроустановки, формируемая системой нечеткого вывода по алгоритму Мамдани – Заде [8]. Физические величины выражаются в относительных единицах. На рис. 2 приведен вид функций принадлежности используемых диагностических параметров. Для переменной «Токи фаз» используются термины «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Линейные напряжения» используются термины «Низкий» («Low»), «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Частота вращения вала» используются термины «Низкий» («Low»), «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Температура меди статора» используются термины «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Температура меди статора» используются термины «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Температура подшипников» используются термины «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High»). Для переменной «Скорость ветра» используются термины «Низкий» («Low»), «Нормальный» («Normal») и «Высокий» («High») [9, 10].

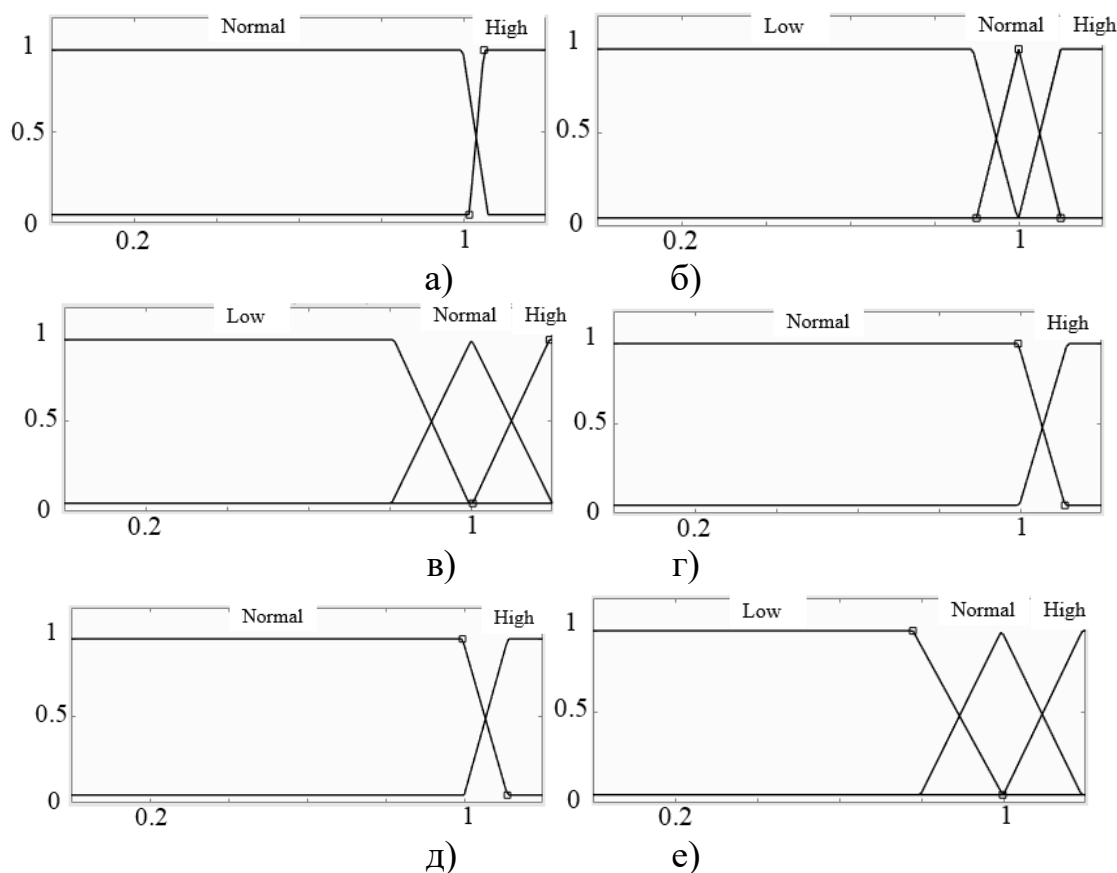


Рис. 2. Функции принадлежности переменных:

а – токи фаз; б – линейные напряжения; в – частота вращения вала; г – температура меди статора; д – температура подшипников; е – скорость ветра

На рис. 3 представлены функции принадлежности выходной переменной «Оценка технического состояния», которая характеризуется терминами «Аварийный» («Alarm»), «Предупредительный» («Warning») и «Нормальный» («Normal») уровень.

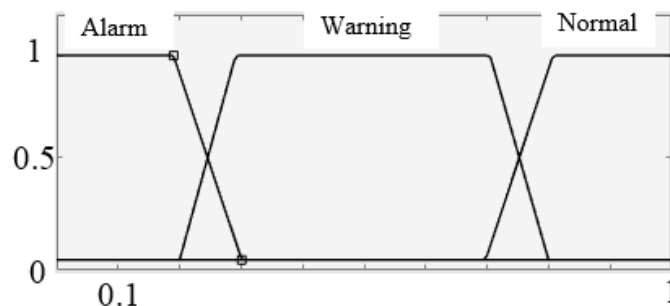


Рис. 3. Функции принадлежности выходной переменной

Визуально оценить взаимосвязь между входными сигналами системы и выходной величиной можно при помощи построенных поверхностей нечеткого вывода системы. При построении графиков величины неиспользуемых переменных принимаются равными единице. Поверхности нечеткого вывода системы представлены на рис. 4.

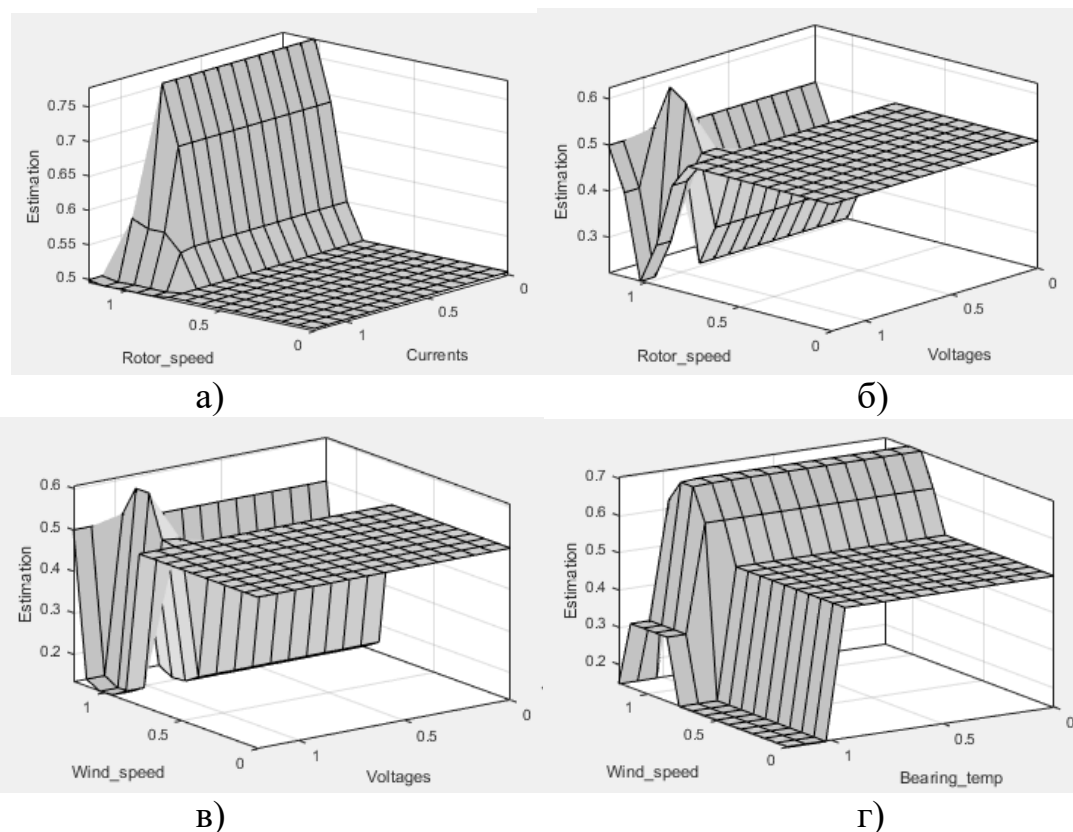


Рис. 4. Поверхности нечеткого вывода системы:

а – частота вращения вала - токи фаз; б – частота вращения вала - линейные напряжения; в – скорость ветра - линейные напряжения; г – скорость ветра - температура подшипников

Выводы

Данная система мониторинга технического состояния ветроэнергетической установки может быть использована для поддержки оператора при анализе диагностических данных электротехнического комплекса и принятии решений о проведении технического обслуживания и замене агрегатов. Методы нечеткой логики, используемые в системе, позволяют формализовать опыт экспертов в данной области, а также применить к полученной в результате работы системы оценке процедуры статистической обработки и прогнозирования с целью предупреждения аварийных ситуаций.

Библиографический список

1. Renewable capacity highlights 31 March 2020, International Renewable Energy Agency (IRENA), [Электронный ресурс]. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf (дата обращения 19.03.2020).
2. Электроэнергия первого ветропарка Росатома поступила на оптовый рынок [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosatom.ru/journalist/news/elektroenergiya-pervogo-vetroparka-rosatoma-postupila-na-optovyy-rynok/> (дата обращения 19.03.2020).
3. **Стеклов, А.С.** Применение экспертных систем для обработки результатов диагностирования / А.С. Стеклов, В.Г. Титов, А.В. Серебряков // Научный альманах. – 2015. - 10–3. – Тамбов, 2015. – С. 247–250.
4. **Саушев, А. В.** Области работоспособности электротехнических систем / А. В. Саушев. - СПб.: Политехника, 2013. - 412 с.
5. **Серебряков, А.В.** Мониторинг и прогнозирование технического состояния автономных электротехнических комплексов / А. В. Серебряков, А. С. Стеклов, В. Г. Титов. - Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева. - Нижний Новгород, 2018. - 174 с.
6. FuzzyLogicToolbox™ User'sGuide [Электронный ресурс]. – URL: https://au.mathworks.com/help/releases/R2015b/pdf_doc/fuzzy/fuzzy.pdf (дата обращения 10.03.2020).
7. Fuzzy Logic Toolbox [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy> (дата обращения 11.03.2020).
8. What Is Mamdani-Type Fuzzy Inference? [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/what-is-mamdantype-fuzzy-inference.html/> (дата обращения 10.03.2020).
9. **Кочеганов, Д.М.** Применение аппарата нечеткой логики для оценки качества функционирования синхронного генератора / Д.М. Кочеганов, А.В. Серебряков // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): сб. тр. – 2019. - С. 186 – 189.
10. **Кочеганов, Д.М.** Система оценки качества функционирования преобразователя частоты с использованием нечеткой логики/ Д.М.Кочеганов, А.В. Серебряков // Интеллектуальная электротехника. – 2019. - №4 (8). - С. 27 – 34.

УДК 621.314

DOI 10.46960/39255930_2020_95

В.А. Лавриненко

ПУСК ЭЛЕКТРОПРИВОДА ВЕНТИЛЯТОРНОЙ УСТАНОВКИ С КОНДЕНСАТОРНЫМ АСИНХРОННЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова

Приведены особенности работы, механические характеристики и расчетные осциллограммы тока, напряжения на конденсаторе и скорости вращения в режиме пуска электропривода вентиляторной установки с конденсаторным асинхронным двигателем.

Features of work, mechanical performances and calculated oscillograms of current, voltage, torque and speed in the starting duty for an electric drive of a fan unit with a capacitor induction motor are given.

Ключевые слова: электропривод, вентиляторная установка, пуск.

Key words: electric drive, fan unit, start.

Электропривод развивается в направлении наиболее эффективного преобразования энергии и информации с применением микроконтроллеров [7]. Прямой пуск электропривода малой мощности является актуальным в случае его применения в недорогих технических системах.

При отсутствии трехфазной питающей сети асинхронный двигатель с трехфазной обмоткой статора можно использовать в режиме однофазного питания. В этом случае две из трех фаз непосредственно включаются в сеть, а третья подключается к напряжению питания через конденсатор C (рис. 1).

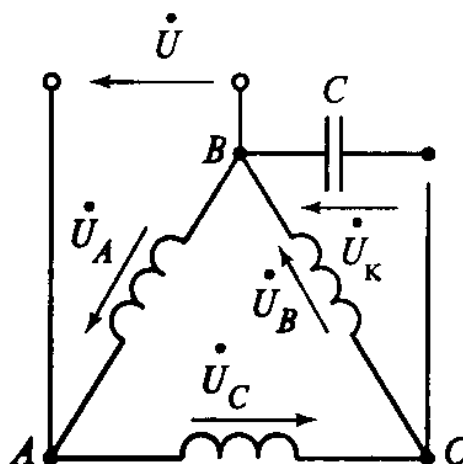


Рис. 1. Схема электрическая принципиальная конденсаторного двигателя с трехфазной обмоткой статора

При одном и том же значении мощности вспомогательной обмотки емкость фазосдвигающего конденсатора для двигателя с трехфазной обмоткой в $4/\sqrt{3}$ раз больше емкости конденсатора, который требуется для двигателя с двухфазной обмоткой [1, 3-5].

Преимуществом двигателя с трехфазной обмоткой является более низкое напряжение на конденсаторе по сравнению с двигателем с двухфазной обмоткой. Как правило, номинальное напряжение конденсатора в двигателе с трехфазной обмоткой равно 300 В, а в двигателе с двухфазной обмоткой - 450 В.

Недостатками электропривода с конденсаторным асинхронным двигателем являются малый пусковой момент при большом пусковом токе и большой емкости конденсатора, сильная зависимость момента от напряжения питания. Например, пусковой момент конденсаторного двигателя более чем в восемь раз меньше пускового момента трехфазного двигателя (рис. 2).

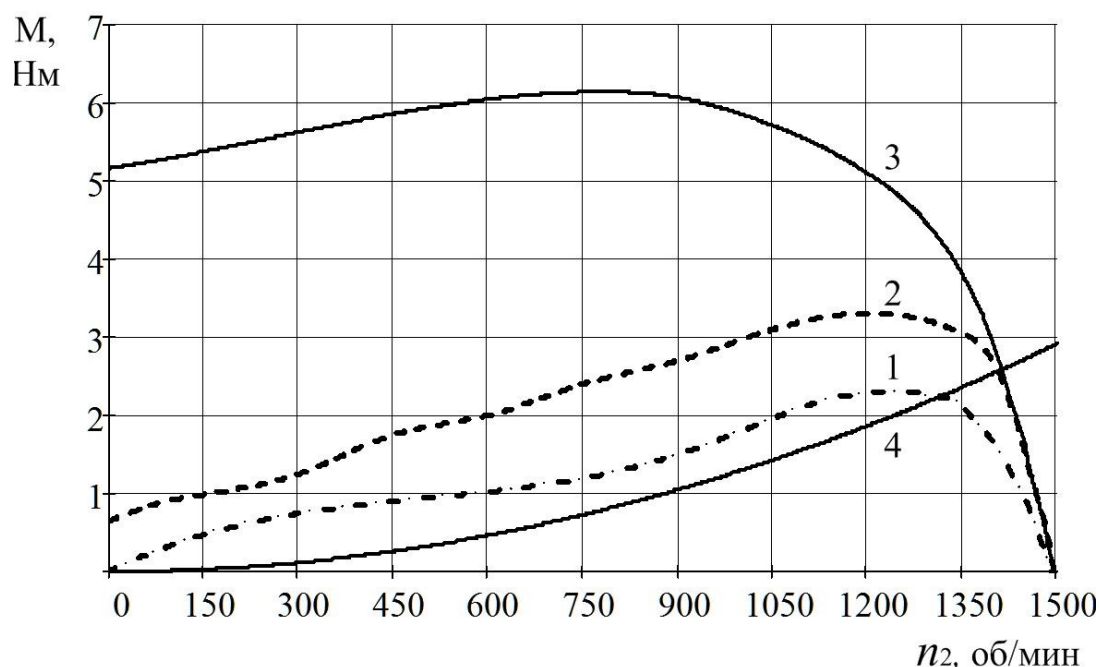


Рис. 2. Механические характеристики двигателя АИР63В4 в различных схемах питания: 1 – однофазная сеть; 2 – с рабочим конденсатором емкостью 32 мкФ; 3 – трехфазная сеть; 4 – механическая характеристика вентилятора

Пусковой момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения

$$M_k = \frac{3 \cdot U_1^2}{2 \cdot \omega_1 \cdot \left(R_1 \pm \sqrt{R_1^2 + X_k^2} \right)},$$

где M_k – пусковой момент, Нм; U_1 – напряжение, В; $\omega_1 = 2 \cdot \pi \cdot f_1 / p_1$ – угловая скорость; f_1 – частота сети, Гц; p_1 – число пар полюсов обмотки статора; R_1 – активное сопротивление обмотки статора, Ом; $X_k = X_{1\sigma} + X_{2\sigma}$ – индуктивное сопротивление

тивление короткого замыкания, Ом; $X_{1\sigma}, X_{2\sigma}$ - индуктивные сопротивления рассеяния обмоток статора и ротора, соответственно, Ом.

С увеличением емкости конденсатора пусковой момент увеличивается, достигает максимального значения и затем уменьшается. Например, для создания кругового магнитного поля при пуске в ход двигателя с трехфазной обмоткой АИРЕ63В4 требуется конденсатор емкостью около 100 мкФ. Однако включать конденсатор с такой емкостью на длительное время нельзя, так как увеличиваются ток и напряжение на конденсаторной фазе. Конденсатор емкостью 36 мкФ обеспечивает надежный и быстрый запуск электропривода.

Опасны синхронные моменты при неподвижном роторе, вызывающие колебания пускового момента при повороте ротора. Максимальное значение начального пускового момента двигателя АИРЕ63В4 равно 0,96 Н·м, минимальное 0,62 Н·м. За начальный пусковой момент по ГОСТ16284.0-85 принимается наименьшее из измеренных значение момента, равное 0,62 Н·м.

Большой вклад в развитие теории асинхронных двигателей внесли Адаменко А.И., Беспалов В.Я., Веников В.А., Ефименко Е.И., Иванов-Смоленский А.В., Казовский Е. Я., Кононенко Е.В., Копылов И.П., Костенко М.П., Лопухина Е.М., Мамедов Ф.А., Мощинский Ю.А., Петров Г.Н., Сипайлов Г.А., Семенчуков Г.А., Сомихина Г.С., Трещев И. И., Хрущев В.В., Чечет Ю.С., Юферов Ф.М. и др.

В области исследования переходных процессов в электроприводе следует отметить работы Браславского И.Я., Булгакова А.А., Ключева В.И., Москаленко В.В., Онищенко Г.Б., Поздеева А.Д., Рудакова В.В., Сабина Ю.А., Сандлера А.С., Соколова М. М., Соколовского Г.Г., Чиликина М.Г. и др.

В технической литературе [1-5, 8-14] представлено достаточно большое количество информации по особенностям применения однофазных асинхронных двигателей малой мощности. В [15] исследуется процесс пуска конденсаторного асинхронного двигателя с трехфазной обмоткой статора. За счет регулирования емкости конденсатора по определенной автором зависимости удалось уменьшить время пуска, броски тока и момента, значение пульсирующего момента конденсаторного асинхронного двигателя.

Целью данной статьи является уточнение влияния различных схем питания на механические характеристики электропривода с асинхронным двигателем АИР63В4, а также исследование особенностей пуска.

Технические характеристики трехфазного и конденсаторного двигателей приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики трехфазного и конденсаторного двигателей

Тип двигателя	P_n , кВт	n_n , об/мин	К.п.д., %	I_n , А	$\cos\varphi$	I_p/I_n	M_p/M_n	M_{\max}/M_n	C , мкФ
АИР63В4	0,37	1500	68	5,0	0,7	2,1	1,18	2,2	-
АИРЕ63В4	0,25	1500	61	2,0	0,92	3,5	0,35	1,7	14

Для исследования динамических режимов работы электропривода была составлена математическая модель двухфазного асинхронного двигателя. Уравнения электрического равновесия получены для неподвижной системы координат α , β , когда оси связаны со статором [2]. Система уравнений решалась методом Рунге-Кутты. Результаты расчетов пусковых характеристик двигателя АИР63В4 показаны на рис. 3-5.

В условиях эллиптического магнитного поля электромагнитный момент двигателя содержит пульсирующую составляющую, наличие которой приводит к увеличению длительности переходного процесса запуска электропривода и колебаниям скорости вращения ротора около установившегося значения. Пуск электропривода до скорости вращения 1390 об/мин продолжается в течение 0,9 с (рис. 3).

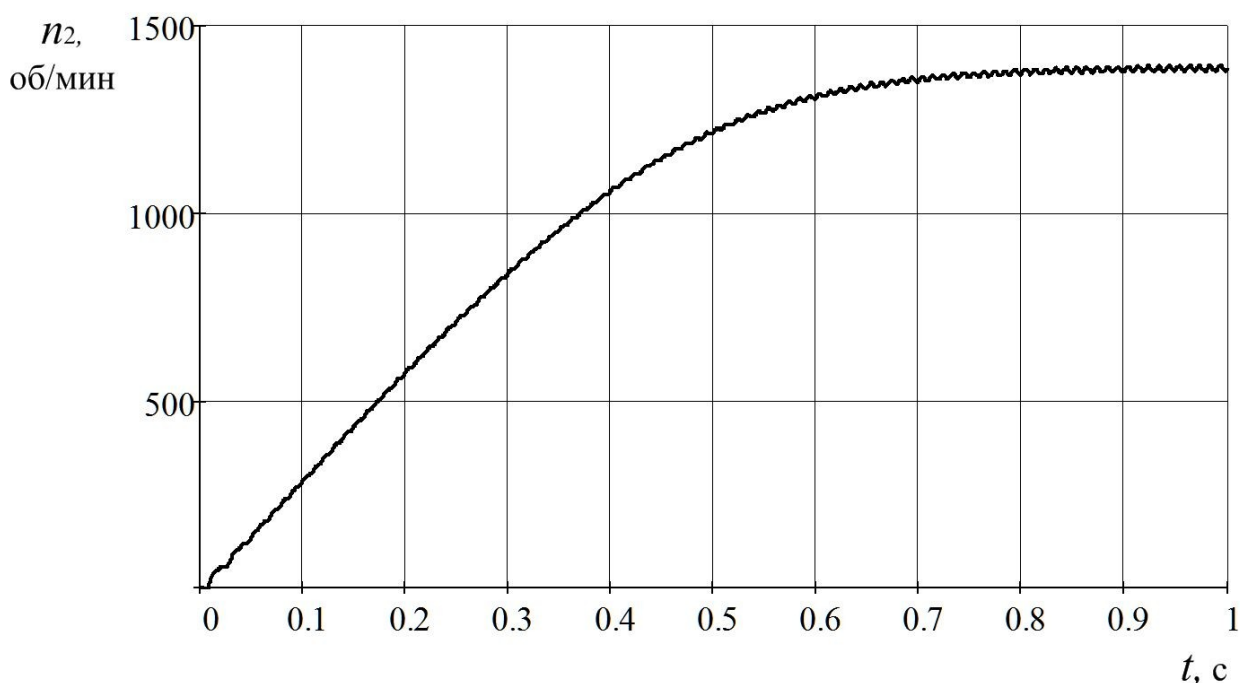


Рис. 3. Расчетная зависимость скорости вращения от времени при пуске двигателя АИР63В4

Амплитудное значение тока при запуске электропривода с конденсаторным двигателем АИР63В4 и с емкостью 32 мкФ может достигать 7,15 А в течение 0,05 с (полупериода изменения тока). Пусковой ток превышает установившееся значение тока в 3,6 раза (рис. 4). В паспорте конденсаторного двигателя АИР63В4У3 с двухфазной обмоткой пусковой ток ограничен значением, равным $3,5 \cdot I_n$. Ударное значение тока практически не зависит от нагрузки на валу. С увеличением момента сопротивления возрастает лишь время пуска электропривода.

Напряжение на конденсаторе увеличивается и достигает установившегося значения в течение 0,5 с (рис. 5).

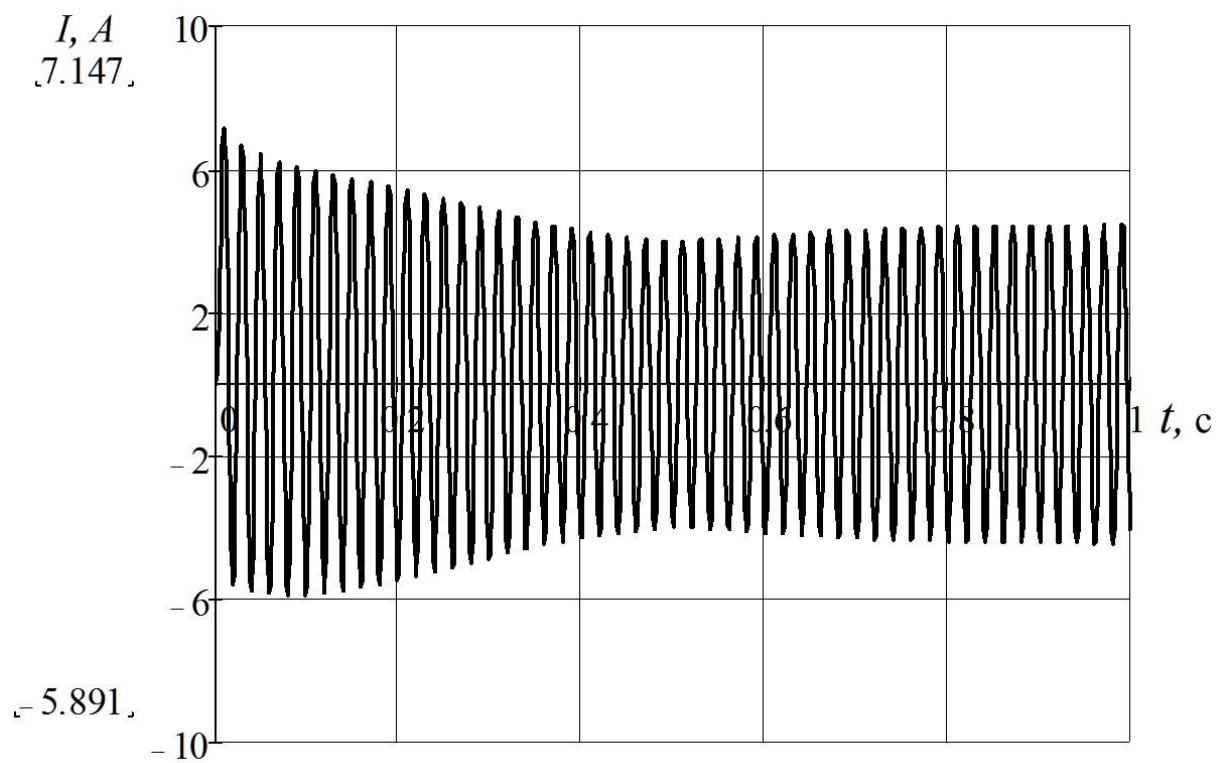


Рис. 4. Расчетная осциллограмма тока двигателя АИРЕ63В4 при пуске

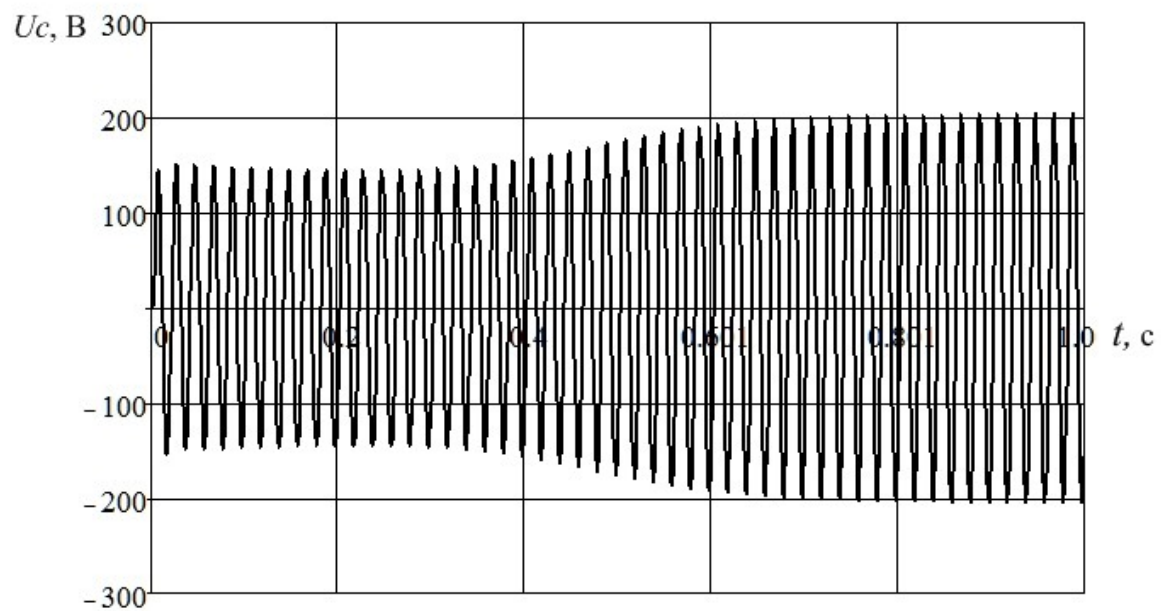


Рис. 5. Расчетная осциллограмма напряжения на конденсаторе

Электропривод с асинхронным двигателем относится к категории потребителей, наиболее чувствительных к колебаниям напряжения. Остаются актуальными работы по компенсации провала напряжения при пуске двигателей, параллельно подключенных к одной секции шин или к маломощным электросетям.

При подключении электропривода с асинхронным двигателем к источнику питания малой мощности будет снижаться напряжение при его запуске. *Понижение напряжения питания на 10 % вызывает уменьшение электромагнитного момента двигателя примерно на 19 %.* Отмеченный недостаток асинхронного двигателя должен учитываться при питании двигателей от маломощных электросетей (например, в сельских районах) [4, 6].

Выводы

1. Мощность конденсаторного двигателя в зависимости от характера нагрузки на валу уменьшается в 1,5-2 раза в сравнении с трехфазным режимом работы.

2. Пуск электропривода с конденсаторным асинхронным двигателем затруднен вследствие малого пускового момента.

3. Работа электропривода с конденсаторным асинхронным двигателем характеризуется колебаниями скорости вращения ротора около установившегося значения.

Библиографический список

1. **Адаменко, А.И.** Однофазные конденсаторные двигатели / А.И. Адаменко. - Киев: Изд-во АН УССР, 1960. - 248 с.
2. **Копылов, И.П.** Математическое моделирование электрических машин / И.П. Копылов. - М.: Высш. шк., 1987. - 248 с.
3. **Лопухина, Е.М.** Автоматизированное проектирование электрических машин малой мощности: учеб. пособие / Е.М. Лопухина, Г.А. Семенчуков. - М.: Высш. шк., 2002. - 511 с.
4. **Астахов, Н.В.** Испытание электрических микромашин / Н.В. Астахов [и др.]. - М.: Высш. шк., 1984. - 272 с.
5. **Осин, И.Л.** Электрические машины автоматических устройств: учеб. пособие для вузов / И.Л. Осин, Ф.М. Юферов. - М.: Изд-во МЭИ, 2003. - 424 с.
6. **Лавриненко, В.А.** Анализ характеристик регулируемых асинхронных микродвигателей бытового назначения // Электротехника. - 1994. - № 1. - С. 15-18.
7. **Лавриненко, В.А.** Тенденции развития электромеханических систем // Всерос. электротехн. конгресс ВЭЛК-99. - Москва, 1999. - Т.1. - С. 155-157.
8. **Lavrinenko, V.** Mathematical model of small induction motors with magnetic asymmetry // Proceedings of IPEMC'2000. The Third International Power Electronics and Motion Control Conference / Tsinghua University, Beijing, China, August 15-18, 2000, vol. 3, pp. 1342-1346.
9. **Lavrinenko V.** Mathematical model of small induction machines / International XII Symposium on Micromachines and Servodrives // Kamien Slaski, Poland, 10...14, IX, 2000, vol. II, pp. 428-435.

-
10. Electromechatronic system with small induction motor / Lavrinenko V., Danilov A., Kuzin N., Goncharov I. Proceedings of the Fifth International Conference on Unconventional Electromechanical and Electrical System // Technical University of Szczecin, Szczecin and Miedzzydroje, Poland, September 5-8, 2001, vol. 3, pp. 929-932.
 11. Theory and design of small motors / Lavrinenko V., Piyenko G., Danilov A., Kuzin N., Goncharov I. // Sixth International Conference on Advanced Methods in the Theory of Electrical Engineering Applied to Power Systems (AMTEE'2003). Pilsen, Czech Republic, 10-12 September 2003, pp. 34-37.
 12. Исследование и разработка двухфазных асинхронных и трехфазных синхронных двигателей, выполненных на основе асинхронных двигателей серии 4А : отчет НИР / Чуваш. ун-т.; научн. рук. С.В.Покровский. - Чебоксары, 1982. - № гос. рег. 80013535.
 13. Модернизация электродвигателей для стиральных машин: отчет НИР: / Чуваш.ун-т; Е.И. Ефименко [и др.]. - Чебоксары, 1992. - № гос. рег. 01920012235.
 14. **Лавриненко, В.А.** Разработка и проектирование однофазных асинхронных двигателей / В.А. Лавриненко, Р.А. Осипенко // сб. тр. молодых ученых и специалистов. - Чебоксары: Чуваш. ун-т., 2001. - С. 182-184.
 15. **Петров, А.П.** Исследование асинхронных конденсаторных двигателей с трехфазными обмотками: автореф. дис. канд. техн. наук. - М.: МЭИ, 1999. - 20 с.

УДК 621.313.334

DOI 10.46960/39255930_2020_102

В.Н. Мещеряков¹, Д.С. Сибирцев²**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В СИНХРОНИЗИРОВАННОМ
ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ**

Липецкий государственный технический университет

Среди регулируемых приводов переменного тока распространение получили асинхронные двигатели с фазным ротором. Они устанавливались на конвейеры, транспортеры, краны [1,2]. Это было обусловлено относительной простотой регулирования частоты вращения двигателя посредством воздействия на роторную цепь. Внедрение частотного способа регулирования в таких приводах осложняется тем, что большинство преобразователей частоты рассчитано на применение в приводах, в составе которых установлен асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором. Замыкание фазной обмотки накоротко приводит к значительному увеличению потерь в процессе разгона и регулирования скорости двигателя. Если обмотку статора асинхронного двигателя с фазным ротором подключить к преобразователю частоты, а обмотку ротора к звену постоянного тока этого преобразователя, двигатель будет обладать свойствами синхронного [3]. Электропривод получает возможность работы в широком диапазоне, а характеристики двигателя абсолютно жесткие [4]. Реализация подобного способа управления представлена в данной статье. Работа системы управления исследована с помощью моделирования в программном пакете Matlab Simulink. Дана характеристика полученным результатам.

Asynchronous motors with a phase rotor were most widely used among adjustable-speed AC drives. They were used for conveyors, transporters, cranes. That was due to the relative simplicity to adjust the motor speed by acting on the rotor chain. The introduction of a frequency control method in such drives is now complicated by the fact that most frequency converters are designed to be used in drives with a cage asynchronous motor. Shorting of a phase winding leads to highly increased losses during acceleration and motor speed control. If the stator winding of a wound-rotor asynchronous motor is connected to a frequency converter and the rotor winding is connected to a DC link of this converter, the motor will have properties of a synchronous one. The electric drive is able to work in a wide range, while motor characteristics are absolutely rigid. The implementation of such control method is presented in this article. The control system operation has been tested with simulation in the Matlab Simulink software pack. The obtained results are defined as follows.

Ключевые слова: синхронизированный асинхронный привод, автономный инвертор тока, релейный регулятор тока.

Key words: synchronized asynchronous drive, independent current inverter, relay current controller.

Введение

Асинхронный двигатель с фазным ротором может быть переведен в синхронный режим путем подачи постоянного тока в обмотку ротора. Одним из преимуществ синхронного режима является способность двигателя изменять

величину и знак реактивной мощности при регулировании величины тока возбуждения [5, 6]. При прямом подключении обмотки статора к питающей сети в случае перевозбуждения двигателя реактивная мощность отдается в питающую сеть, а при недо возбуждении потребляется из сети, поэтому имеется принципиальная возможность воздействия на процесс обмена энергией между двигателем и системой электроснабжения путем регулирования тока возбуждения мощных синхронизированных асинхронных двигателей [7]. Целью работы является синтез системы управления синхронизированным асинхронным электроприводом.

Синтез системы управления

Асинхронный двигатель с фазным ротором, работающий в синхронном режиме, для обеспечения устойчивой работы в режиме пуска, осуществляемого с помощью задатчика интенсивности, требует точного задания темпа разгона с его коррекцией при изменении момента инерции механизма. Поэтому в системе автоматического управления синхронизированным электроприводом, построенным на базе инвертора тока, для повышения устойчивости введен дополнительный внутренний контур регулирования тока статора, подчиненный контуру регулирования скорости двигателя. Внутренние контуры регулирования фазных токов статора построены на базе релейного регулятора тока. Структурная схема синхронизированного электропривода представлена на рис. 1. В ее состав входит выпрямитель 1 и инвертор 2, электродвигатель 3. На валу двигателя установлен датчик скорости 5, с помощью датчиков 4 в систему управления 6 поступают сигналы напряжений и токов.

В режиме пуска частота тока статора формируется с помощью задатчика интенсивности [8]. В момент достижения заданной частоты тока статора система управления переходит в режим работы на требуемой скорости [9]. Регулятор тока работает по принципу релейного управления. В результате сравнения на выходах сумматоров получаем разницу между заданным и действительным значениями тока в фазах. Полученные сигналы поступают на входы блоков гистерезиса. Далее сигнал с выхода блоков гистерезиса поступает на выход управления транзисторами соответствующей фазы. Частота переключений силовых транзисторов может составлять 10 кГц [4].

Для снижения колебаний ротора, возникающих в процессе пуска двигателя, в системе управления работает контур регулирования угла нагрузки θ , который производит коррекцию сигнала задания частоты тока статора.

Корректирующий коэффициент k выбран исходя из необходимости быстроты регулирования угла нагрузки.

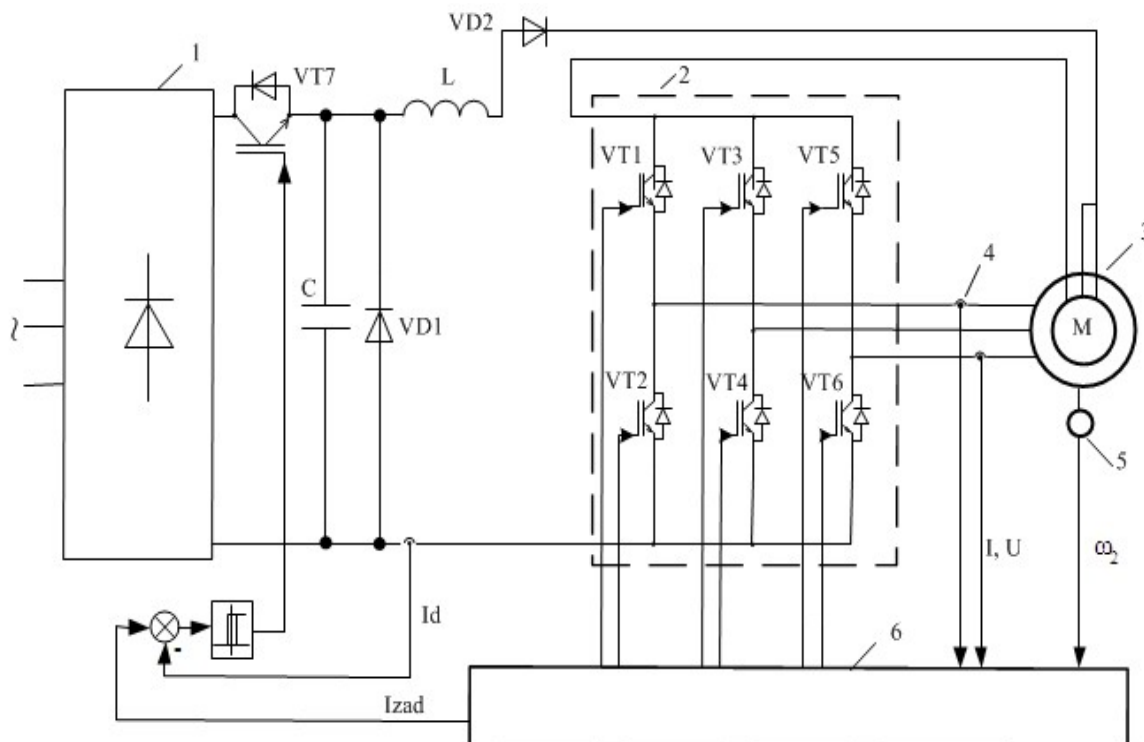


Рис. 1. Структурная схема синхронизированного электропривода

Схема блока управления представлена на рис. 2

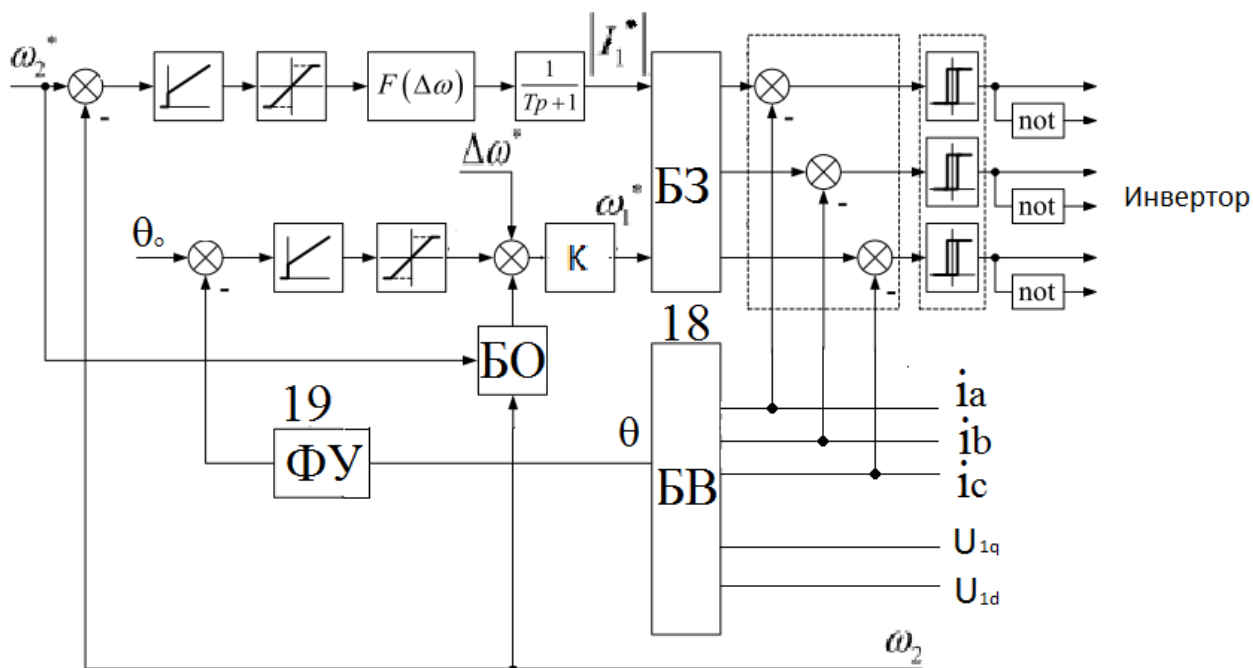


Рис. 2. Схема блока управления

Для того чтобы система была устойчивой, коэффициент задается меньше

единицы, но его увеличение повышает быстродействие контура регулирования угла нагрузки. Исходя из этого, целесообразно определять k самостоятельно для каждого отдельного электропривода.

Постоянная времени определяется частотой свободных колебаний системы электропривода, она не должна быть меньше этой частоты [10]. Чрезмерное же увеличение ее приводит к ухудшению динамических характеристик системы при изменении нагрузки на валу [11]. В режиме пуска темп изменения сигнала задания частоты задается задатчиком интенсивности, настроенным исходя из величины суммарного момента инерции электропривода и требуемого ускорения [4]. Если выбранный темп разгона несколько завышен и ротор двигателя не успевает изменять свою скорость с заданным темпом, обеспечивается корректировка темпа разгона и частоты тока статора [8].

Результаты

Предложенная система смоделирована в Matlab Simulink (рис.3). Результаты моделирования представлены на рис.4.

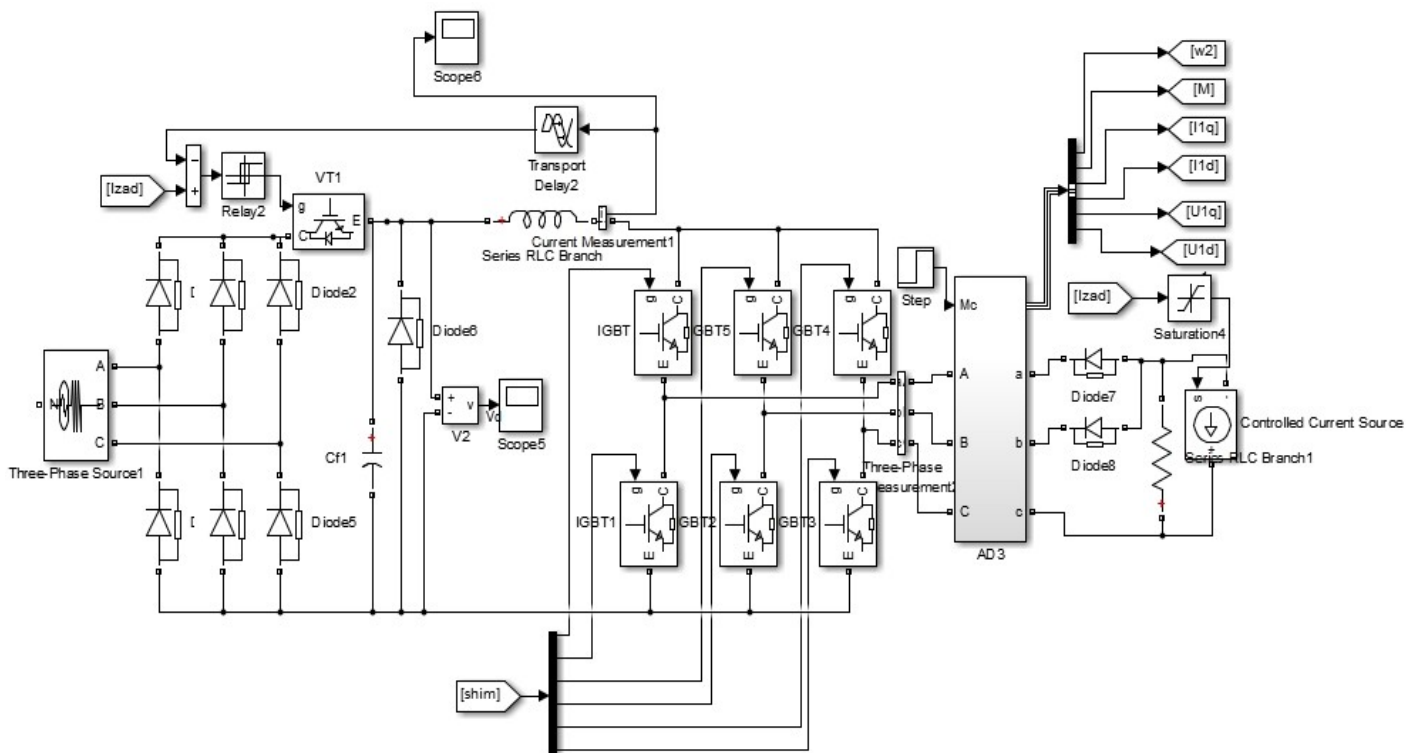


Рис. 3. Окно модели в Matlab Simulink

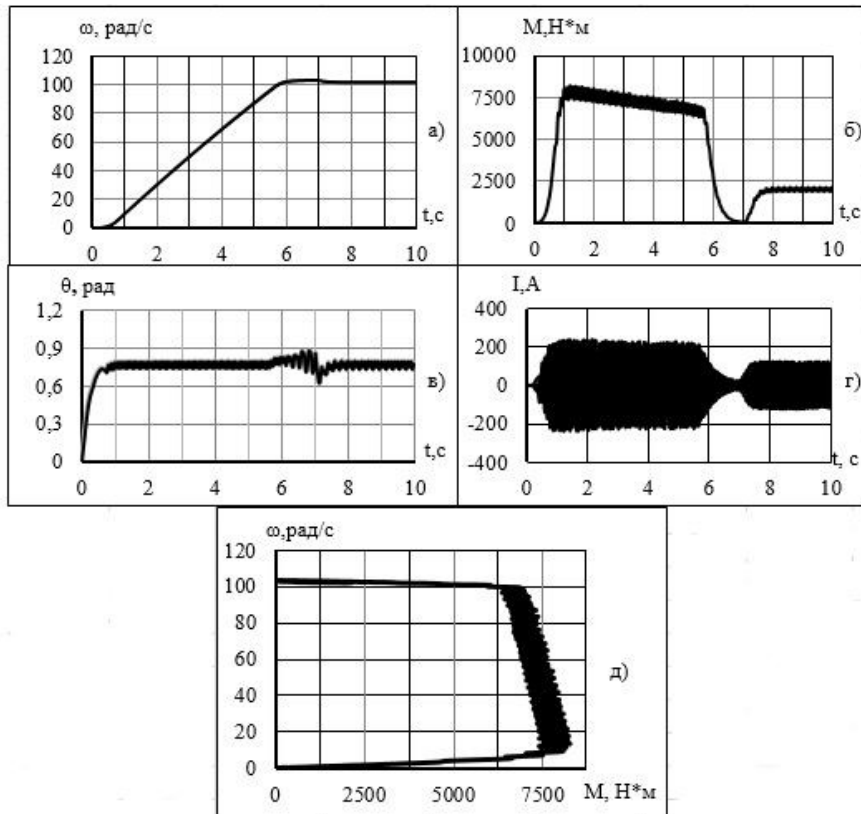


Рис. 4. Результаты моделирования

Выводы

1. В работе разработана и смоделирована система управления синхронизированным асинхронным электроприводом.
2. Поскольку на устойчивость рассматриваемого электропривода большое влияние оказывает величина угла нагрузки, в системе управления была осуществлена коррекция мгновенного задания на скорость с целью поддержания в пусковом режиме постоянной величины этого угла.
3. Введенная в скалярную систему управления векторная коррекция переменных позволяет в любой момент времени ориентировать вектор тока статора относительно вектора потокосцепления ротора.
4. В системе управления синхронизированного частотного электропривода обеспечена стабилизация пускового момента, что позволяет использовать данный ЭП на механизмах с циклическим режимом работы.

Статья написана при поддержке гранта РФФИ 19-48-480001 «Разработка, исследование и оптимизация энергосберегающих электротехнических и электроприводных автоматизированных комплексов для плазменных, электроталлошлаковых и индукционных технологий и агрегатов».

Библиографический список

1. **Белов, М.П.** Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов / М.П. Белов, А.Д. Новиков, Л.Н. Рассудов. - М.: Академия, 2007.– 576 с.
2. **Rodriguez, J.** Highperformancecontrolstrategiesforelectricaldrives: anexperimentalassessment. / R.M. Kennel, J.R. Espinoza, M. Trincado, C.A. Silva, C.A. Rojas // IEEETrans. Ind. Electron. 2012, 59, 812–820.
3. **Мещеряков, В.Н.** Синхронизированная асинхронная машина на базе асинхронного двигателя с фазным ротором / В.Н. Мещеряков, А.М. Башлыков // Электротехнические комплексы и системы управления. - 2012. - № 1. - С.36-41.
4. **Мещеряков, В. Н.** Система скалярного частотного управления синхронизированной асинхронной машиной с питанием обмоток статора и ротора от автономного инвертора тока /В.Н. Мещеряков, А.М. Башлыков, О.В. Мещерякова // Современные сложные системы управления X HTCS'2012: материалы Международной научно-технической конференции. Старый Оскол: ТНТ.– 2012. –С. 50–52.
5. **Омельченко, Е.Я.** Исследование электрических характеристик синхронизированного асинхронного двигателя / Е.Я. Омельченко, О.А. Тележкин // Актуальные проблемы современной науки, техники, образования. Материалы 70-й межрегиональной научно-технической конференции. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорского гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2012. - С.6-9.
6. **Peña, J. M.** Implementation of V/f scalar control for speed regulation of a three-phase induction motor. /J. M. Peña, E. V. Díaz// ANDESCON. Arequipa, 2016, pp. 1-4.
7. **Boldea, I.** V/f and I-f control of AC motor drives: An overview. 2015 Intl Aegean Conference on Electrical Machines & Power Electronics (ACEMP), /I. Boldea, A. Moldovan, L. T. Scalar // 2015 Intl Conference on Optimization of Electrical & Electronic Equipment (OPTIM) & 2015 Intl Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems (ELECTROMOTION). Side, 2015, pp. 8-17.
8. **Мещеряков, В.Н.** Применение беспойсковой адаптивной системы для управления ЭП с вентильным двигателем / В.Н. Мещеряков, В.Г. Карантаев// Электротехнические комплексы и системы. –2006.– №2.– С. 38–40.
9. **Мещеряков, В.Н.** Частотный асинхронный электропривод с коррекцией фазового сдвига между моментобразующими векторами / В.Н. Мещеряков, Д.С. Сибирцев// Системы управления и информационные технологии. –2017.– №2 (68).– С. 48–57.
10. **Омельченко, Е.Я.,** Анализ магнитодвижущих сил трехфазной обмотки ротора синхронизированного асинхронного двигателя / Е.Я. Омельченко, В.О. Моисеев, О.А. Тележкин // Электротехнические системы и комплексы: Межвузовский сб. науч. тр. - Магнитогорск: Изд-во Магнитогорского гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2012. Вып. 20. - С.91-94.
11. **Sung, W.** An energy-efficient and robust control for high-performance induction motor drive with an application in electric vehicles /W. Sung, J. Shin, Y. Jeong, // IEEE Trans. Veh. Technol. 2012, 61, 3394–3405.

УДК 62-52:656.56

DOI 10.46960/39255930_2020_108

Е.А. Сердечная

ЧАСТОТНЫЙ СИНТЕЗ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ С НЕИЗМЕРЯЕМЫМ ВЫХОДОМ

Воронежский государственный технический университет, г. Воронеж

Решается проблема структурной неразрешимости задачи частотного синтеза систем регулирования электроприводами с неизмеряемым выходом. Предлагается переход к эквивалентной системе с обратной связью по выходной величине. С помощью частотного синтеза находится корректирующее звено в эквивалентной системе, а затем преобразуется в звено коррекции для реальной САР, обеспечивая заданные показатели качества.

The problem of structural unsolvability of the problem of frequency synthesis of control systems with electric drives with non-measurable output is solved. It is proposed to switch to an equivalent system with feedback on the output value. Using frequency synthesis, a correction link is found in the equivalent system, and then converted into a correction link for the real ATS, providing the specified quality indicators.

Ключевые слова: электропривод, частотный синтез, автоматическое управление.

Key words: electric drive, frequency synthesis, automatic control.

Введение

В настоящее время методы синтеза и анализа систем автоматического управления электроприводами [1-2] с помощью частотных характеристик (ЛАЧХ и ЛФЧХ-логарифмической амплитудной и фазовой частотных характеристик) не вызывают широкого научного интереса, однако эти методы по-прежнему востребованы благодаря своей наглядности и ясности физического смысла [3]. Вместе с тем, на практике встречаются электроприводы, возможность синтеза которых частотными методами не является очевидной. В настоящей работе рассматриваются системы с неизмеряемым выходом, то есть такие системы, в которых нет возможности установить датчик регулируемой величины, и обратная связь замыкается по тем координатам, которые доступны измерению (рис. 1).

На рис. 1 представлена структурная схема распространённой системы управления электроприводом с упругой связью между двигателем и исполнительным механизмом, при этом датчик из конструктивных соображений установлен на двигателе, то есть отрицательная обратная связь (ООС) замыкается не по регулируемой величине ω_2 .

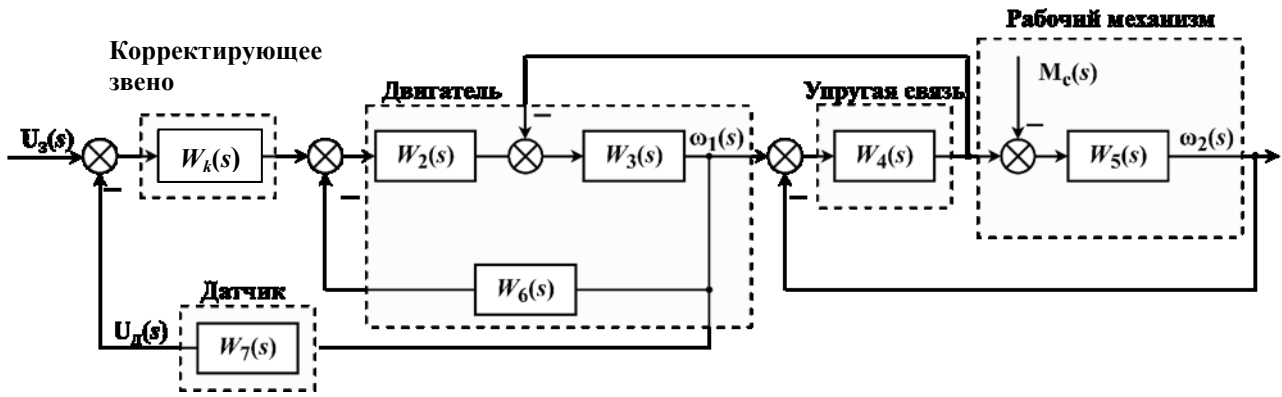


Рис. 1. Структурная схема управления электроприводом

К представленной структуре невозможно применить типовые процедуры частотного синтеза и анализа, так как они предполагают приведение исходной структуры к системе с единичной ООС.

Возможность такого приведения рассматриваемой структуры к типовому виду вытекает из существования в системе внутренних обратных связей, благодаря которым информация о регулируемой величине ω_2 присутствует на выходе датчика ω_1 . Выполним соответствующие преобразования.

1. Построение эквивалентной структуры

Схему на рис. 1 требуется преобразовать так, чтобы она приняла вид типовой структуры с единичной ООС с некоторыми передаточными функциями замкнутой системы $W_g(s)$ и $W_f(s)$, связывающей $U(s)$, $M_c(s)$ и $\omega_2(s)$, рис. 2.

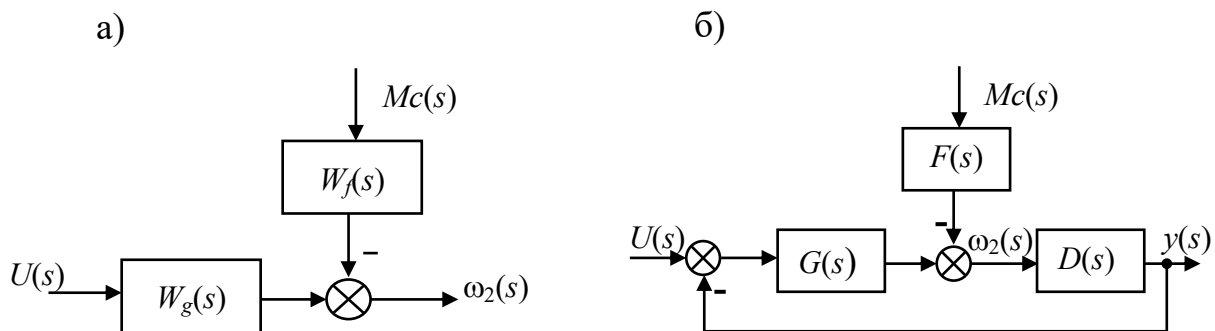


Рис. 2. Структура САР:

а) структура исходной замкнутой САР с неизмеряемым выходом $\omega_2(s)$; б) эквивалентная САР с типовой структурой

На рис. 2, а и 2, б обозначены: $W_g(s)$ – передаточная функция замкнутой системы по задающему воздействию $U(s)$; $W_f(s)$ – передаточная функция замкнутой системы по возмущающему воздействию $M_c(s)$.

Чтобы провести частотный синтез, построим структурную схему, эквивалентную схеме на рис. 2, а. Для этого представим её в виде, показанном на рис. 2, б.

На рис. 2, б указаны: $D(s)$ – известная передаточная функция датчика регулируемой величины $\omega_2(s)$; $G(s)$ и $F(s)$ – неизвестные передаточные функции эквивалентной системы.

Уравнение движения для $\omega_2(s)$ в САП по рис. 2, а:

$$\omega_2(s) = W_g(s)U(s) - W_f(s)Mc(s) \quad . \quad (1)$$

Уравнение движения для $\omega_2(s)$ в эквивалентной системе, рис. 2б:

$$\omega_2(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)D(s)}U(s) - \frac{F(s)}{1 + G(s)D(s)}Mc(s) \quad . \quad (2)$$

Условия эквивалентности структур:

$$W_g(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)D(s)}; \quad W_f(s) = \frac{F(s)}{1 + G(s)D(s)}. \quad (3)$$

Из условий эквивалентности находим искомые $G(s)$ и $F(s)$:

$$G(s) = \frac{W_g(s)}{1 - W_g(s)D(s)}; \quad F(s) = W_f(s) \left(1 + \frac{W_g(s)D(s)}{1 - W_g(s)D(s)} \right). \quad (4)$$

В результате получены все элементы типовой структуры рис. 2, б, удобной для приведения $Mc(s)$ ко входу задающего воздействия.

2. Частотный синтез системы управления

Введём в эквивалентную систему последовательное корректирующее звено $R(s)$ (рис. 2, б), а в исходную - последовательное корректирующее звено $W_k(s)$, (рис. 1) [4]. В эквивалентной структуре приведём момент сопротивления нагрузки к управляющему входу. Для медленно изменяющихся $Mc(t)$ приведённый момент $Mc_{np}(s)$ можно получить в виде:

$$Mc_{np}(s) := Mc(s) \cdot F(0) \cdot D(0). \quad (5)$$

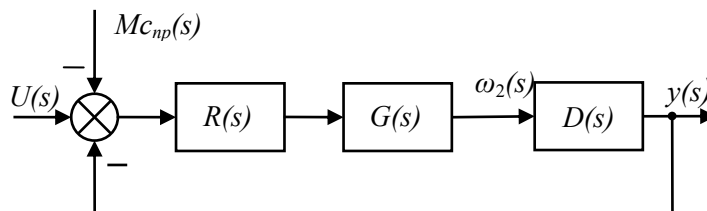


Рис. 3. Эквивалентная САП с корректирующим звеном $R(s)$

С помощью частотных методов по желаемой ЛАЧХ находим передаточную функцию корректирующего звена $R(s)$ эквивалентной системы (рис. 3).

Для нахождения неизвестной передаточной функции корректирующего звена $W_k(s)$ необходимо заново переписать уравнение движения исходной системы, учитывая, что корректирующее звено уже содержится в передаточной функции замкнутой системы по задающему воздействию – $W_g(s)$ и в передаточной функции замкнутой системы по возмущающему воздействию – $W_f(s)$:

$$\omega_2(s) = W_{g1}(s)U(s) - W_{f1}(s)Mc(s), \quad (6)$$

где $W_{g1}(s)$, $W_{f1}(s)$ —передаточные функции замкнутой системы (рис. 1) по задающему и возмущающему воздействию соответственно, включающие в себя корректирующее звено $W_k(s)$.

Уравнение движения для $\omega_2(s)$ в эквивалентной системе, рис. 2, б:

$$\omega_2(s) = \frac{G(s) \cdot R(s)}{1 + G(s) \cdot R(s) \cdot D(s)} U(s) - \frac{F(s)}{1 + G(s) \cdot R(s) \cdot D(s)} Mc(s) \quad (7)$$

Условия эквивалентности:

$$W_{g1}(s) = \frac{G(s) \cdot R(s)}{1 + G(s) \cdot R(s) \cdot D(s)}; \quad W_{f1}(s) = \frac{F(s)}{1 + G(s) \cdot R(s) \cdot D(s)}. \quad (8)$$

С учётом выражений (8), $G(s)$ и $F(s)$ будут выглядеть следующим образом:

$$G(s) = \frac{W_{g1}(s)}{1 - W_{g1}(s)D(s)}; \quad F(s) = W_{f1}(s) \left(1 + \frac{W_{g1}(s)D(s)}{1 - W_{g1}(s)D(s)} \right). \quad (9)$$

Из условия эквивалентности (8) по задающему воздействию выражаем передаточную функцию искомого корректирующего звена $W_k(s)$ через известные функции $G(s)$, $R(s)$, $D(s)$ и $W_{g1}(s), \dots, W_{f1}(s)$. Синтез завершён.

3. Практический пример

Для электропривода с упругой связью (рис.1) зададимся показателями качества: $\varepsilon=0,1$ В - допустимое значение ошибки, измеряемой в вольтах; $\sigma=10\%$ - допустимое перерегулирование; $t_r=1$ с - время регулирования.

По найденным в предыдущем пункте передаточным функциям $G(s)$ и $F(s)$ построим ЛАЧХ исходной и желаемой системы (рис.6). Строим ЛАЧХ корректирующего звена $R(s)$, используя формулу: $L_{жел} - L_{исх} = L_{кр}$.

По ЛАЧХ (рис.4) находим передаточную функцию корректирующего звена $R(s)$.

$$R(s) := \frac{k \cdot (T_1 \cdot s + 1)^2}{s^2} = \frac{4,44 \cdot s^2 + 5,03 \cdot s + 1,42}{s^2}. \quad (10)$$

Используя условия эквивалентности (8), находим передаточную функцию корректирующего звена $W_k(s)$ исходной системы.

$$W_k := \frac{4,44 \cdot (s + 1681) \cdot (s + 666,7) \cdot (s + 43,67) \cdot (s + 0,56)^2}{s^2 \cdot (s + 3261) \cdot (s - 690,8) \cdot (s - 22,28)}. \quad (11)$$

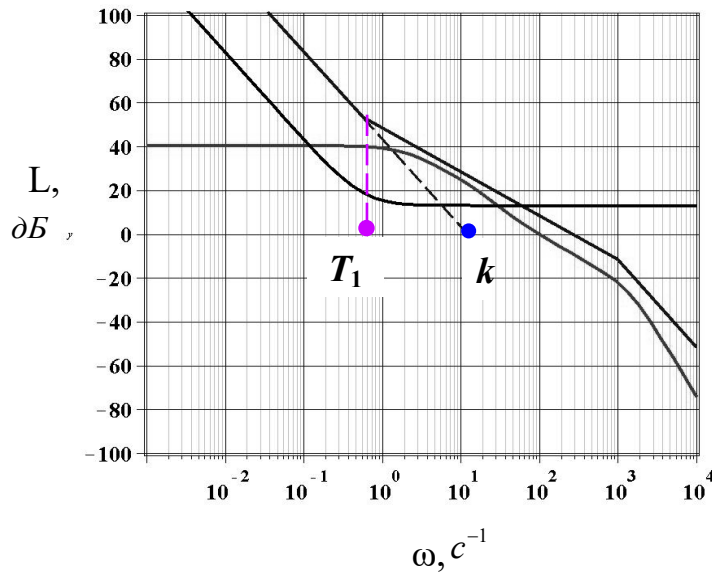


Рис. 4. Графики ЛАЧХ исходной, желаемой эквивалентной системы, а также ЛАЧХ корректирующего звена $R(s)$

Для проверки результатов синтеза построим переходные процессы эквивалентной и исходной систем с корректирующими звеньями $R(s)$ и $W_k(s)$ соответственно.

Задающее и возмущающее воздействия: $U(t) = 3 \cdot t + t^2$; $M_c(t) = 0,3 \cdot t^2$.

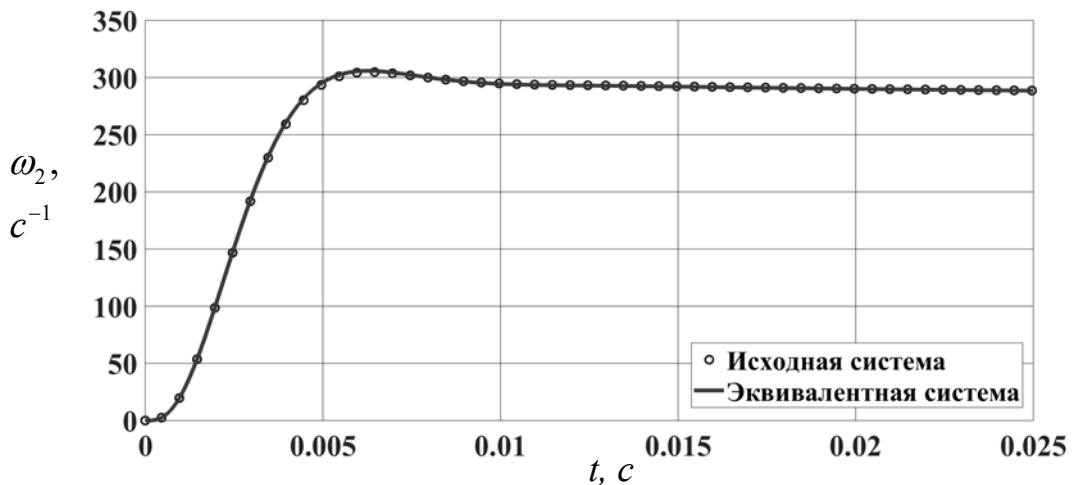


Рис. 5. Переходные процессы эквивалентной и реальной систем с корректирующими звеньями $R(s)$ и $W_k(s)$ соответственно

Из рис. 5 видно, что все показатели качества обеспечены. Переходные процессы в эквивалентной и реальной системах совпадают, что подтверждает работоспособность предложенной методики синтеза.

Заключение

Практика использования методов частотного анализа и синтеза управляемых электроприводов сталкивается с системами, в которых применение этих методов затруднено. К таким системам относятся системы с неизмеряемым выходом. Невозможность измерения или точного наблюдения выходной величины приводит к невыполнению основной предпосылки частотных методов – отсутствию структуры с единичной обратной связью по неизмеряемой величине, то есть приводит к проблеме структурной неразрешимости задачи. В представленной работе предлагается аналитический способ решения этой проблемы:

- аналитический переход от исходной структуры к эквивалентной, имеющей обратную связь по регулируемой величине;
- частотный анализ и синтез необходимой коррекции эквивалентной системы;
- найденное эквивалентное корректирующее звено пересчитывается в реальное звено и переносится в исходную систему.

Приведённый в статье пример частотного синтеза электропривода с упругой связью показывает, что конечное аналитическое решение задачи может быть получено в физически реализуемом виде и подтверждает эффективность предложенной методики.

Библиографический список

1. **Paskarbeit, J.** A self-contained, elastic joint drive for robotics applications based on a sensorized elastomer coupling—Design and identification. / J.Paskarbeit [et al.] // *Sensors and Actuators A: Physical*, — 2013. V. 199—P. 56—66.
2. **Blagodarov, D.A.** The Approach to Design Control System for the Electric Drive with Flexible Mechanics / D.A. Blagodarov [et al.] // *Procedia Engineering*, — 2017. – V. 206. – P. – 540—545.
3. **Yumuk, E.** Analytical fractional PID controller design based on Bode's ideal transfer function plus time delay. / E. Yumuk [et al.] // *Introduction to Linear Control Systems*. — 2017. — P. 577 – 635.
4. **Башев, А.А.** Синтез корректирующих звеньев фазовой системы управления /Б.Ю.Алтунин, А.А. Башев // *Актуальные проблемы электроэнергетики*. — 2016. – С. 117—123.

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_114

К.П. Слядзевская

АПЕРИОДИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ШИП–ДПТ НВ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена синтезу аperiodического регулятора состояния для электропривода широтно-импульсный преобразователь – двигатель постоянного тока независимого возбуждения.

The article is devoted to the synthesis of an aperiodic state controller for an electric drive pulse-width Converter-DC motor of independent excitation.

Ключевые слова: аperiodический регулятор состояния.

Key words: aperiodic state controller.

Математическая модель ШИП – ДПТ НВ (объекта регулирования) имеет вид

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} X &= A \cdot X + B \cdot U + C \cdot M_c, \\ U &= k_n \cdot u \end{aligned} \quad (1)$$

$$\text{где } X = \begin{bmatrix} i \\ \omega \end{bmatrix}; A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_e} & -\frac{c_e \cdot \Phi_n}{L_e} \\ \frac{c_e \cdot \Phi_n}{J} & 0 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} 1 \\ L_e \\ 0 \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{J} \end{bmatrix}.$$

Особенностью микропроцессорной системы автоматического регулирования (МПСАР) является постоянство управляющих сигналов u на интервале дискретности T_o .

Общее решение уравнения (1) на n -ом интервале имеет вид [1,2]:

$$X[(n+1) \cdot T_o] = \Phi \cdot X[n \cdot T_o] + \Gamma \cdot U[n \cdot T_o], \quad (2)$$

$$\text{где } \Phi = \exp(A \cdot T_o); \Gamma = \int_0^{T_o} \exp(A \cdot \tau) \cdot B d\tau.$$

Матрица Φ иллюстрирует собственные движения, матрица Γ - вынужденное движение, вызванное сигналом управления.

Экспонента от матрицы второго порядка в (2) находится следующим образом [1]:

$$\exp(A \cdot t) = \frac{1}{\lambda_1 - \lambda_2} \cdot ((A - \lambda_2 \cdot E) \cdot \exp(\lambda_1 \cdot t) - (A - \lambda_1 \cdot E) \cdot \exp(\lambda_2 \cdot t)), \quad (3)$$

где λ_1, λ_2 - собственные числа матрицы ($|\lambda \cdot E - A| = 0$).

Обозначим $z_1 = \exp(\lambda_1 \cdot T_o)$, $z_2 = \exp(\lambda_2 \cdot T_o)$, тогда

$$\Phi = \frac{1}{\lambda_1 - \lambda_2} \cdot ((A - \lambda_2 \cdot E) \cdot z_1 - (A - \lambda_1 \cdot E) \cdot z_2), \quad (4)$$

$$\Gamma = \frac{1}{\lambda_1 - \lambda_2} \cdot \left((A - \lambda_2 \cdot E) \cdot \frac{z_1 - 1}{\lambda_1} - (A - \lambda_1 \cdot E) \cdot \frac{z_2 - 1}{\lambda_2} \right) \cdot B. \quad (5)$$

(1) Пусть заданы уравнение объекта регулирования в пространстве состояний

$$X[n+1] = \Phi \cdot X[n] + k_n \cdot \Gamma \cdot u[n], \quad (6)$$

с постоянными матрицами Φ и Γ , а также начальные условия $X(0)$. Объект регулирования является двумерным. Вектор управления содержит одну координату. ШИП учтен коэффициентом k_n . Будем считать, что все переменные состояния могут быть измерены точно.

Применяя принцип наложения к линейной модели (6) можно разложить движение $X[n]$ на две компоненты [3]: движение по заданной траектории $X_T[n]$ и отклонение фактического движения от заданного – стабилизирующее движение $\delta X[n]$:

$$\delta X[n] = X[n] - X_T[n].$$

Таким же образом сигнал управления раскладывается на сигнал управления, обеспечивающий движение по заданной траектории $u_T[n]$, и отклонение управляющих воздействий $\delta u[n]$, определяющих стабилизирующее движение:

$$u[n] = u_T[n] + \delta u[n].$$

Апериодические регуляторы состояния позволяют получить переходные процессы регулируемых координат конечной длительности.

Рассмотрим объект регулирования

$$\delta X[n+1] = \Phi \cdot \delta X[n] + k_n \cdot \Gamma \cdot \delta u[n]. \quad (7)$$

Этот объект может быть переведен из произвольного начального состояния $\delta X(0)$ в нулевое конечное состояние $\delta X(N) = 0$ за минимальное время, равное двум интервалам дискретности, при использовании апериодического регулятора состояния минимального порядка. Найдем необходимую последовательность значений $\delta u[n]$.

Соответственно для двух интервалов дискретности уравнение (7) примет вид:

$$\delta X[1] = \Phi \cdot \delta X[0] + k_n \cdot \Gamma \cdot \delta u[0], \quad (8)$$

$$\delta X[2] = \Phi \cdot \delta X[1] + k_n \cdot \Gamma \cdot \delta u[1]. \quad (9)$$

Подставляя уравнение (8) в (9) и учитывая, что $\delta X[2] = 0$, получаем

$$0 = \Phi^2 \cdot \delta X[0] + k_n \cdot [\Phi \cdot \Gamma \quad \Gamma] \cdot \begin{bmatrix} \delta u[0] \\ \delta u[1] \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Отсюда алгоритм стабилизации при апериодическом регуляторе состояния минимального порядка

$$\begin{bmatrix} \delta u[0] \\ \delta u[1] \end{bmatrix} = -\frac{1}{k_n} \cdot [\Phi \cdot \Gamma \quad \Gamma]^{-1} \cdot \Phi^2 \cdot \delta X[0]. \quad (11)$$

Этот алгоритм реализует разомкнутую МПСАР по состоянию ($X(z) \leftrightarrow X[n \cdot T_o]$ ($z = \exp(-p \cdot T_o)$)) (рис. 1).

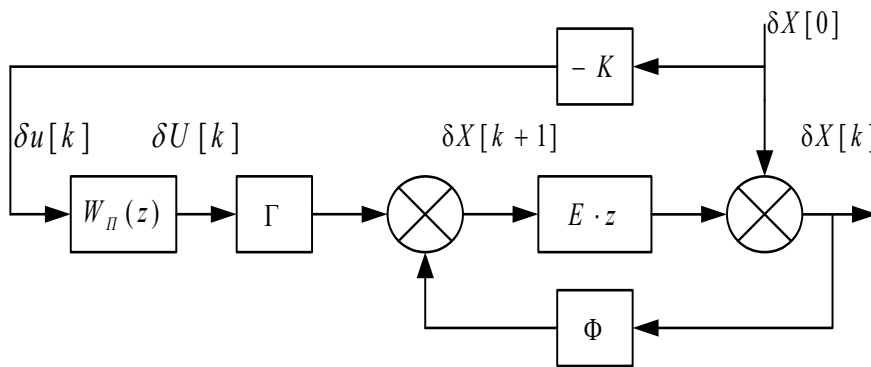


Рис.1. Разомкнутая МПСАР по состоянию

Для реализации замкнутой МПСАР канала АЭП с апериодическим регулятором состояния минимального порядка алгоритм стабилизации имеет вид

$$\delta u(k) = -K \cdot \delta X(k), \quad (12)$$

где $K = [1 \quad 0] \cdot \frac{1}{k_n} \cdot [\Phi \cdot \Gamma \quad \Gamma]^{-1} \cdot \Phi^2$.

Траектория заданного движения при линейном изменении сигнала задания с ускорением ε

$$X_T[n] = \begin{bmatrix} i_T[n] \\ \omega_T[n] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\varepsilon + \frac{M_c}{J} \right) \cdot \frac{J}{c_e \cdot \Phi_H} \\ \varepsilon \cdot n \cdot T_o \end{bmatrix}.$$

Траектория заданного движения при скачке сигнала задания ω_3

$$X_T[n] = \begin{bmatrix} i_T[n] \\ \omega_T[n] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{M_c}{c_e \cdot \Phi_H} \\ \omega_3 \end{bmatrix}.$$

Сигналы управления для движения по заданной траектории:

$$u_T[n] = \frac{L_e}{k_n} \cdot \left(\frac{1}{T_e} \cdot i_T[n] + \frac{c_e \cdot \Phi_n}{L_e} \cdot \omega_T[n] \right).$$

В пакете MATLAB была создана модель замкнутая МПСАР ШИП–ДПТ НВ с аperiodическим регулятором состояния. Моделирование проводилось для двигателя 2ПН132МУХЛ4 мощностью 7 кВт при скачке сигнала задания $\omega_3 = 0.1 \text{ с}^{-1}$, симметричном способе управления ШИП (частота пилы 5 кГц), интервале дискретности 0.001 с и $M_c = 0 \text{ Н}\cdot\text{м}$. Полученные переходные процессы представлены на рис. 2.

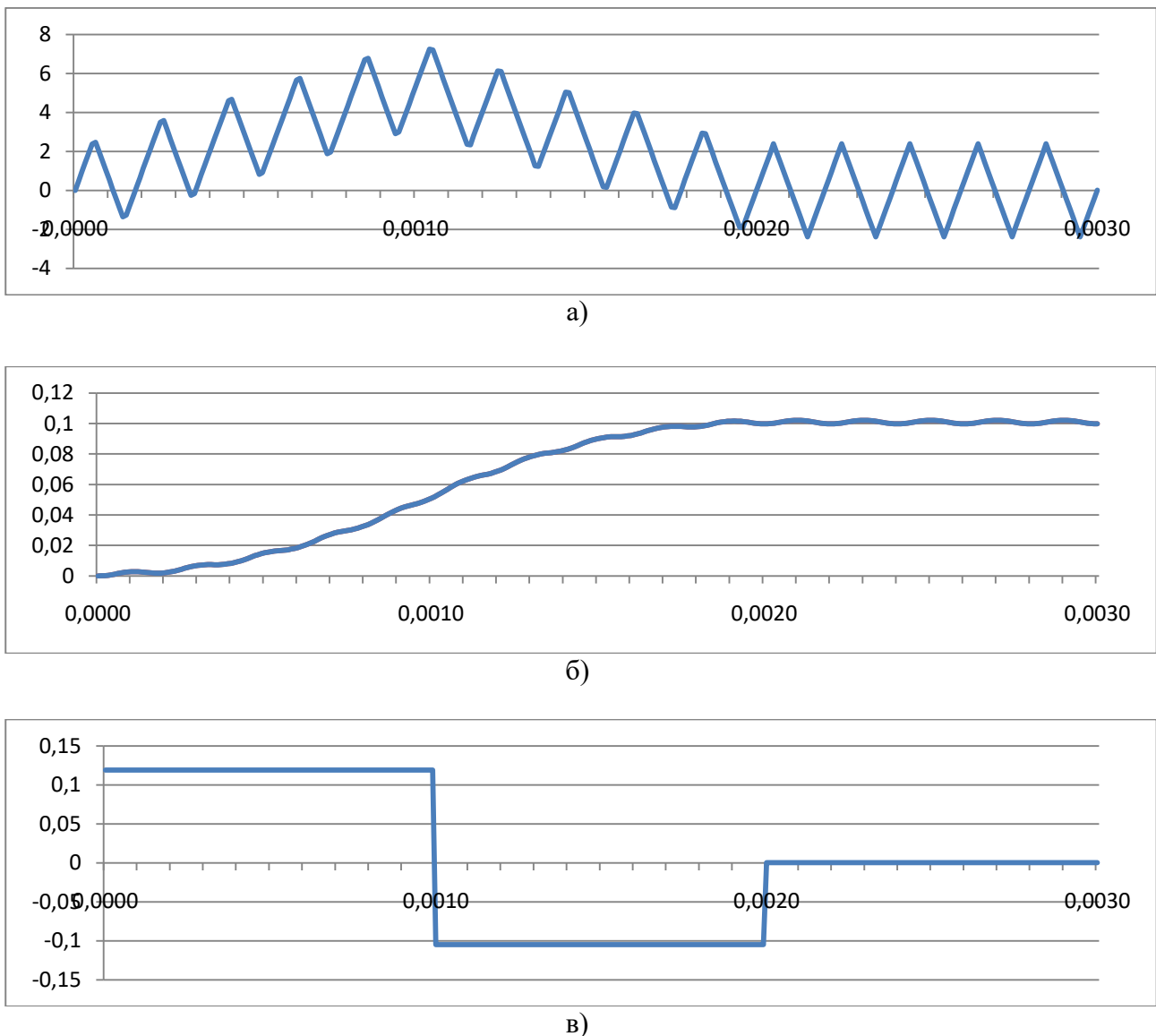


Рис. 2. Переходные процессы в замкнутой МПСАР ШИП–ДПТ НВ с аperiodическим регулятором состояния:

a – тока якоря в А от времени в с; *б* – скорости в с^{-1} от времени в с;

в – стабилизирующего управляющего напряжения ШИП от времени в с

Из рис. 2 следует, что время переходного процесса в замкнутой МПСАР ШИП–ДПТ НВ с апериодическим регулятором состояния составляет 0.002 с (два интервала дискретности).

Библиографический список

1. **Беллман, Р.** Введение в теорию матриц / Р. Беллман. – М.: Наука, 1969.
2. **Цыпкин, Я.З.** Основы теории автоматических систем / Я.З. Цыпкин. – М.: Наука, 1977.
3. **Изерман, Р.** Цифровые системы автоматического управления: [пер. с англ.] / Р. Изерман. – М.: Мир, 1984.

УДК 621.316.722.9

DOI 10.46960/39255930_2020_119

В.Г. Сугаков, А.А. Тоцев, Л.В. Зобов**СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА
С ВНЕШНЕЙ ДВУНАПРАВЛЕННОЙ ФОРСИРОВКОЙ**

Волжский государственный университет водного транспорта

В статье рассмотрены способы регулирования возбуждения синхронных генераторов, применяемых в автономных источниках электрической энергии, передвижных электроагрегатах и электростанциях. Разработана принципиальная схема системы возбуждения синхронного генератора с внешней двунаправленной форсировкой. Результаты показывают, что система обеспечивает форсированное изменение возбуждения при сбросе и набросе нагрузки.

The article deals with ways to regulate the excitation of synchronous generators used in Autonomous sources of electric energy, mobile power plants and power plants. A schematic diagram of the synchronous generator excitation system with external bidirectional boost has been developed. The results show that the system provides a forced change in the excitation when resetting and loading.

Ключевые слова: внешняя форсировка, регулирование возбуждения синхронного генератора, внешний источник питания, отклонение напряжения, двунаправленная форсировка.

Key words: external boost, synchronous generator excitation regulation, external power supply, voltage deviation, bidirectional boost.

Вопросы математического описания переходных процессов в синхронных генераторах прорабатывались в Волгоградском государственном техническом университете (ВолГТУ), в том числе к.т.н. С.И. Николаевой. В своих трудах на основании полных уравнений Парка-Горева были получены различные модели синхронных генераторов, отличающиеся степенью идеализации происходящих в машине переходных процессов. Представителем Ивановского государственного энергетического университета В.Ф. Коротковым рассмотрены автоматические системы регулирования напряжения, частоты, реактивной и активной мощности применительно к синхронным генераторам, электрическим станциям, электрическим сетям и электроэнергетическим системам. Изложены принципы автоматического регулирования частоты в электроэнергетических системах с учетом перетоков мощности по межсистемным линиям электропередачи, рассмотрены другие важнейшие вопросы автоматического регулирования. Вопросам систем автоматического регулирования возбуждения судовых синхронных генераторов с внешней форсировкой посвящено меньшее количество исследований в сравнении с общей массой исследованных САРВ. Исследованиями внешней форсировки в настоящее время занимаются ученые,

представляющие ФГБОУ ВО «Волжский государственный университет водного транспорта», в частности Сугаков В.Г., Малышев Ю.С. и др. [7 8]. В ходе анализа научных публикации по вопросам систем автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов встречаются работы по изучению как ветро-дизельных электростанций, так и моделирования ЭЭС различного назначения. Однако специфика данных исследований не подходит для применения в данной работе.

Система возбуждения включает синхронный генератор *1*, имеющий обмотку якоря *2* и обмотку индуктора *3*, которая подключена к выходу первого выпрямителя *4*, суммирующий трансформатор *5*, имеющий четыре обмотки: первичную токовую *6*; первичную обмотку напряжения *7*; вторичную обмотку *8* и обмотку управления *9*, подключенную к выходу корректора напряжения *10*, внешний источник постоянного тока *11*, например, стартерная аккумуляторная батарея, первый электронный ключ *12*, трансформатор тока *13*, шунт *14*, к которому подключен второй выпрямитель *15*, аналого-цифровой преобразователь (АЦП) *16*, первый *17* и второй *18* регистры памяти, первый *19* и второй *20* логический элемент, вычитатель *21*, задающий регистр *22*, первый числовой компаратор *23*, первый дифференциатор *24*, RS-триггер *25*, второй дифференциатор *26*, первый логический элемент ИЛИ *27*, шина ПУСК *28*, формирователь-ограничитель *29*, инвертор *30*, второй RS-триггер *31*, элемент задержки *32*, второй числовой компаратор *33*, второй *34*, третий *35*, четвертый *36*, пятый *37*, шестой *38* и седьмой *39* электронный ключ, второй логический элемент, ИЛИ *40*.

Система возбуждения синхронного генератора работает следующим образом.

Для начального возбуждения генератора *1* подается короткий сигнал на шину *28* ПУСК. Одновременно схема приводится в исходное состояние: обнуляются регистры памяти *17* и *18*, и на инверсном выходе триггера *25* появляется сигнал. Сигнал с шины *28* ПУСК через логический элемент ИЛИ *27* поступает на управляющие входы ключей *36* и *37*, которые, открываясь, кратковременно включают в цепь индуктора *3* генератора внешний источник *11*. Генератор *1* возбуждается и на якорной обмотке *2* появляется напряжение, которое подается на обмотку напряжения *7* суммирующего трансформатора *4*. По обмотке *7* начинает протекать ток и появляется магнитодвижущая сила (МДС) обмотки *7*. Под ее действием возникает магнитный поток, который наводит во вторичной обмотке *8* электродвижущую силу (ЭДС). Она поступает на вход выпрямителя *4* и по обмотке индуктора *3* через ключ *12* протекает ток возбуждения, обеспечивающий заданный уровень напряжения на холостом ходу и при малых нагрузках.

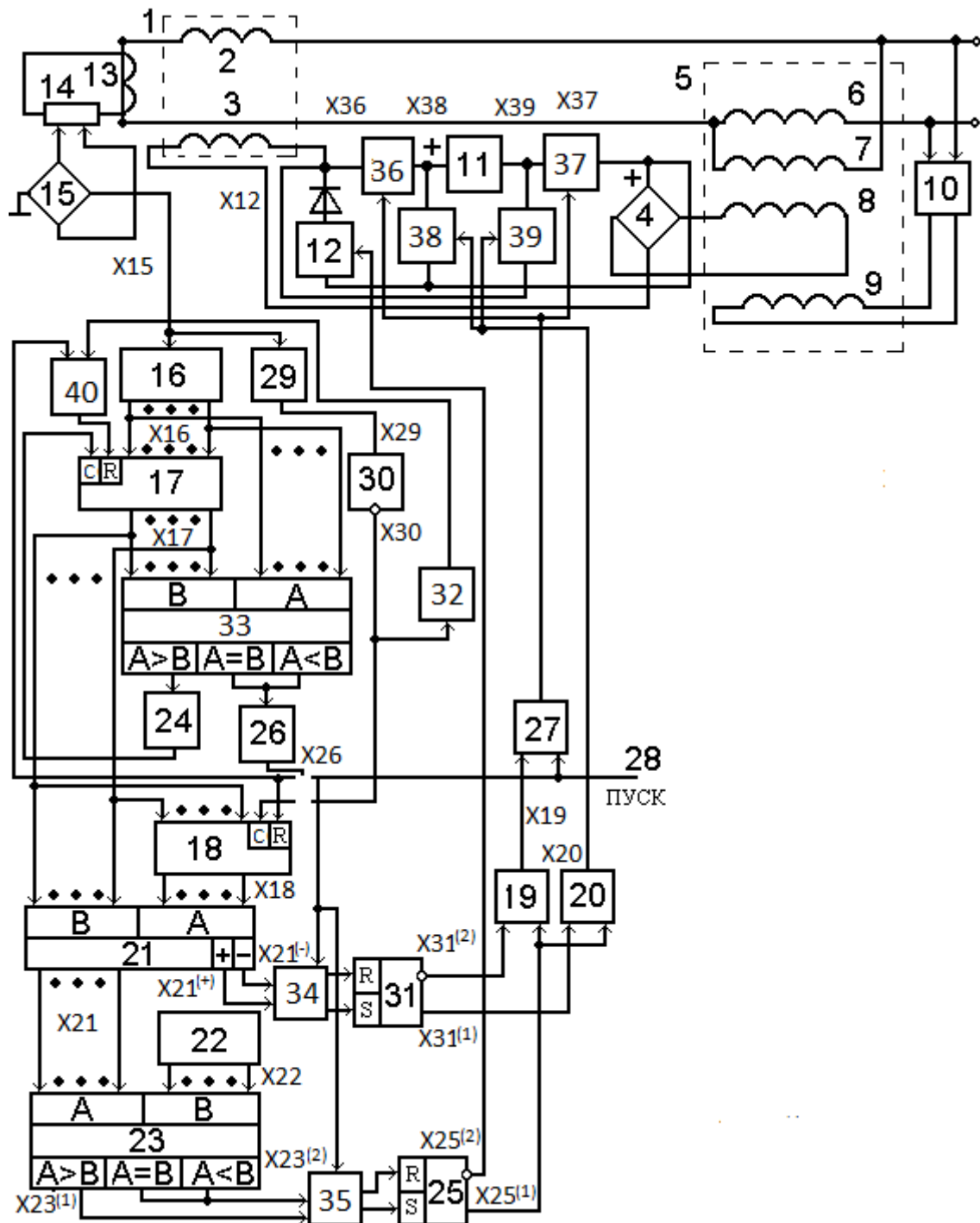


Рис. 1. Принципиальная схема системы возбуждения синхронного генератора с внешней двунаправленной форсировкой

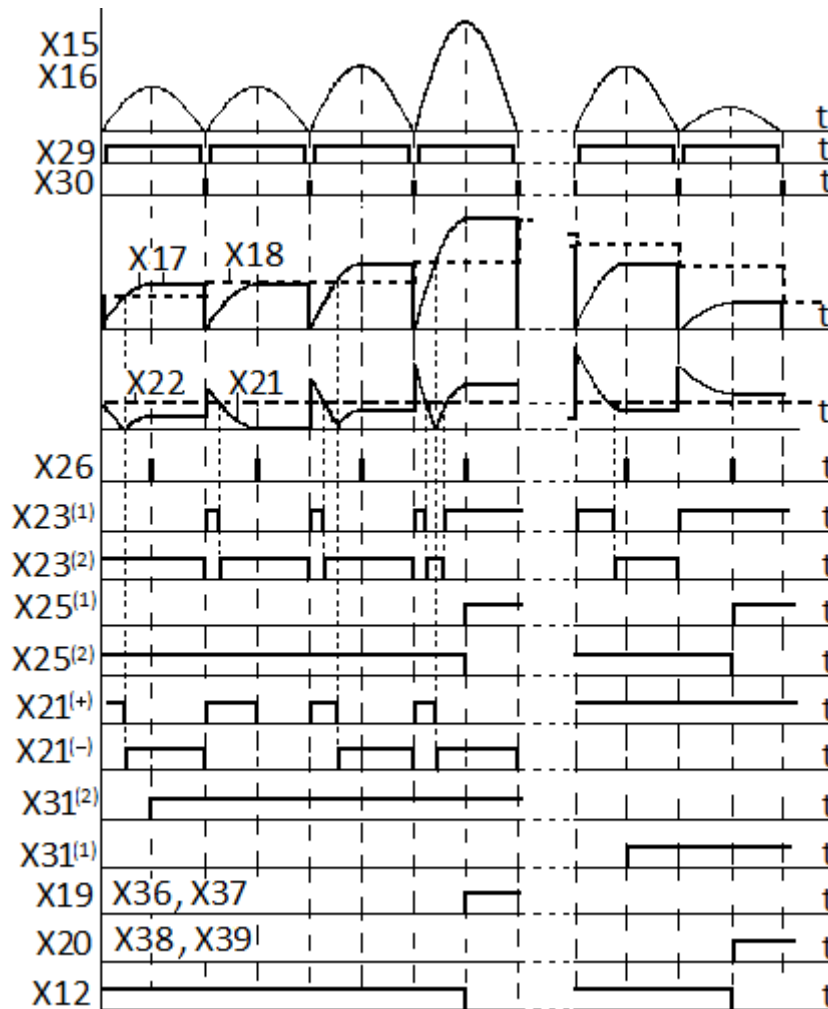


Рис. 2. Эпюры сигналов на основных элементах схемы

При подключении к зажимам генератора 1 нагрузки протекающий по обмоткам якоря 2 ток порождает реакцию якоря, которая стремится изменить напряжение. Одновременно ток нагрузки протекает по токовой обмотке 6 трансформатора 5 и появляется МДС обмотки 6, которая геометрически складывается с МДС обмотки 7. Результирующая МДС возрастает при активной и индуктивной нагрузке и уменьшается при емкостной нагрузке. Соответственно изменяется магнитный поток трансформатора 5, ЭДС во вторичной обмотке 8 и ток возбуждения генератора 1 в обмотке индуктора 3. Этим компенсируется действие реакции якоря, и напряжение генератора остается на прежнем уровне.

Для повышения точности регулирования на обмотку управления 8 трансформатора 4 подается ток с выхода корректора напряжения 10. Если напряжение генератора, по какой-либо причине увеличилось, то возрастает выходной ток корректора 10, протекающий по обмотке 8. При этом насыщение стали сердечника трансформатора 5 увеличивается, а электромагнитная передача из первичных обмоток 6 и 7 во вторичную обмотку 8 уменьшается. ЭДС обмотки 8 снижается, ток возбуждения уменьшается, и напряжение генератора восстанавливается.

ливается на прежнем уровне. Если напряжение генератора снизилось, то насыщение стали трансформатора также снижается, а электромагнитная передача и ток возбуждения возрастают, стабилизируя напряжение на заданном уровне.

Одновременно с процессами, описанными выше, анализируется величина тока нагрузки $i(t)$, протекающего по первичной обмотке трансформатора 13.

Ток вторичной обмотки трансформатора тока $I_3 i_2(t) = i(t)/k$, где k – коэффициент трансформации трансформатора 1, протекая по шунту 14, производит на нём падение напряжения $u_2(t) = i_2(t)r$, где r – сопротивление шунта 14, которое подается на вход выпрямителя 15. На выходе выпрямителя 15 появляется пульсирующее напряжение $u(t) = |u_2(t)| \times X15$ (фиг. 2), поступающее на вход АЦП 16. На выходе преобразователя 16 формируется код X16 (фиг. 2) мгновенного значения входного напряжения $K(t) = u(t)/u_{\text{н}}$, где $u_{\text{н}}$ – шаг квантования АЦП 16.

Этот код X16 по существу является кодом мгновенного значения тока нагрузки генератора. Возрастающий код X16 с выхода АЦП 16 поступает на первый вход компаратора 33. На первый вход компаратора 33 подан нулевой код с входа регистра памяти 17. Поэтому появляется сигнал на выходе БОЛЬШЕ компаратора 33. По фронту этого сигнала дифференциатор 24 выдает импульс на вход записи регистра памяти 17, в который записывается текущий код X16 мгновенного значения тока. По мере роста кода X16 на выходе АЦП 16 происходит перезапись кода в регистр памяти 17 и на его выходе формируется код X17 амплитуды тока нагрузки. После записи кода текущей амплитуды в регистр памяти 17 перезапись прекращается и появляется сигнал на выходе РАВНО и МЕНЬШЕ компаратора 33. Одновременно пульсирующее напряжение X15 с выхода выпрямителя 15 подается на вход формирователя-ограничителя 29, который вырабатывает прямоугольный импульс X29, поступающий на вход элемента НЕ 30. На выходе элемента НЕ 30 с началом каждой половины волны тока появляется короткий импульс X30. Этот импульс X30 записывает в регистр памяти 18 код X17 с выхода регистра памяти 17 и на выходе регистра памяти 18 появляется код X18 предыдущей амплитуды тока нагрузки. С задержкой времени импульс X30 с выхода элемента НЕ 30 через элемент задержки 32 проходит через элемент ИЛИ 40 и производит сброс регистра памяти 17, подготавливая его к формированию очередного кода амплитуды тока нагрузки.

В результате каждую половину периода формируются предыдущий код X18 амплитуды тока $I_{m(i)}$ на выходе регистра памяти 18 и последующий код X17 амплитуды тока нагрузки $I_{m(i+1)}$, на выходе регистра памяти 17.

Эти коды X17 и X18 поступают на входы вычитателя 21 и на его выходе появляется код X21 разности предыдущий и последующий амплитуды тока нагрузки $\Delta I_m = I_{m(i)} - I_{m(i+1)}$ (приращение амплитуды за половину периода), который поступает на первый вход компаратора 23. На второй вход компаратора 23 с выхода задатчика 22 подается код X22 допустимой разности амплитуд тока

$\Delta I_{m\text{доп}}$, при которых не требуется форсированного изменения возбуждения.

Если приращение амплитуды тока не превышает допустимую величину $\Delta I_m \leq \Delta I_{m\text{доп}}$ и форсировка не требуется, то появляется сигнал X23⁽²⁾ на выходе РАВНО или МЕНЬШЕ компаратора 23. В момент завершения формирования очередного кода амплитуды тока, импульсом X26 триггер 25 переводится в нулевое состояние, и сигнал X25⁽²⁾ с его инверсного выхода поступает на управляющий вход ключа 12, который, открываясь напрямую, подключает выпрямитель 4 к индуктору 3.

Если приращение амплитуды тока превышает допустимую величину $\Delta I_m > \Delta I_{m\text{доп}}$ и требуется форсировка, то появляется сигнал X23⁽¹⁾ на выходе БОЛЬШЕ компаратора 23. В момент завершения формирования очередного кода амплитуды тока, когда появляется импульс X26 на выходе дифференциатора 26, открывается ключ 35 и триггер 25 переводится в единичное состояние. Сигнал X25⁽¹⁾ с прямого выхода триггера 25 подготавливает по вторым входам элементы И 19 и 20.

При набросе нагрузки предыдущая амплитуда тока меньше последующей $I_{m(i)} < I_{m(i+1)}$ и код X17 больше кода X18, поэтому код X21 разности на выходе вычитателя 21 имеет отрицательный знак. В момент завершения формирования кода амплитуды тока импульсом X26 с выхода дифференциатора 26 кратковременно открывается ключ 34 и сигналом X21⁽⁻⁾ с выхода признака отрицательной разности вычитателя 21 триггер 31 переводится в нулевое состояние. Сигналом X31⁽²⁾ с инверсного выхода триггера 31 открывается элемент И 19, и с его выхода через элемент ИЛИ 27 подается сигнал X19 на управляющие входы ключей 36 и 37. Эти ключи 36 и 37 открываются и включают последовательно согласно внешний источник 11 с выпрямителем 4, обеспечивая форсированное увеличение возбуждения при набросе нагрузки.

При сбросе нагрузки предыдущая амплитуда тока больше последующей $I_{m(i)} > I_{m(i+1)}$ и код X17 меньше кода X18, поэтому код X21 разности на выходе вычитателя 21 имеет положительный знак. Сигналом X21⁽⁺⁾ с выхода признака положительной разности вычитателя 21 триггер 31 переводится в единичное состояние. Сигнал X31⁽¹⁾ с прямого выхода триггера 31 открывает элемент И 20, сигналом X20 с выхода которого включаются ключи 38 и 39. Эти ключи 38 и 39 включают внешний источник 11 последовательно встречно с выпрямителем 4, что обеспечивает форсированное снижение возбуждения при сбросе нагрузки.

Вывод

Предложенная система возбуждения генератора имеет высокую форсировочную способность, ограниченную лишь параметрами внешнего источника 11. При этом обеспечивается двунаправленная форсировка возбуждения как при набросе, так и при сбросе нагрузки генератора.

Библиографический список

1. Система возбуждения синхронного генератора с управляемой внешней форсировкой. RU 2 523 005 С1
2. **Сугаков, В. Г.** Основы автоматического регулирования выходных электрических параметров Часть 2. Автоматическое регулирование напряжения автономных источников электрической энергии: учеб. пособие для вузов / В.Г. Сугаков, О.С. Хватов. – Кстово: НВВИКУ (ВУ), 2007. - С. 44-52.
3. **Сугаков, В. Г.** Системы автоматического регулирования параметров электрической энергии судовых электростанций. Часть 2. Автоматическое регулирование напряжения судовых источников электрической энергии: учеб. пособие / В.Г. Сугаков, О.С. Хватов. – Н. Новгород: Изд-во ФГОУ ВПО «ВГАВТ», 2011. -С. 59-95.
4. Система возбуждения синхронного генератора. Описание изобретения к патенту RU 2470454, кл. Н 02 Р 9/14, 2012.
5. **Николаева, С.И.** Математическое описание переходных процессов в синхронных генераторах // Известия Волгоградского государственного технического университета (ВолгГТУ). 2009.– Волгоград.
6. **Коротков, В.Ф.** Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах: учебник для вузов / В.Ф. Коротков.— М.: Издательский дом МЭИ, 2013. — 416 с.
7. **Сугаков, В.Г.** Оценка и коррекция небаланса напряжений в системах электроснабжения с автономными источниками электроэнергии / В.Г. Сугаков [и др.]// Актуальные проблемы электроэнергетики»: материалы научно-технической конференции. – Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Н.Новгород: НГТУ, 2014. – 206 с.
8. **Сугаков, В.Г.** Форсировка систем возбуждения синхронных генераторов / В.Г. Сугаков [и др.] // Вестник астраханского государственного технического университета. Серия Морская техника и технология. – Астрахань, 2015. - №3.

УДК 621.311.68

DOI 10.46960/39255930_2020_126

В.Г. Сугаков, И.И. Ягжов**УСТРОЙСТВО ДОПУСКОВОГО КОНТРОЛЯ ВРЕМЕНИ
ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЧАСТОТЫ ЭЛЕКТРОАГРЕГАТА**

Волжский государственный университет водного транспорта

В статье приведены теоретические разработки устройства, позволяющего оценить время восстановления частоты генератора во время работы электроагрегата при фиксированных значениях наброса нагрузки. Принцип работы основан на сравнительном анализе кодов, поступающих с блока измерения нагрузки и блока измерения и фиксации текущего значения частоты тока генератора, с эталонными значениями, которые находятся в блоке памяти устройства. В результате обеспечивается стабильная работа электроагрегата.

The article deals with theoretical development of a unit, which permits to evaluate the frequency recovery time of a generator during the operation of a power generating set at fixed values of load rise. The operation principle is based upon comparison of the codes coming from a load measurement unit and a generator current frequency measurement/record unit with the reference values, which are kept in the memory unit. As a result, it provides the stable and reliable operation of the power generating set.

Ключевые слова: электроагрегат, время восстановления частоты, система автоматического управления.

Key words: electrical generator unit, frequency recovery time, automatic control system.

В настоящее время для поддержания частоты вращения электроагрегата в заданных пределах на судах отечественного и зарубежного производства используются механические центробежные регуляторы частоты вращения, конструкция которых весьма разнообразна. Главное достоинство механических регуляторов – относительная простота конструкции и достаточно высокая надежность. В то же время их регуляторные характеристики нестабильны и непрямолинейны, что отрицательно сказывается на точности регулирования. Кроме того, механические центробежные регуляторы в силу высокой инерционности не могут исключать заброс частоты при сбросе нагрузки.

В последнее время широкое применение находят электронные цифровые регуляторы частоты вращения, построенные на микросхемах (микропроцессорах) среднего и высокого уровня интеграции, которые обрабатывают информацию в цифровых кодах и через электромеханические элементы передают управляющее воздействие на подачу топлива.

Как показывает практика, для повышения надежности систем управления на базе микроконтроллеров требуется выполнение ими функции самодиагностики.

Известны методы оценки показателей качества электрической энергии по частоте, включая время восстановления частоты при набросе нагрузки посред-

ством стендовых испытаний [1, 2], которые требуют специальных стендов и испытаний.

Также известны устройства для контроля генераторов [3, 4], которые обеспечивают невысокую достоверность.

С целью расширения функциональных возможностей представлено устройство допускового контроля времени восстановления частоты электроагрегата, способное поддерживать частоту вращения генератора на заданном уровне при фиксированном набросе нагрузке, основываясь на предельных значениях параметров, которые регламентируются ГОСТ ISO 8528-5-2017 [5]. Кроме того, проведение стендовых испытаний для данного устройства не требуется.

На рис. 1 представлена схема устройства допускового контроля времени восстановления частоты электроагрегата.

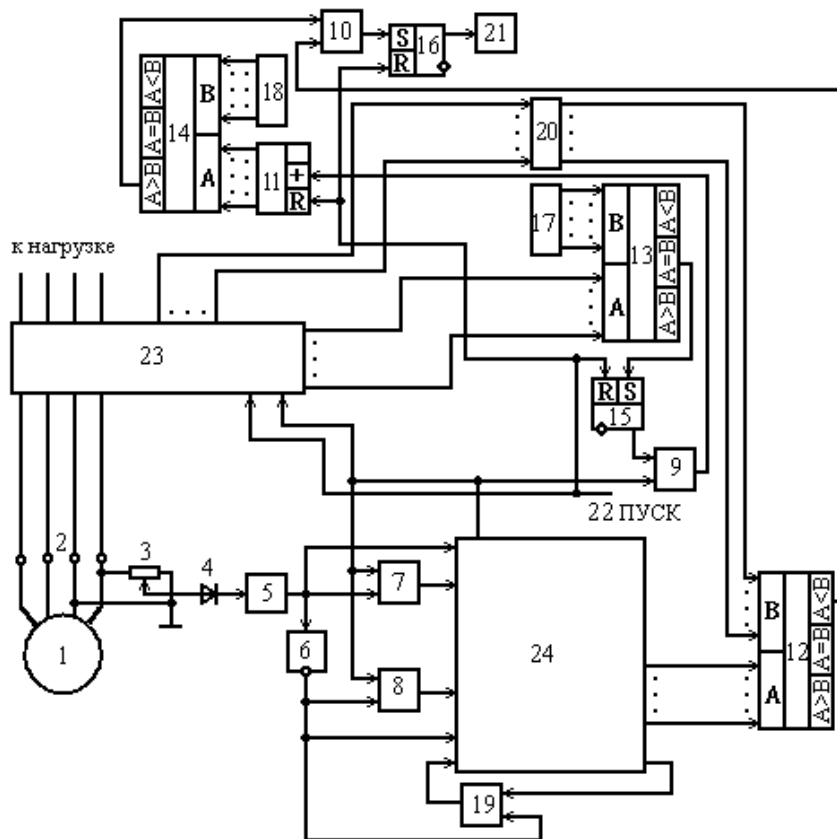


Рис. 1. Устройство допускового контроля времени восстановления частоты электроагрегата

Схема устройства (рис. 1) содержит генератор 1, клеммы для подключения 2, блок масштабирования 3, диод 4, ограничитель-формирователь 5, инвертор 6, первый 7, второй 8, третий 9 и четвертый 10 логические элементы И, счетчик импульсов 11, первый 12, второй 13 и третий 14 числовые компараторы, первый 15 и второй 16 RS-триггеры, первый 17 и второй 18 задающие регистры, логический элемент ИЛИ 19, блок памяти 20, индикатор 21, шина ПУСК

22, блок измерения нагрузки генератора 23 и блок измерения и фиксации текущего значения частоты тока генератора 24.

В ячейки блока памяти 20 занесены коды эталонной частоты $f_{эi}$ в зависимости от мощности P_i нагрузки генератора (рис. 2), которые соответствуют выражению:

$$f_{эi} = f_0 - \lambda S - \delta f_y, \text{ о. е.}, \quad (1)$$

где $f_{эi}$ – относительная эталонная частота генератора, о. е., f_0 – относительная частота на холостом ходу генератора, о. е.

$$f_0 = f_{a0}/f_{ном}, \text{ о. е.}, \quad (2)$$

где f_{a0} – абсолютная частота на холостом ходу генератора, Гц; $f_{ном}$ – абсолютная номинальная частота генератора, Гц; λ – относительная активная мощность нагрузки генератора, о.е.

$$\lambda = P_i/P_{ном}, \text{ о. е.}, \quad (3)$$

где P_i – текущая активная мощность нагрузки генератора, кВт; $P_{ном}$ – номинальная активная мощность нагрузки генератора, кВт; S – наклон (статизм) регуляторной характеристики электроагрегата; δf_y – установившееся отклонение частоты при неизменной нагрузке (допустимая нестабильность частоты), о. е.

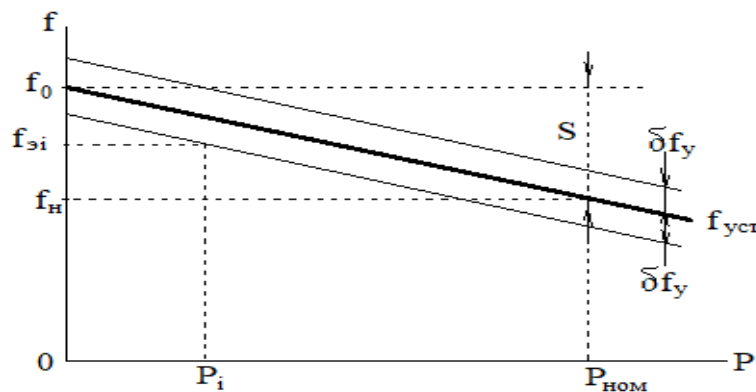


Рис. 2. Зависимость частоты $f_{эi}$ от нагрузки P_i генератора

В регистр 17 заносится код контролируемой ступени наброса нагрузки (стандартные величины 25%, 50% или 100% от номинальной мощности). В регистр 18 записывается код нормативного времени восстановления частоты для принятой ступени наброса (зависит от класса точности регулятора частоты). Подается сигнал на шину ПУСК 22, которым обнуляются счетчик и регистры памяти, находящиеся в блоке измерения нагрузки генератора, а RS-триггеры 15 и 16 переводятся в состояние, когда сигнал на прямом выходе отсутствует.

В регистре памяти блока измерения и фиксации текущего значения частоты тока генератора постоянно присутствует код текущей частоты. Он формируется в момент времени, когда с зажимов генератора положительная полуволна поступает через блок масштабирования, диод, ограничитель-формирователь, далее через логический элемент И записывается в регистре памяти.

При отрицательной полуволне напряжения генератора сигнал проходит от инвертора, через формирователь коротких импульсов, также записывается в регистре памяти блока измерения и фиксации текущего значения частоты тока генератора. Далее процесс формирования кода частоты генератора *1* повторяется.

Вместе с тем осуществляется анализ изменения нагрузки по коду мощности в блоке измерения нагрузки, в котором находятся два регистра памяти. В первый регистр памяти записывается текущее значение кода мощности генератора, снимаемое с датчика мощности, а во второй регистр памяти осуществляется перезапись кода мощности в предыдущий момент времени с выхода первого регистра памяти. Далее два кода с регистров памяти поступают на вычитатель, который отправляет результирующее значение кода мощности на первый вход компаратора *13*.

Если в процессе работы электроагрегата величина изменения нагрузки соответствует контролируемой, то код на первом входе компаратора *13* совпадает с кодом на выходе задающего регистра *17*, поданным на второй вход компаратора *13*. При этом появляется сигнал на выходе РАВНО компаратора *13*, который переводит RS-триггер *15* в единичное состояние. Сигнал с прямого выхода RS-триггера *15* подготавливает элемент И *9* по первому входу и через его на счетный вход счетчика *11* начинают поступать сигналы с выхода генератора импульсов, формируя на выходе счетчика *11* код времени переходного процесса, который поступает на первый вход числового компаратора *14*. Когда это время превышает нормативное время, код которого установлен на выходе задатчика *18* и подан на второй вход компаратора *14*, появляется сигнал X14 (рис. 3) на выходе БОЛЬШЕ компаратора *14*.

Этот сигнал X14 подготавливает элемент И *10* по первому входу. На вход адреса блока памяти *20* поступает код текущего значения мощности и на его выходе появляется код X20 нормативной частоты, соответствующей данной мощности с учетом наклона регуляторной характеристики и допустимой неустойчивости частоты, который подается на второй вход числового компаратора *12*. Если текущая частота, код X18 которой подан с выхода блока измерения и фиксации текущего значения частоты тока генератора, на первый вход компаратора *12*, меньше кода X20 нормативной частоты, появляется сигнал на выходе МЕНЬШЕ компаратора *12*, который проходит через элемент И *10* и переводит RS-триггер *16* в единичное состояние. Сигнал X16 с прямого выхода RS-триггера *16* подается на индикатор *21*, который указывает на необходимость проведения подрегулировки регулятора частоты.

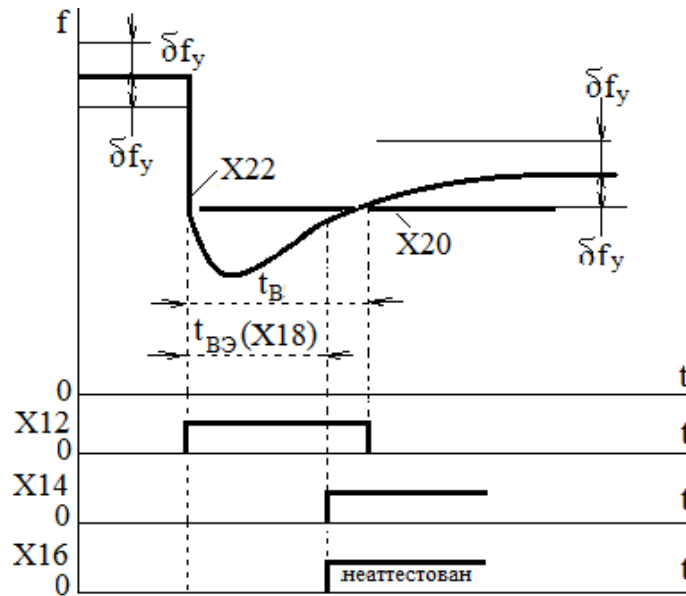


Рис. 3. Эпюры сигналов на основных элементах схемы при неблагоприятном исходе контроля

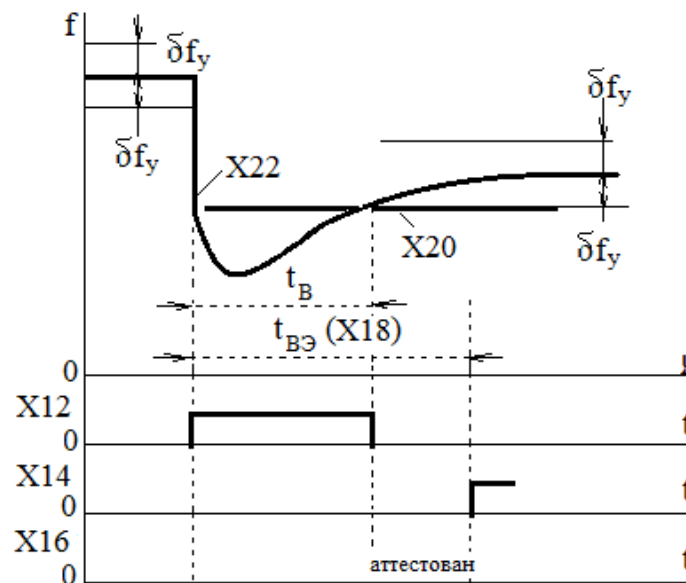


Рис. 4. Эпюры сигналов на основных элементах схемы при благоприятном исходе контроля

Если время восстановления частоты t_B меньше нормативного времени $t_{BЭ}$ (рис. 4), то к моменту появления сигнала X14 на выходе числового компаратора 14, сигнал X12 на выходе числового компаратора 12 исчезает, закрывая элемент И 10 по второму входу, препятствуя изменению состояния RS-триггера 16. Индикатор 21 не указывает на необходимость подстройки регулятора частоты.

Выводы

Таким образом, в процессе работы электроагрегата устройство позволяет оценивать время восстановления частоты при фиксированной ступени наброса нагрузки без проведения стендовых испытаний и осуществляется самодиагностика технического состояния устройства.

Библиографический список

1. **Сугаков, В. Г.** Основы автоматического регулирования выходных электрических параметров автономных источников электрической энергии. Часть 1. Автоматическое регулирование частоты автономных источников электрической энергии: учеб. пособие/ В.Г. Сугаков, О.С. Хватов. – Кстово: НВВИКУ, 2008.
2. **Сугаков, В. Г.** Системы автоматического регулирования параметров судовых электростанций. Часть 1. Автоматическое регулирование частоты судовых источников электрической энергии. учеб. пособие / В.Г. Сугаков, О.С. Хватов. – Н. Новгород, Издательство ФГОУ «ВГАВТ», 2010.
3. Пат.на изобретение 632022, СССР,МПК: H02H 3/00. Реле скорости изменения частоты / В. М. Носов, В. Ф. Сивокобыленко, М. И. Филь. - опубл. 05.11.1978. Бюл. № 41.
4. Пат.на изобретение 1260885, СССР,МПК: G01R 31/34.Устройство для измерения времени выбега электрической машины / В.А.Абрамов, В.С.Зайчик, Н.А.Калганов, С. В.Кузнецов,В.М.Скипник,Г.С.Шимко. - опубл. 30.09.1986. Бюл. № 36.
5. ГОСТ ISO8528-5-2017 «Электроагрегаты генераторные переменного тока с приводом от двигателя внутреннего сгорания. Часть 5 Электроагрегаты.» – Взамен ГОСТ ISO 8528-5-2013; принят 30.11.2017. – Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Стандартиформ, 2018 г.

УДК: 621.311.6, 62-533.7

DOI 10.46960/39255930_2020_132

И.И. Таболин, А.Д. Данилов**РЕАЛИЗАЦИЯ ЗОННОГО ПРИНЦИПА РАБОТЫ АППАРАТУРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ БОРТОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КОСМИЧЕСКОГО АППАРАТА**

Воронежский государственный технический университет

В данной статье приведены результаты разработки зонного принципа работы аппаратуры регулирования и контроля бортовой энергосистемы космического аппарата. Для этого вся область возможного изменения сигнала управления разбита на зоны работы, при этом каждому типу модулей выделена своя зона работы. Такой подход, в зависимости от баланса мощности "потребитель - источники", обеспечивает автоматическое подключение требуемых регуляторов.

The article presents the results of the development of the zone principle of operation for the regulation and monitoring equipment of the spacecraft's onboard network. The entire area of possible changes in the control signal is divided into zones of operation. Each type of module has its own zone of operation. This approach provides automatic connection of the required regulators depending on the power balance of the "consumer - sources".

Ключевые слова: система электроснабжения, система управления, аппаратура регулирования и контроля, бортовая сеть, космический аппарат.

Key words: power supply system, control system, regulation and monitoring equipment, onboard network, spacecraft.

Система энергоснабжения (СЭС) космического аппарата, обеспечивающая электропитание других систем, является одной из важнейших систем, определяющая геометрию космических аппаратов, конструкцию, массу, срок их активного существования. Для обеспечения её работоспособности и обработки её параметров спроектирована аппаратура регулирования и контроля энергоснабжения бортовой сети (АРК), которая совместно с первичными источниками энергии – солнечными батареями (СБ), и вторичными источниками энергии – аккумуляторными батареями (АБ), обеспечивает потребителей бортовой сети электрической энергией на этапах наземных испытаний и предстартовой подготовки, а также во всех режимах полёта [1-3]. В её состав входят такие модули как: регуляторы тока СБ (РТ), зарядно-разрядные устройства АБ (ЗРУ), модуль микроконтроллера (ММК), стабилизатор напряжения (СН) и фильтр [4-5].

Система управления АРК автоматически стабилизирует выходное напряжение на уровне 28,5 В. Модули РТ, ЗРУ и СН в АРК образуют единую систему управления с отрицательной обратной связью, состоящую из корректирующих звеньев, исполнительных устройств, датчиков обратных связей и объ-

екта управления – силового фильтра и нагрузки [4]. Принцип регулирования в АРК СЭС схематически изображен на функциональной схеме на рис. 1.

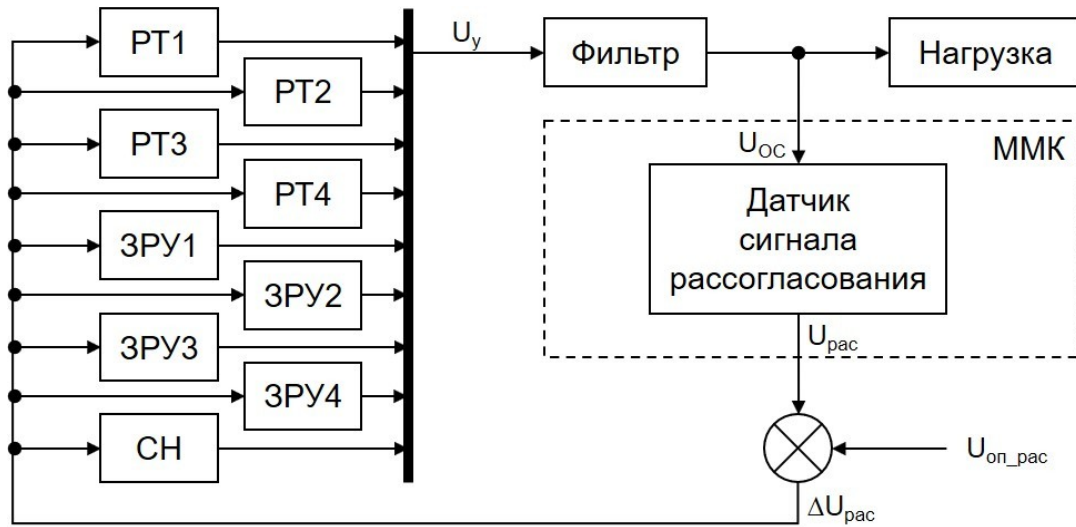


Рис. 1. Функциональная схема регулирования АРК

Сигнал рассогласования определяется разницей между опорным $U_{оп}$ (28,5 В) и фактическим напряжением U_{OC} на шине питания с необходимым усилением датчика рассогласования $K_{OУ}$ для улучшения точности регулирования и коэффициентом передачи датчика напряжения $K_{ДН}$:

$$U_{рас} = K_{OУ} \cdot K_{ДН} \cdot (U_{оп} - U_{OC}). \quad (1)$$

Ошибка сигнала рассогласования $\Delta U_{рас}$ определяется разницей $U_{рас}$ и опорным сигналом рассогласования $U_{оп_рас}$:

$$\Delta U_{рас} = U_{оп_рас} - U_{рас}. \quad (2)$$

Значение $\Delta U_{рас}$ служит входным задающим сигналом регуляторов в цифровых контроллерах модулей РТ, ЗРУ, СН, на выходах которых формируются единый сигнал управления U_y с учетом зоны работы каждого модуля:

$$U_y = K_{п} \cdot \Delta U_{рас} + K_{и} \cdot \int_{i=0}^5 (\Delta U_{рас} - i \cdot U_{см}) di, \quad (3)$$

где i – номера зон работы модулей; $U_{см}$ – смещение сигнала управления (ширина зоны регулирования); $K_{п}$ – пропорциональная составляющая коэффициента передачи сигнала ошибки; $K_{и}$ – интегральная составляющая коэффициента передачи сигнала ошибки.

В АРК для совместной работы модулей РТ, ЗРУ, СН, преобразования и накопления энергии заложен принцип зонного регулирования с общим каналом

управления по напряжению. Для этого вся область возможного изменения сигнала управления U_y разбита на зоны работы, при этом каждому типу модулей выделена своя зона работы. Принцип зонного регулирования показан в виде графика, приведённого на рис. 2.

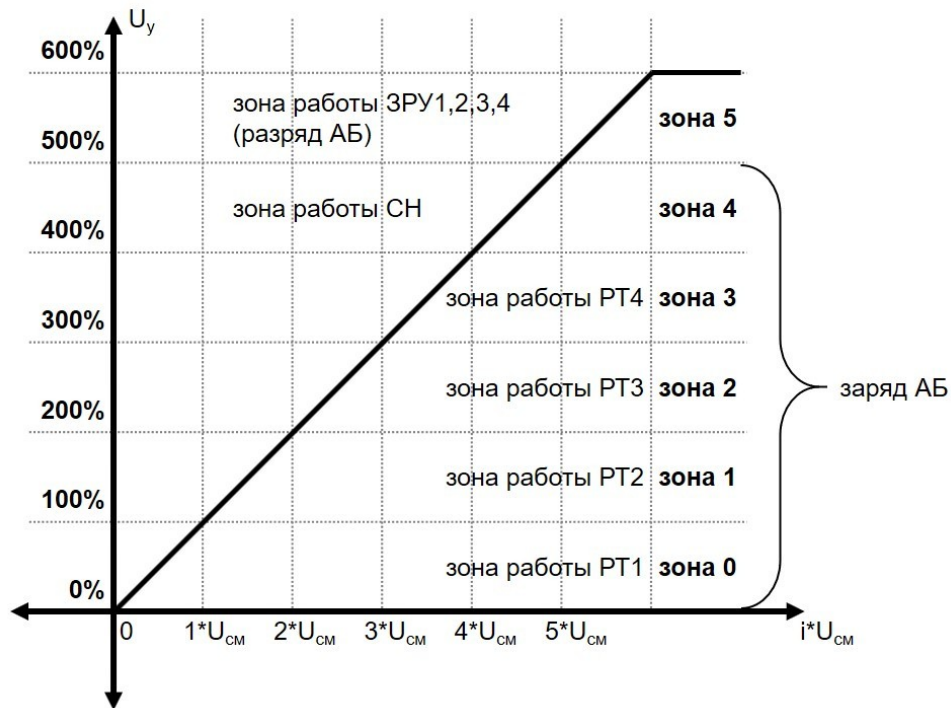


Рис. 2. График совместной работы модулей АРК с разбиением на зоны

Разделение на зоны при общем канале управления осуществляется за счёт введения в цифровое ПИ-звено каждого из регуляторов своего значения смещения $i \cdot U_{cm}$. При таком выполнении системы в зависимости от баланса мощности "потребитель - источники" в работу автоматически включаются требуемые регуляторы. Регуляторы РТ первыми отдают свою мощность. При наличии избыточной мощности в системе возможен заряд АБ, причём заряд каждой АБ обеспечивается по собственному алгоритму, но с выравниванием зарядных токов между отдельными АБ.

В соответствии с рис. 2, вначале работает РТ1, затем, по мере увеличения нагрузки, подключаются следующие модули: РТ 2, 3, 4; при дальнейшей нехватке энергии включается модуль СН, в самой верхней зоне при максимальной нагрузке или нахождении транспортного корабля в тени, энергией СЭС обеспечивают АБ [4].

Таким образом, в системе организуется зонный принцип регулирования, который обеспечивает непрерывное изменение сигнала U_y в зависимости от энергобаланса системы и параметрических возмущений; систему в общем можно рассматривать, при определенных допущениях, как квазилинейную, что позволяет использовать известные линейные методы синтеза и анализа системы управления. При этом настройка контуров регулирования с заданными показа-

телями качества осуществляется отдельно для каждого типа модулей РТ, ЗРУ и СН.

Библиографический список

1. **Варенбуд, Л.Р.** Инновационные решения при разработке аппаратуры регулирования и контроля систем энергоснабжения космических аппаратов / Л.Р. Варенбуд, В.Н. Волокитин // Энергия - XXI век. – Воронеж, 2013 – №1 (84) – с. 16-27.
2. **Савенков, В.В.** Принципы построения аппаратуры регулирования и контроля современных систем электроснабжения малоразмерных космических аппаратов / В.В. Савенков, А.К. Тищенко, В.Н. Волокитин // Решетневские чтения. – Красноярск, 2017 – Т. 1 – с. 325-326.
3. **Савенков, В.В.** Аппаратура регулирования и контроля системы электропитания перспективного пилотируемого транспортного корабля / В.В. Савенков, А.К. Тищенко, В.Н. Волокитин // Решетневские чтения. – Красноярск, 2018 – Т. 1 – с. 303-304.
4. **Таболин, И.И.** Разработка структуры аппаратуры регулирования и контроля системы энергоснабжения космического аппарата / И.И. Таболин, А.Д. Данилов // Альтернативная и интеллектуальная энергетика. – Воронеж, ВГТУ – 2020.
5. **Таболин, И.И.** Модуль микроконтроллера в системе автоматического регулирования и контроля энергоснабжения бортовой сети космического аппарата / И.И. Таболин, А.Д. Данилов // Новые технологии в научных исследованиях, проектировании, управлении, производстве. – Воронеж, ВГТУ – 2019 – с. 303-304.

УДК 681.5.013

DOI 10.46960/39255930_2020_136

А.В. Таволжанский**КОМПЕНСАЦИЯ НЕОПРЕДЕЛЁННЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИВОДАХ С УПРАВЛЕНИЕМ ПО ВЫХОДУ**

Воронежский государственный технический университет

Решается задача компенсации неопределенных возмущений в электрических приводах с управлением по выходу. Предложены методика приведения момента сопротивления в приводе к задающему входу и способ формирования частотных характеристик системы с учётом одновременного действия задающих и возмущающих воздействий. Приведён практический пример синтеза управляемого электропривода с хаотическим изменением момента нагрузки.

The problem of compensation of indeterminate disturbances in electric drives with output control is solved. A method for reducing the resistance moment in the drive to the set input and a method for forming the frequency characteristics of the system, taking into account the simultaneous action of the setting and disturbing influences, are proposed. A practical example of the synthesis of a controlled electric drive with a chaotic change in the load moment is given.

Ключевые слова: электропривод, частотный синтез, приведение возмущения.

Key words: electric drive, frequency synthesis, the bringing of the disturbance.

Введение

В системах регулирования по отклонению проблему компенсации возмущающего воздействия решают организацией дополнительного канала ввода возмущения с использованием датчика или наблюдателя этого воздействия [1-4]. Однако установка датчика возмущения или наблюдателя не всегда технически возможна. В связи с этим возникает задача подавления возмущения контуром регулирования по отклонению.

В существующей литературе решению данной задачи уделено недостаточное внимание. Обычно осуществляется синтез системы управления исходя из требований к качеству отработки задающего воздействия, необоснованно предполагая при этом, что степень подавления возмущения будет достаточно высокой.

В предлагаемой работе представлен строгий аналитический метод формирования частотных характеристик систем управления, учитывающий требования к качеству регулирования при одновременном действии задающего $g(t)$ и неопределенного возмущающего $f(t)$ воздействий.

Теоретическое обоснование метода

Идея предлагаемого метода формирования частотных характеристик системы, обеспечивающих подавление возмущения, состоит в приведении возмущающего воздействия к задающему входу и последующем построении низкочастотного участка частотной характеристики, с учетом одновременного действия двух воздействий $g(s)$ и $f(s)$, приложенных к одному входу системы.

Графически эту идею можно продемонстрировать на рис.1 и рис.2.

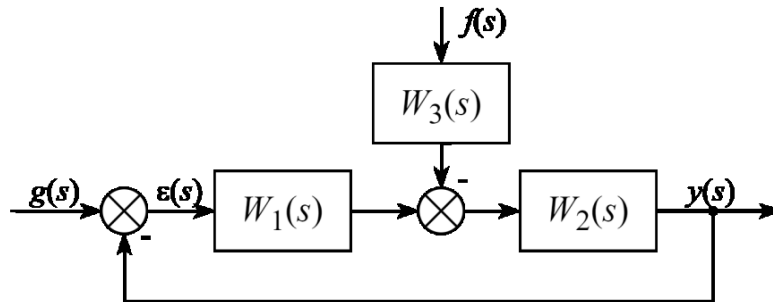


Рис.1. Исходная структурная схема с задающим $g(s)$ и возмущающим $f(s)$ воздействиями

На рис.1 обозначено: $\varepsilon(s)$ – ошибка регулирования, $g(s)$ – задающее воздействие, $f(s)$ – возмущающее воздействие, $W_1(s)$, $W_2(s)$ – передаточные функции прямого канала, $W_3(s)$ – передаточная функция в канале возмущения.

Для этой структуры уравнение движения для ошибки имеет вид:

$$\varepsilon(s) = \frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot g(s) + \frac{W_3(s) \cdot W_2(s)}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot f(s). \quad (1)$$

Результатом приведения должна стать структура, показанная на рис.2.

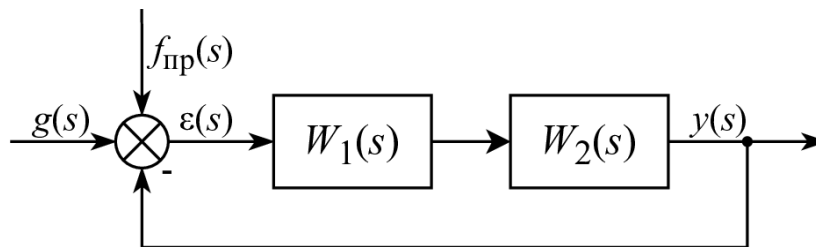


Рис.2. Эквивалентная структурная схема системы с возмущающим воздействием, приведенным к задающему входу

Для эквивалентной схемы уравнение движения ошибки приобретает вид:

$$\varepsilon(s) = \frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot g(s) + \frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot f_{np}(s). \quad (2)$$

Приравнявая формулы (1) и (2), получаем условие эквивалентности (3):

$$\frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot g(s) + \frac{W_3(s) \cdot W_2(s)}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot f(s) = \frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot g(s) + \frac{1}{W_1(s) \cdot W_2(s)} \cdot f_{np}(s). \quad (3)$$

Полученные условия позволяют проводить синтез по заданию и возмущению по единой методике.

Для сигналов $g(t)$ и $f(t)$ с ограниченным количеством производных по времени, (например, $g(t) = g_m$, $f(t) = f_m + v_f t$, $g(t) = g_m + v_g t + a_g t^2$) результат приведения для случая, когда $W_2(s)$ не содержит интегратора, имеет вид:

$$f_{np}(s) = W_3(0) \cdot W_2(0) \cdot f(s). \quad (4)$$

Если $g(t)$ или $f(t)$ содержат гармоническую составляющую:

$$f(t) = f_m \sin \omega_f t,$$

то:

$$f_{np}(t) = W_3(\omega_f) \cdot W_2(\omega_f) \cdot f(t), \quad (5)$$

где $W_3(\omega_f)$ и $W_2(\omega_f)$ – модули частотных функций $W_3(j\omega)$ и $W_2(j\omega)$ – на частоте ω_f .

Практический пример

Рассмотрим объект управления – электропривод, который описывается с помощью передаточных функций:

$$W_g(s) = \frac{1,48 \cdot 10^{-3} s^2 + 1 \cdot 10^{-2} s + 0,42}{1,2 \cdot 10^{-5} s^4 + 1,6 \cdot 10^{-4} s^3 + 9,1 \cdot 10^{-3} s^2 + 5,7 \cdot 10^{-2} s + 1,42}; \quad (6)$$

$$W_f(s) = \frac{8 \cdot 10^{-4} s^3 + 1 \cdot 10^{-2} s^2 + 2,6s + 1,52}{1,2 \cdot 10^{-5} s^4 + 1,6 \cdot 10^{-4} s^3 + 9,1 \cdot 10^{-3} s^2 + 5,7 \cdot 10^{-2} s + 1,42};$$

где: $W_g(s)$ и $W_f(s)$ – передаточные функции относительно задающего и возмущающего воздействия.

Объект работает в условиях неопределённого момента нагрузки, который может быть представлен хаотическим сигналом (рис. 3), о котором известны только максимальные значения скорости и ускорения.

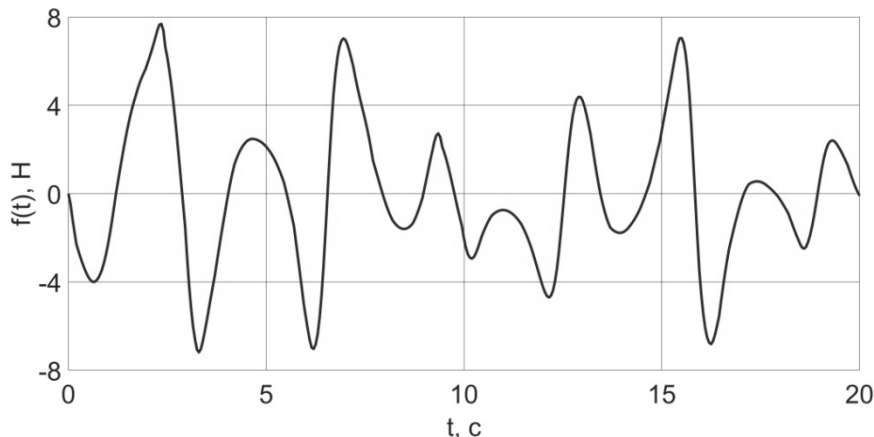


Рис. 3. Хаотический сигнал

Для того, чтобы показать, что сигнал на рис. 3 – нерегулярный, то есть его вид не задан определенной функцией, приведен график первой и второй производных рис. 4, их максимальные значения не превышают указанных величин в формуле (7).

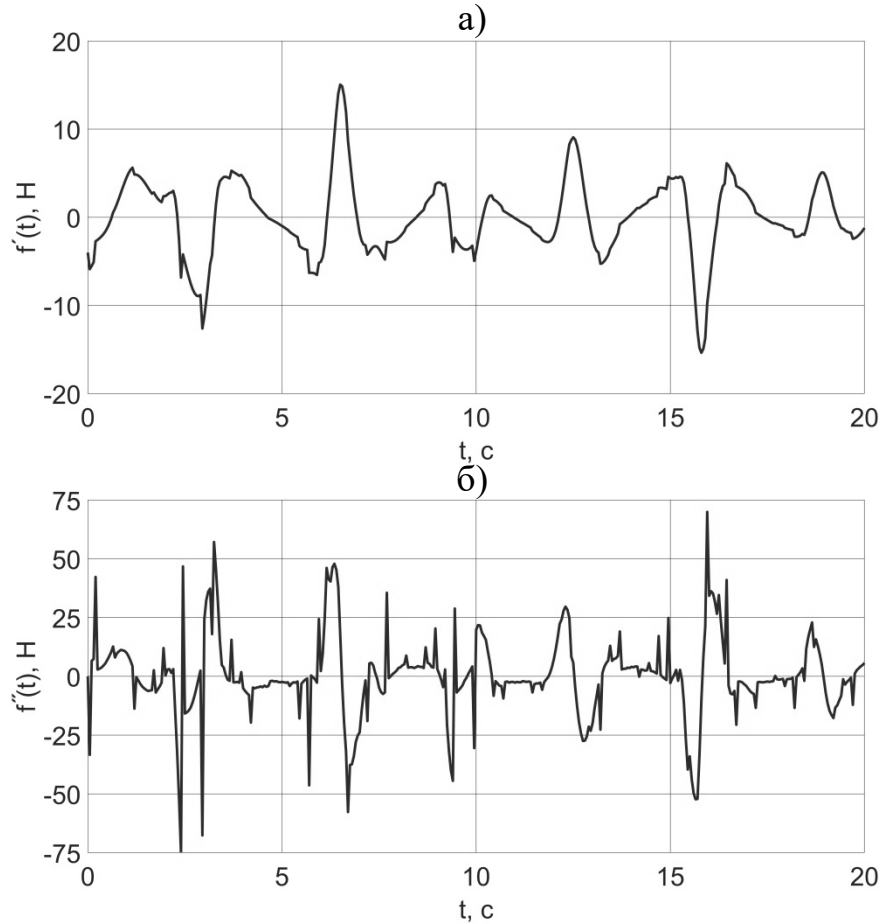


Рис. 4. Производные хаотического сигнала:
а) первая ; б) вторая

Необходимо обеспечить максимально допустимое значение установившейся ошибки $\varepsilon_m = 0,05$ В, тогда как законы входных воздействий заданы в виде:

$$g(t) = g_m = 15; \quad (7)$$

$$\dot{f}_{\max} = 20; \ddot{f}_{\max} = 80,$$

где g_m – амплитуда задающего воздействия, $\dot{f}_{\max}, \ddot{f}_{\max}$ – максимальные значения скорости и ускорения возмущающего воздействия.

Определяем запретную зону низкочастотного участка.

Для обработки задающего воздействия достаточно обеспечить коэффициент передачи $k_g = \frac{1}{\delta_g}$:

$$\delta_g = \frac{\varepsilon_m}{g_m} = \frac{0,05}{15} = 0,0033. \quad (8)$$

Так как возмущение задано максимальными значениями скорости и ускорения, для обеспечения заданной ошибки нам необходимо обеспечить добротность по скорости – D_{vf} и ускорению – D_{af} :

$$D_{vf} = \frac{\dot{f}_{np}}{\varepsilon_m} = \frac{30,47}{0,05} = 609,34; D_{af} = \frac{\ddot{f}_{np}}{\varepsilon_m} = \frac{121,87}{0,05} = 2437,35. \quad (9)$$

Сформируем низкочастотный участок логарифмической амплитудной частотной характеристики (ЛАЧХ) разомкнутой системы, обеспечивающий найденные в выражении (9) значения добротности по скорости и ускорению.

Значения этих добротностей и требуемый статизм по задающему воздействию определяют собою расчётные частоты среза $\sqrt{D_a}$ и D_v для участков желаемой ЛАЧХ с наклонами $(-40 \frac{\partial B}{\partial \text{дек}})$ и $(-20 \frac{\partial B}{\partial \text{дек}})$ соответственно, рис. 5.

$$D_v = D_{vf} + \frac{\omega_c}{\delta_g} = 609,34 + \frac{4}{0,0033} = 1809,34; \quad (10)$$

$$D_a = D_{af} + \frac{\omega_c^2}{\delta_g} = 2437,35 + \frac{4^2}{0,0033} = 7237,25,$$

где ω_c – частота эквивалентного гармонического возмущения, определяемая как

$$\omega_c = \frac{\dot{f}_{np}}{f_{np}} = \frac{121,87}{30,47} = 4.$$

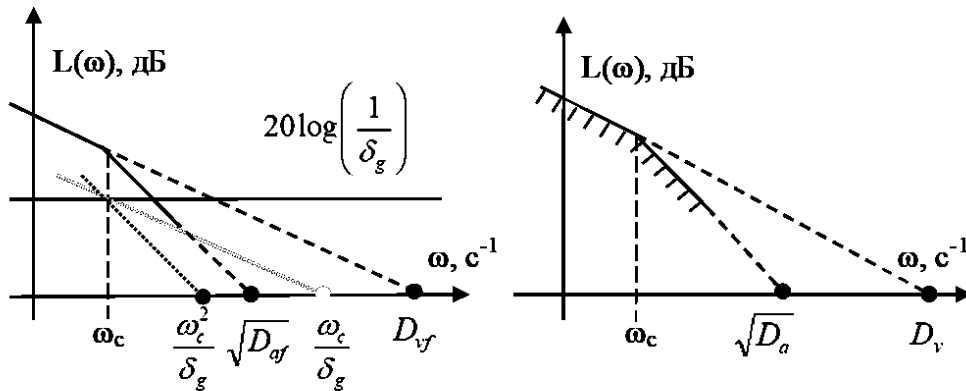


Рис. 5. Графическая иллюстрация построения низкочастотного участка

Затем, проведя синтез, получим выражения для корректирующих звеньев, одно из которых синтезировано с учетом возмущения, а другое без него (рис. 6).

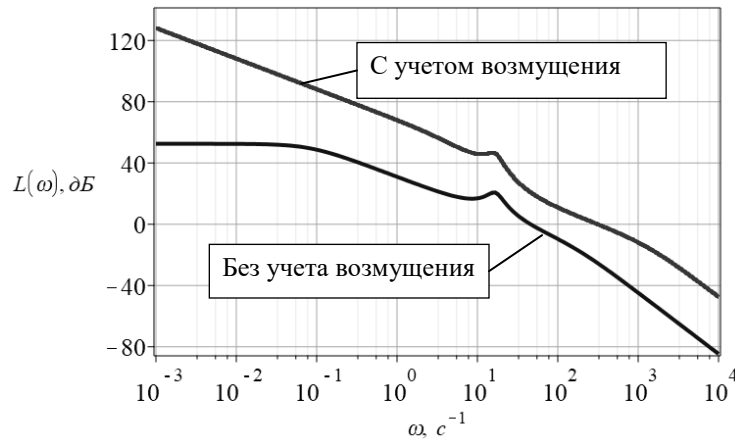


Рис. 6. ЛАЧХ синтезированных систем с учётом и без учёта возмущения

После введения возмущения получим график ошибки $\varepsilon(t)$, рис. 7.



Рис.7. Ошибка регулирования при одновременном действии $g(t)$ и $f(t)$

Из рис. 7 видно, что ошибка в системе регулирования электроприводом, синтезированной по предложенной методике, удовлетворяет техническому заданию, что подтверждает эффективность предложенного метода.

Выводы

Частотный синтез систем автоматического регулирования электроприводами широко применяется в инженерной практике ввиду его простоты и ясного физического смысла. В данной статье этот метод был дополнен способом приведения возмущения к задающему входу. Предложенный способ позволяет провести точный расчет компенсации возмущения контуром регулирования по отклонению в тех случаях, когда организовать канал ввода возмущения технически невозможно.

Библиографический список

1. **Копылова, Л.Г.** Компенсация гармонических возмущений момента нагрузки в следящих электромеханических системах и элементы структурной оптимизации регуляторов / Л.Г. Копылова, С.В. Тарарыкин // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 44–51.
2. **Лебедев, С.К.** Комбинированное управление в системах позиционирования с наблюдателем нагрузки / С.К. Лебедев [и др.] // Вестник ИГЭУ. – 2013. – Вып. 6. – С. 41–47.
3. **Хлынин, А.С.** Комбинированные системы управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами / А.С. Хлынин // Актуальные проблемы электроэнергетики. – 2015. С.114–118.
4. **Böhl, S.** Observer-based compensation of thermal disturbances for linear displacement sensors/ S. Böhl, W. Knapp // CIRP Annals. –2019. V. 68, I. 1, P. 543–546.

УДК 621.3.07

DOI 10.46960/39255930_2020_143

Г.В. Федоров, А.С. Плехов**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ГЕНЕРАЦИИ КОДА
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Приводится описание современных тенденций в области проектирования систем управления электротехническими комплексами. Рассмотрена возможность применения модельно-ориентированного подхода при проектировании вычислительных модулей цифровых систем.

The description of modern trends in the field of design of control systems for electrical complexes. The possibility of applying a model-oriented approach to the design of computing modules of digital systems.

Ключевые слова: модельно-ориентированное проектирование, системы автоматического управления, электропривод, *Matlab/Simulink*, ПЛИС.

Key words: model-based design, automatic control systems, electric drive, *Matlab/Simulink*, PLIC (Programmable Logic Integrated Circuits).

Введение

Стандартные методы разработки, которые применяются в проектировании сложных и многомерных систем, с каждым годом становятся всё менее удобными в использовании, что приводит к увеличению времени разработки и затрат. Неудобство использования проявляется в необходимом контроле качества программного кода, который может достигать больших размеров, а также при выполнении его диагностики на этапах отладки и тестирования систем. Затраты на создание натуральных стендов, моделирующих поведение реального объекта управления, могут достигать стоимости разработки всей системы управления.

Для уменьшения влияния подобных негативных факторов на разработку систем управления технологическими объектами в последние годы используется метод модельно-ориентированного проектирования.

В основе метода лежит математическая модель объекта, для которого разрабатывается алгоритм управления. Подразумевается, что большая часть времени разработки, включая этапы моделирования, отладки и получения программного кода, выполняется в единой среде, что позволяет вести документацию и осуществлять переход от этапа к этапу более простыми методами, по сравнению с традиционными процессами проектирования.

Одним из наиболее известных программных средств для разработки и создания моделей, а также для выполнения инженерных расчётов является пакет программ *Matlab/Simulink*. На базе данного программного обеспечения рас-

смотрен процесс автоматической генерации кода и его сравнение с кодом, написанным традиционным способом. В качестве платформы рассматривается программируемая логическая интегральная схема, а в качестве языка описания аппаратуры – *Verilog*.

Модель выполнения прямого координатного преобразования

В качестве примера использования технологии автоматической генерации кода рассмотрим часть системы векторного управления двигателями переменного тока, выполняющую прямое координатное преобразование. Выбор обусловлен широким распространением систем векторного управления в современных электроприводах.

Конкретно рассматриваемый модуль векторных систем в своей основе обладает достаточно простым для понимания математическим описанием, что позволяет сосредоточиться на общей картине процесса генерации и сравнения кода.

На рис. 1 представлена структура модели, которая выполняет преобразования, необходимые для расчета управляющих воздействий в системе векторного управления. Данная модель включает в себя блоки для осуществления прямого координатного преобразования. В качестве примера показаны возможные входные воздействия, которые представлены дискретизированными по времени и уровню синусоидальными сигналами.

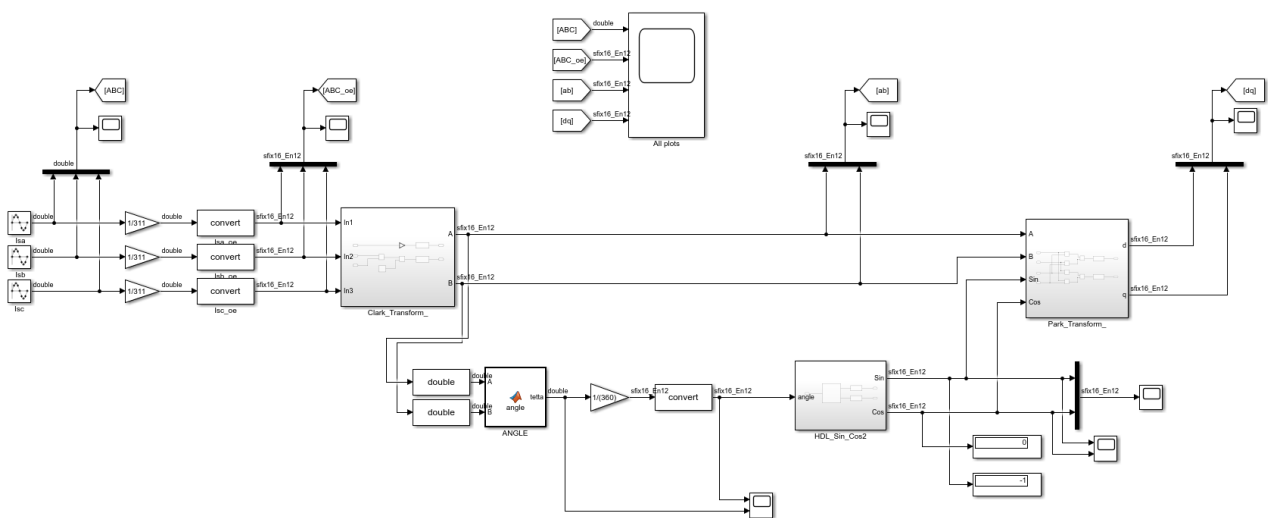


Рис. 1. Модель прямого координатного преобразования, выполненная в среде *Simulink*

На рис. 2 представлены результаты выполнения симуляции полученной модели. Полученный вид графиков соответствует теоретическим описаниям, что подтверждает корректность созданных блоков, отвечающих за преобразование координат и расчет тригонометрических функций.

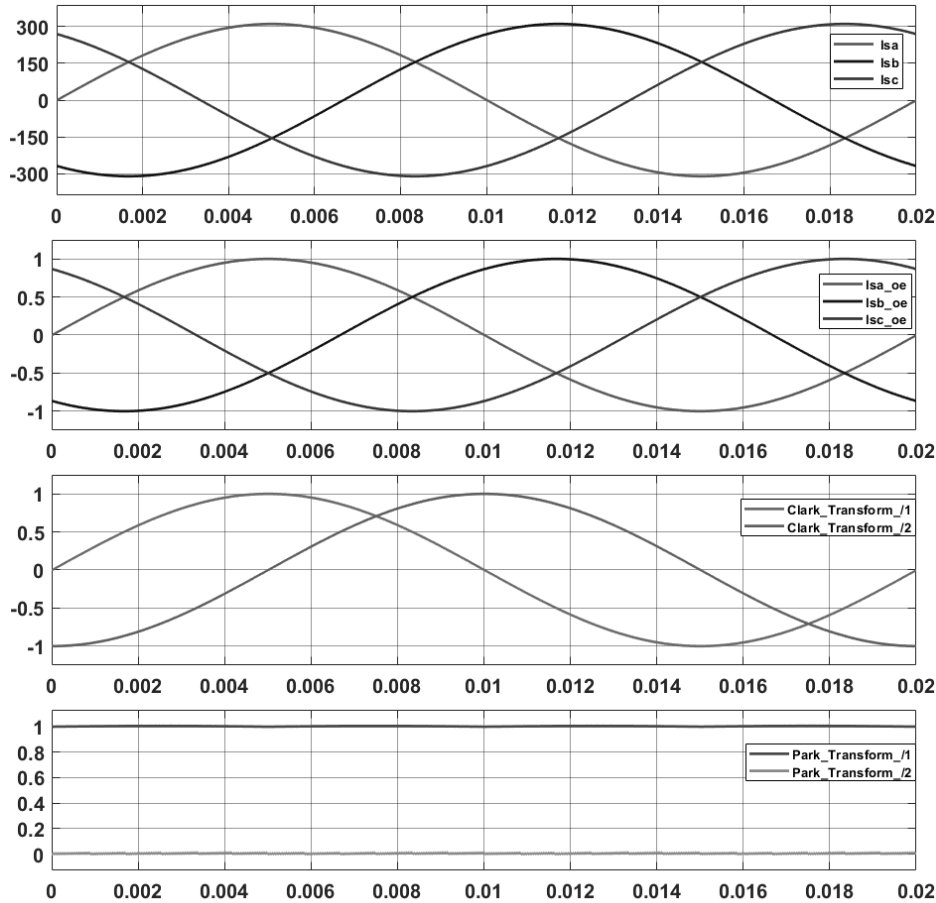


Рис. 2. Результаты симуляции модели

Функциональный узел преобразования Кларк

На примере одного из блоков модели выполним сравнение результатов автоматической генерации кода с кодом, написанным вручную.

Формулы координатных преобразований при переходе из трехфазной системы в двухфазную выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} I_{S\alpha} = I_{SA} \\ I_{S\beta} = \frac{I_{SB} - I_{SC}}{\sqrt{3}} \end{cases} \quad (1)$$

С учётом того, что $I_{SA} + I_{SB} + I_{SC} = 0$, можно преобразовать систему 1 к следующему виду:

$$\begin{cases} I_{S\alpha} = I_{SA} \\ I_{S\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{SA} + \frac{2}{\sqrt{3}} I_{SB} \end{cases} \quad (2)$$

Система уравнений 2 содержится в подсистеме *Clark_Transform_*. Содержимое подсистемы представлено на рис. 3.

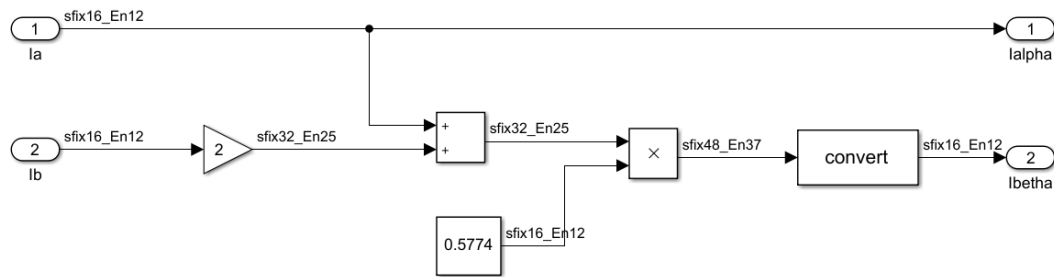


Рис. 3. Модель блока преобразования Кларк в среде *Simulink*, выполненная на базовых блоках

Теперь, перед началом выполнения процесса генерации *HDL*-кода, который осуществляется специальным программным инструментом ПО *Matlab/Simulink* под названием *HDL-coder*, необходимо выполнить предварительную настройку модели.

Все блоки, которые представляют собой константы, были настроены на использование арифметики с фиксированной точкой. Под целую часть числа выделено четыре бита (включая знаковый), под дробную часть – 12 бит.

На рис. 4 представлены результаты выполнения синтеза кода, полученного из среды *Simulink* в среде *QuartusII*.

Flow Status	Successful - Sun Dec 22 18:37:38 2019
Quartus Prime Version	16.1.2 Build 203 01/18/2017 SJ Standard Edition
Revision Name	Clark_Transform_Simulink
Top-level Entity Name	Clark_Transform_Simulink
Family	Cyclone IV E
Device	EP4CE22F17C6
Timing Models	Final
Total logic elements	83 / 22,320 (< 1 %)
Total registers	48
Total pins	68 / 154 (44 %)
Total virtual pins	0
Total memory bits	0 / 608,256 (0 %)
Embedded Multiplier 9-bit elements	4 / 132 (3 %)
Total PLLs	0 / 4 (0 %)

Рис. 4. Результаты компиляции кода на языке *Verilog*, полученного с помощью генератор кода из среды *Simulink*

Видно, что общее количество задействованных элементов значительно увеличилось. В частности, увеличилось количество использованных встроенных умножителей с двух до четырех. Но стоит сразу отметить, что подобные результаты могут являться следствием не плохого алгоритма работы *HDL-coder*, а недоиспользованием некоторых его настроек. Также следует принимать

во внимание тот факт, что на этапе создания самой модели в среде *Simulink* могли быть упущены из виду возможности использования других средств/методик для создания модели, из которой впоследствии необходимо сгенерировать *HDL*- описание.

Алгоритм данного координатного преобразования можно считать относительно простым с точки зрения его реализации на языке *Verilog*. В связи с этим было создано описание модуля на языке *Verilog*, который выполняет это координатное преобразование, для получения возможности сравнения автоматически генерируемого кода из среды *Simulink* и кода, написанного вручную. На рис. 5 представлена информация о результатах выполнения синтеза описанной схемы.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что подобная реализация координатного преобразования Кларк занимает малую часть доступных ресурсов, используемой ПЛИС. Также можно обратить внимание на то, что синтезатор для реализации операции умножения использовал встроенные аппаратные умножители разрядностью девять бит в количестве двух штук. Учитывая их общее количество (132 модуля аппаратного умножения), можно принять данное решение синтезатора без ручной корректировки.

Flow Status	Successful - Sun Dec 22 16:24:03 2019
Quartus Prime Version	16.1.2 Build 203 01/18/2017 SJ Standard Edition
Revision Name	Clark_Transform
Top-level Entity Name	Clark_Transform
Family	Cyclone IV E
Device	EP4CE22F17C6
Timing Models	Final
Total logic elements	46 / 22,320 (< 1 %)
Total registers	32
Total pins	66 / 154 (43 %)
Total virtual pins	0
Total memory bits	0 / 608,256 (0 %)
Embedded Multiplier 9-bit elements	2 / 132 (2 %)
Total PLLs	0 / 4 (0 %)

Рис. 5. Результаты синтеза *HDL*-кода написанного вручную

Заключение

В результате сравнения результатов автоматической генерации кода средствами *Matlab/Simulink* и кодом, написанным вручную, можно сделать вывод о целесообразности использования данной технологии в процессе разработки сложных систем управления электротехническими объектами.

Широкое распространение и непрерывное улучшение данной технологии позволяет избежать привлечения к работе над проектом узкоспециализированных кадров для разработки программного кода.

Применение модельно-ориентированного подхода при проектировании цифровых систем управления ускоряет процесс разработки, а также обеспечивает дополнительную визуализацию результатов при проведении тестов и в процессе управления файлами, а именно их хранения, систематизации, передачи и координации работы программистов при работе над большим проектом.

Использованные средства *Matlab/Simulink* позволяют выполнять отладку алгоритмов управления электроприводов различного типа.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-48-520010-р_a).

Библиографический список

1. **Деменков, Н.П.** Модельно-ориентированное проектирование систем управления // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2008. – N 11. – С. 66-69.
2. **FPGAintheLoop** [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mathworks.com/help/hdlverifier/fpga-in-the-loop.html/> (дата обращения 20.11.2019).
3. **Черных, И.В.** Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.
4. **Poon, J.J.** Hardware-in-the-loop testing for electric vehicle drive applications // Proceeding of the applied power electronics conference and exposition (APEC), 2014, P. 2576–2582.
5. **Smith, P.F.** Best Practices for Establishing a Model Based Design Culture. SAE Paper 2007-01-0777.
6. **Yang, J.** An Effective Model-Based Development Process Using Simulink/Stateflow for Automotive Body Control Electronics. SAE Paper 2006-01-3501.
7. **Matlab R2018b**, версия 9.5.0.94. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mathworks.com/> (дата обращения 09.12.2019)

УДК 681.5.013

DOI 10.46960/39255930_2020_149

А.Е. Фиргер

ИНВАРИАНТНЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД С ВНУТРЕННЕЙ МОДЕЛЮ ВОЗМУЩЕНИЯ

Воронежский государственный технический университет

Рассмотрен синтез инвариантного электропривода с внутренней моделью возмущения, использующего в своей структуре наблюдающие устройства координат состояния объекта.

The synthesis of an invariant electric drive with an internal perturbation model that uses observing devices of the object state coordinates in its structure is considered.

Ключевые слова: модальное управление, электропривод, инвариантность к возмущению, наблюдатель.

Key words: modal control, electric drive, disturbance invariance, observer.

Введение

Одной из основных проблем современных электроприводов является обеспечение требуемого качества регулирования частоты вращения исполнительного механизма в условиях действия на привод изменяющегося момента нагрузки [1,2]. Наиболее целесообразным решением этой проблемы является синтез наблюдателя возмущения. Предлагаемая работа посвящена построению наблюдателя внутренней модели возмущения (момента нагрузки) в рамках теории модального управления.

Условия инвариантности

Структура системы регулирования электропривода с дополнительным каналом ввода возмущения представлена на рис.1.

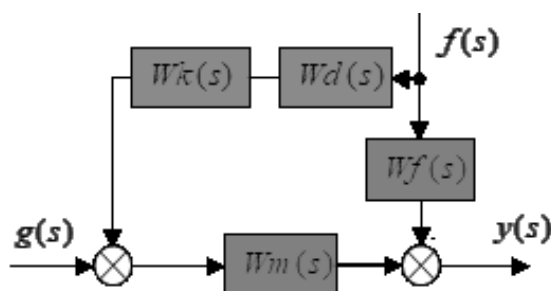


Рис.1. Типовая структура системы регулирования с дополнительным каналом

ввода возмущения

На рис. 1 обозначены: $Wm(s) = B(s)/A(s)$ - передаточная функция замкнутой системы с модальным регулятором по задающему воздействию; $Wf(s) = G(s)/H(s)$ - передаточная функция по возмущающему воздействию; $Wk(s) = C(s)/D(s)$ - передаточная функция корректирующего звена, обеспечивающего инвариантность системы относительно f ; $Wd(s) = Q(s)/P(s)$ - передаточная функция датчика возмущения.

Уравнение движения:

$$y(s) = Wm(s) \cdot g(s) + (Wk(s) \cdot Wm(s) \cdot Wd(s) - Wf(s)) \cdot f(s). \quad (1)$$

Условие полной инвариантности относительно f :

$$Wk(s) = \frac{Wf(s)}{Wm(s) \cdot Wd(s)}. \quad (2)$$

Условие частичной инвариантности, например, для первого порядка астатизма:

$$Wk(s) = \frac{c_0}{d_0} = \frac{a_{0m} \cdot g_0 \cdot p_0}{b_{0m} \cdot h_0 \cdot q_0}.$$

Изложенный способ обеспечения инвариантности подразумевает, что момент нагрузки f доступен непосредственному измерению с помощью датчика $Wd(s)$. Однако именно эта предпосылка обеспечения инвариантности является наиболее сложной в практической реализации, и следует искать возможность косвенного наблюдения переменного момента нагрузки [3,4,5,6].

Перейдём к задаче построения наблюдателя.

Построение наблюдателя возмущающего воздействия

Идея наблюдения возмущающего воздействия состоит в том, что возмущение вводится в число координат x состояния электропривода и строится наблюдатель, оценивающий все координаты состояний, в том числе и возмущение (рис.2).

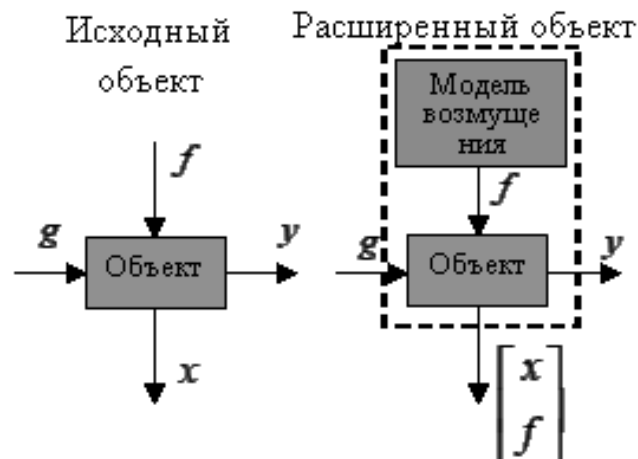


Рис.2. Иллюстрация введения возмущения в число координат состояния

Для того чтобы включить возмущение в число координат необходимо в модель объекта ввести модель возмущения (рис.2). Например, для $f = f_m + v_f \cdot t$ модель возмущения имеет вид:

$$\begin{cases} \dot{v}_1 = v_2 \\ \dot{v}_2 = 0 \\ f = v_1. \end{cases} \quad (3)$$

Тогда описание расширенного объекта примет вид:

$$\begin{cases} \dot{x} = B \cdot x + F \cdot f + N \cdot g \\ y = A \cdot x \\ \dot{v} = S \cdot v \\ f = H \cdot v \end{cases} \quad \text{или} \quad \begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B & F \cdot H \\ 0 & S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} N \\ 0 \end{bmatrix} \cdot g, \\ y = A \cdot x \end{cases}$$

где B - характеристическая матрица, N - матрица управления, F - матрица возмущения, A - матрица выхода системы.

Вводя обозначения: $\Lambda = \begin{bmatrix} B & F \cdot H \\ 0 & S \end{bmatrix}$; $T = \begin{bmatrix} N \\ 0 \end{bmatrix}$; $M = [A \quad P \cdot H]$; $\gamma = \begin{bmatrix} x \\ v \end{bmatrix}$, полу-

чим:

$$\begin{cases} \dot{\gamma} = \Lambda \cdot \gamma + T \cdot g; \\ y = M \cdot \gamma. \end{cases} \quad (4)$$

Выражение (4) представляет собой описание расширенного объекта с координатами γ , включающими неизмеряемое возмущение f . Матрица P в рассматриваемом приводе отсутствует: $P = 0$. Для полученного объекта уравнение наблюдателя пониженного порядка имеет вид:

$$\dot{\hat{z}} = (\Lambda_{22} - K \cdot \Lambda_{12}) \cdot \hat{z} + (T_2 - K \cdot T_1) \cdot u + (\Lambda_{21} - K \cdot \Lambda_{11}) \cdot y + K \cdot \dot{y}, \quad (5)$$

где $K = [k_2 \quad k_3 \quad k_4]^T$ - матрица ошибок, $\Lambda = \begin{bmatrix} \Lambda_{11} & \Lambda_{12} \\ \Lambda_{21} & \Lambda_{22} \end{bmatrix}$; $T = \begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \end{bmatrix}$; $M = [A]$;

$\hat{z} = [\hat{x}_2 \quad \hat{x}_3 \quad \hat{x}_4 \quad \hat{f}]^T$. Матрица ошибок определяется путём приравнивания коэффициентов характеристического полинома $|\Lambda_{22} - K \cdot \Lambda_{12}|$ к коэффициентам желаемого типового полинома порядка $n-1$ (предполагают, что выходная координата x_1 доступна непосредственному измерению).

Практический пример

Рассмотрим электропривод, модель которого имеет вид:

$$\dot{x}_2 = (-1/Te \cdot Tm) \cdot x_1 + k_d \cdot g - (R \cdot k_d / cm) \cdot f,$$

$$\begin{aligned}\dot{x}_1 &= x_2 - (1/Te) \cdot x_1 - (R \cdot Te \cdot k_d / cm) \cdot f, \\ y &= (1/ce \cdot Te \cdot Tm) \cdot x_1.\end{aligned}$$

Или в матричном виде:

$$\begin{cases} \dot{x} = B \cdot x + N \cdot g + F \cdot f \\ y = A \cdot x \end{cases},$$

где $B = \begin{bmatrix} -1/Te & 1 \\ -1/Te \cdot Tm & 0 \end{bmatrix}$; $N = [0 \quad k_d]^T$; $F = \begin{bmatrix} -\frac{k_d \cdot R \cdot Te}{cm} & -\frac{k_d}{cm} \end{bmatrix}^T$; $A = [1/ce \cdot Te \cdot Tm \quad 0]$

Синтез модального регулятора: $PJ = (s + 10)^2$ - желаемый полином; $KJ = (100 \quad 20 \quad 1)$ - коэффициенты желаемого полинома, $PF = |s \cdot E - B + N \cdot D \cdot R \cdot K|$ - формируемый полином, $R = [r_1 \quad r_2]$ - матрица регулятора, $KF = \begin{bmatrix} 100 \cdot r_1 + 12.96 \cdot r_2 + 15.87 \\ 3.89 \cdot r_2 + 3.33 \end{bmatrix}$ - коэффициенты полинома PF.

Приравнявая коэффициенты полиномов PJ и PF, получаем коэффициенты регулятора: $r_1 = 0.29$; $r_2 = 4.29$.

Для расчёта наблюдателя необходимо из матриц Λ и T в (4) выделить их подматрицы $\Lambda_{11}, \Lambda_{12}, \Lambda_{21}, \Lambda_{22}, T_1, T_2$:

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \Lambda_{11} & \vdots & \Lambda_{12} \\ \dots & \vdots & \dots \\ \Lambda_{21} & \vdots & \Lambda_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/Te & \vdots & 1 & -R \cdot Te \cdot k_d / cm & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -1/Te \cdot Tm & \vdots & 0 & -R \cdot k_d / cm & 0 \\ 0 & \vdots & 0 & 0 & 1 \\ 0 & \vdots & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Получив описание в пространстве состояний можно воспользоваться уравнением наблюдателя пониженного порядка:

$$\dot{\hat{z}} = (\Lambda_{22} - K \cdot \Lambda_{12}) \cdot \hat{z} + (T_2 - K \cdot T_1) \cdot u + (\Lambda_{21} - K \cdot \Lambda_{11}) \cdot y + K \cdot \dot{y}. \quad (6)$$

Структура наблюдателя представлена на рис.3.

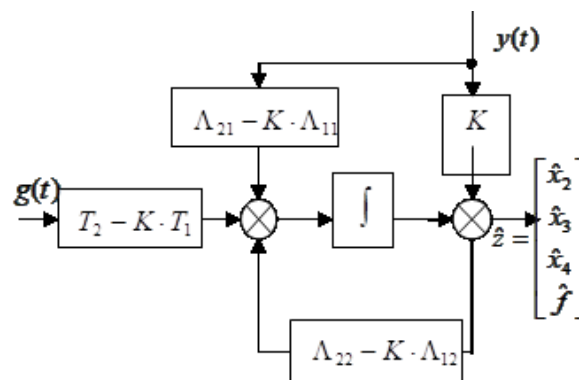


Рис.3. Структура наблюдателя

$NPF = |s \cdot E - \Lambda_{22} \cdot K \cdot \Lambda_{12}|$ - формируемый полином наблюдателя, $KNPF = (-0.062 \cdot k_4 \quad -0.062 \cdot k_3 \quad -0.018 \cdot k_4 \quad k_2 \quad -0.018 \cdot k_3)$ - коэффициенты формируемого полинома, $NPJ = (s + 5)^2$ - желаемый полином наблюдателя, Приравнявая коэффициенты желаемого и фактического полиномов, получаем элементы матрицы K : $k_2 = 3.75$; $k_3 = -609.092$; $k_4 = -2030.307$.

Результаты проверки работоспособности наблюдателя при линейно изменяющемся моменте нагрузки показаны на рис.4.

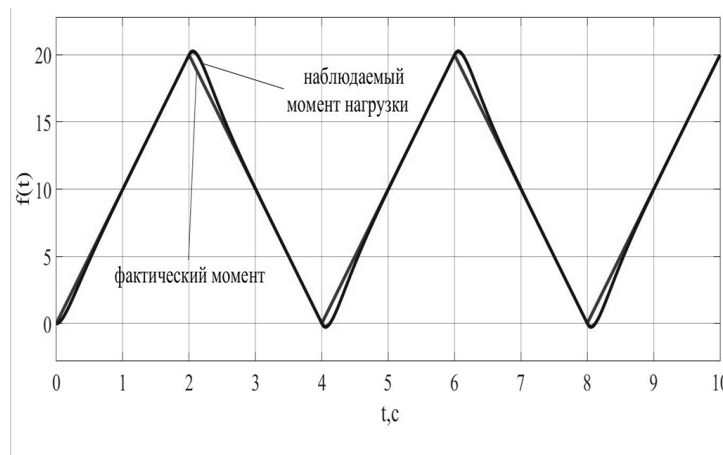


Рис.4. Результаты наблюдения линейно изменяющегося момента

Рис.4 показывает, что наблюдатель достаточно хорошо воспроизводит возмущение. Схема включения наблюдателя момента нагрузки f в систему показана на рис. 5.

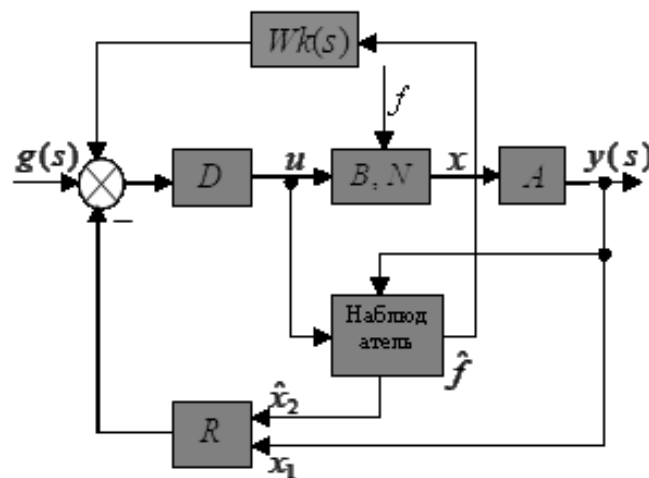


Рис. 5. Схема включения наблюдателя в инвариантную систему

На рис. 6 показан результат введения наблюдаемого момента нагрузки в систему.

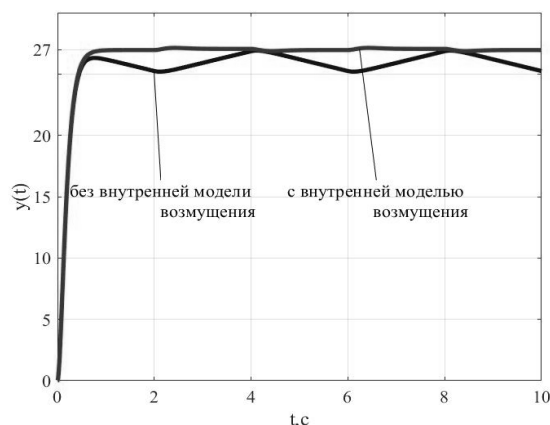


Рис.6. Обработка системой возмущающего воздействия

Из рис.6 видно, что система управления эффективно парирует изменяющийся во времени момент нагрузки.

Выводы

Наиболее высокими потенциальными возможностями в компенсации возмущающего влияния момента нагрузки обладают инвариантные электроприводы, построенные с использованием внутренней модели возмущения и формированием наблюдателя этого возмущения. В работе рассмотрен пример полного синтеза системы управления электроприводом, обеспечивающей его инвариантность к линейно и периодически изменяющемуся моменту нагрузки. Показана высокая эффективность использования в таких системах внутренней модели возмущения.

Библиографический список

1. **Копылова, Л. Г.** Структурно-параметрический синтез астатических систем управления электроприводами с гармоническими возмущениями момента нагрузки / Л.Г. Копылова, И.А Тихомирова, С.В. Тарарыкин //Труды Межд. (Всерос.) науч.-техн. конф. по автоматизированному электроприводу в 2 т. Т. 1. Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2014. - С.46-51.
2. **Гайдук, А. Р.** Теория и методы аналитического синтеза систем автоматического управления (полиномиальный подход). // Вестник ИГЭУ. - 2017.- №1.- С. 46-54.
3. **Сазонов, А. Е.** Модальный метод синтеза наблюдателя для системы управления курсом судна / А.Е. Сазонов, В.В. Сахаров, А.А. Чертков // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. - 2016. - №4(38). - С. 211-223. DOI: 10.21821/2309-5180-2016-8-4-211-223.
4. **Deur, J., Kolmanovsky, I., Hrovat, D.** Ansi engine load torque observer based on combined input and parameter estimation / IFAC Proceedings . -V. 40, Issue 10. - 2007.-P. 79-86.
5. **Harding, T., Rames, C., The, H., Mill, T., Herrmann, G.** Engine Torque Estimation with Integrated Unknown Input Observer and Adaptive Parameter Estimator / IFAC-PapersOnLine. -Vol. 50, Issue 1. - 2017. - P. 11058-11063.
6. **Masud, N., Smith, C., Isaksson, M.** Disturbance observer based dynamic load torque compensator for assistive exoskeletons / Mechatronics .- Vol. 54. -2018. - P. 78-93.

Секция 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

УДК 621.311.1

DOI 10.46960/39255930_2020_155

Р.Ш. Бедретдинов, В.В. Еременко

К ВОПРОСУ ОБ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена вопросам повышения энергоэффективности системы собственных нужд (СН) атомных электростанций (АЭС). Приведены основные принципы проектирования систем электроснабжения СН. Дана классификация потребителей СН в соответствии с предъявляемыми требованиями в отношении надежности электроснабжения. Показана структурная схема электроснабжения СН. Определены основные направления исследований энергоэффективности СН АЭС и пути ее повышения.

The article is devoted to the improving efficiency issues of nuclear power plants (NPP) auxiliary. The basic design principles of auxiliary power supply system are outlined. The classification of NPP auxiliary consumers in accordance with requirements for power supply reliability is given. The power supply system structural diagram for auxiliary is shown. The main problems of energy efficiency improving of NPP auxiliary and their solutions are defined.

Ключевые слова: атомная электростанция, потребители собственных нужд, система электроснабжения, энергоэффективность, интеллектуальные сети, интернет вещей.

Key words: nuclear power plant, auxiliary consumers, power supply diagram, smart grid, IoT.

Электрическая структура АЭС состоит из двух основных систем: системы выработки и выдачи мощности потребителям и системы электроснабжения собственных нужд (СН). Система электроснабжения СН обеспечивает функционирование АЭС в нормальном и аварийном режимах. Для питания потребителей СН производится отбор мощности на генераторном напряжении. При этом чем больше электроэнергии приходится на долю СН, тем меньше электроэнергии поступает в энергосистему [1].

АЭС являются объектами повышенной надежности, поэтому проектирование системы электроснабжения СН АЭС основано на принципах резервирования, разнообразия и независимости оборудования и систем. Принцип резервирования, обеспечивающий системную надежность, используется в сочетании с принципом независимости, отвечающим за предотвращение воздействия отказов на резервируемые элементы. Разнообразие обеспечивается использованием различных независимых источников питания системы СН [2].

В состав СН АЭС входят потребители, которые встречаются на типовых подстанциях: двигатели для охлаждения трансформаторов; оборудование для обогрева; системы пожаротушения; системы водоснабжения; системы вентиляции; устройства релейной защиты и автоматики; системы управления оперативными переключениями; освещение и телемеханика. Также на АЭС имеется ряд механизмов СН, не встречающихся на электростанциях других типов, вследствие чего проектирование схемы питания АЭС отличается от ТЭС, ГЭС и других типов электростанций. По критерию надежности электроснабжения потребителей СН АЭС разделяют на три основные группы: потребители первой, второй и третьей группы [3]. На рис. 1 приведена классификация потребителей СН АЭС.

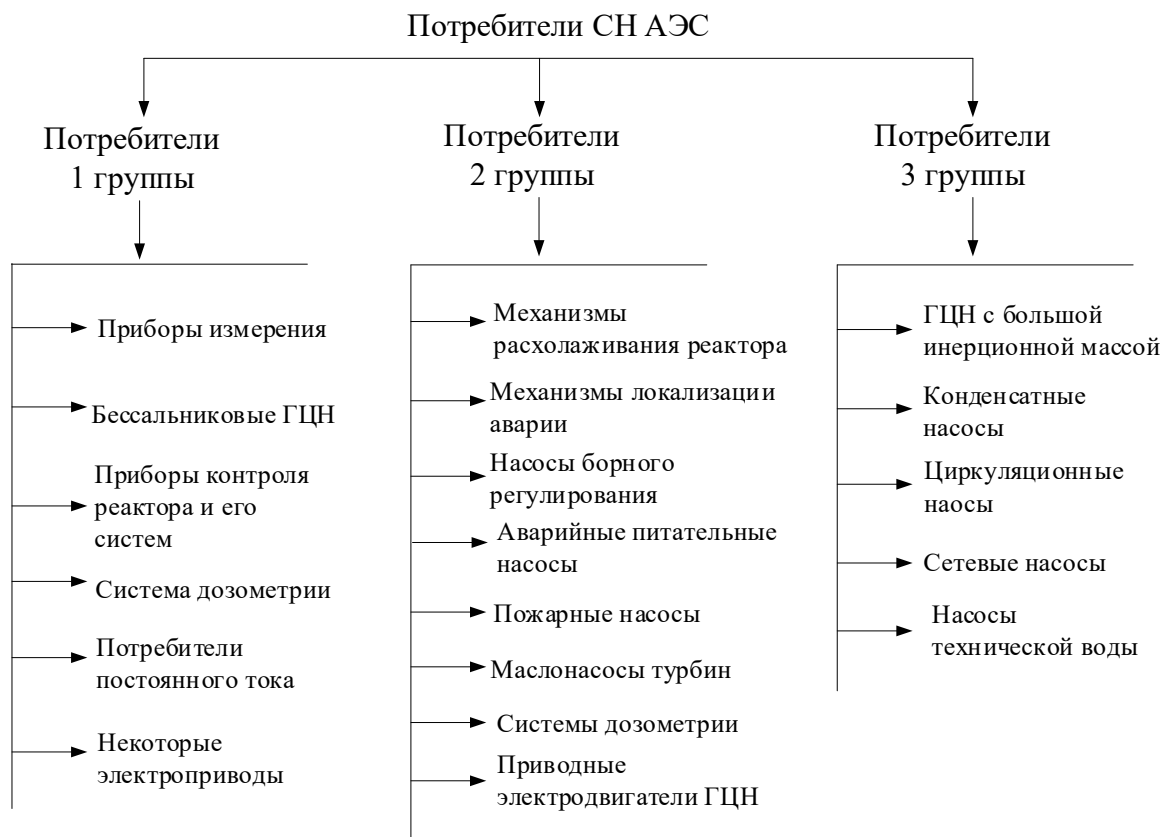


Рис. 1. Классификация потребителей СН АЭС

К первой группе относятся особо ответственные потребители, требующие повышенной надежности электроснабжения и не допускающие перерыв питания во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока от рабочих и резервных трансформаторов СН. Такие электропотребители требуют обязательного питания после срабатывания аварийной защиты реактора.

Ко второй группе относятся особо ответственные потребители, требующие повышенной надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время, определяемое условиями аварийного расхолаживания (1-3 мин.) и автоматического ввода резервного питания от резервного или автономного

источника. Они также требуют обязательного питания после срабатывания аварийной защиты реактора.

К третьей группе относятся потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время автоматического ввода резерва (АВР) и не требующие обязательного наличия питания после срабатывания автоматической защиты (АЗ) реактора [3,4].

Для электропитания СН на АЭС предусмотрены системы электроснабжения нормальной эксплуатации (СНЭ), надежного электроснабжения нормальной эксплуатации (СНЭ НЭ) и аварийного электроснабжения (САЭ). СНЭ обеспечивает электроэнергией потребителей третьей группы. СНЭ НЭ является системой надежного электроснабжения нормальной эксплуатации систем важных для безопасности, обеспечивающей электроэнергией потребителей второй и первой группы при их нормальной эксплуатации. САЭ обеспечивает электроэнергией потребителей второй и первой группы системы безопасности при авариях [3,4].

На рис. 2 приведена структурная схема электроснабжения СН АЭС.

Электроснабжение потребителей СН АЭС осуществляется на напряжении 6(10) и 0,4 кВ переменного тока и 0,23 кВ постоянного тока. Мощные электродвигатели ($P \geq 200$ кВт) и понижающие трансформаторы подключаются к сетям с напряжением 6(10) кВ, а маломощные электродвигатели ($P < 200$ кВт), сварочное оборудование и системы освещения – к сетям напряжением 0,4 и 0,23 кВ.

При работе электростанции в нормальном режиме все потребители СН АЭС получают питание по основной схеме через трансформаторы СН. В случае невозможности питания электроприемников СН по основной схеме, их питание осуществляется через резервные трансформаторы СН.

Для резервирования питания особо важных потребителей СН предусматриваются аварийные источники питания, к которым относятся аккумуляторные батареи (АБ), АБ со статическими преобразователями, дизельные генераторы и газотурбинные установки.

В настоящее время вопросами повышения эффективности функционирования систем СН АЭС занимаются многие отечественные и зарубежные ученые [5-19]. Анализ публикаций позволил выделить основные проблемы, на решение которых направлены исследования (рис.3).

Так, одной из основных причин аварийных ситуаций в низковольтных сетях СН АЭС является несоответствие уставок релейной аппаратуры реальным параметрам сети 0,4 кВ. Неточность теоретических расчётов на стадии проектирования связана с устаревшими методиками исследования переходных процессов. Методика расчета токов короткого замыкания не учитывает ограничивающего влияния электрической дуги на значение тока короткого замыкания. Вследствие этого в среднем до 60 % элементов нечувствительны к токам короткого замыкания, что зачастую является причиной отказа защит, повреждения или выхода из строя защитных аппаратов и возгорания кабелей, щитов СН.

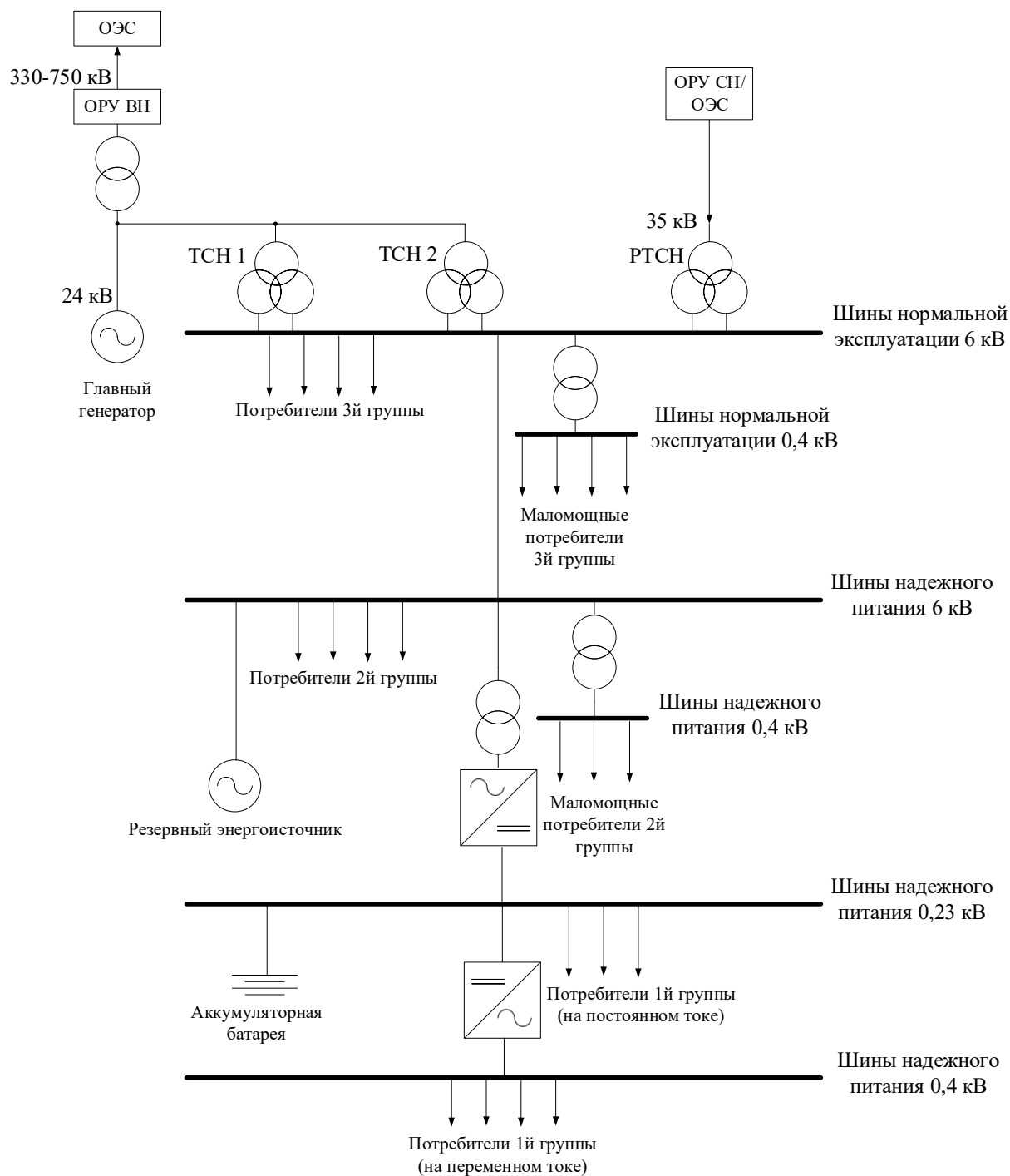


Рис. 2. Структурная схема электроснабжения собственных нужд АЭС:

ОЭС – объединенная энергосистема; ОРУ ВН – открытое распределительное устройство высокого напряжения; ОРУ СН – открытое распределительное устройство среднего напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

РТСН – резервный трансформатор собственных нужд



Рис.3. Направления исследований энергоэффективности СН АЭС

Создание и применение более совершенных методик позволит не только снизить аварийность, но и точнее определять место повреждения [5-8]. Другой важный вопрос защиты системы СН связан с ростом мощности АЭС, а следовательно, и мощности электродвигателей СН. При этом необходимым является исследование динамических характеристик электродвигателей СН, а именно пусковых характеристик не только при включении, но и при их самозапуске после кратковременного аварийного отключения электрической сети или глубокой посадки напряжения [9].

Важным направлением повышения энергоэффективности АЭС является снижение расхода электроэнергии СН. На долю потребителей СН приходится около 10 % от общей генерации электроэнергии АЭС. При уменьшении потребления электроэнергии СН только на 1% экономический эффект для АЭС может составить более 20 млн руб./год [10]. Также уменьшение электропотребления СН АЭС является одним из способов снижения себестоимости производимой электроэнергии. В работе [11] выявлена закономерность роста относительной величины СН в условиях работы оборудования в нерасчетных режимах. Ключом к решению этих вопросов является разработка и внедрение интеллектуальных систем планирования, прогнозирования и управления потреблением электрической энергии [12-13].

Актуальными являются вопросы резервирования систем СН АЭС. В [14] рассмотрены практические подходы к повышению эффективности эксплуата-

ции характеристик свинцово-кислотных аккумуляторных батарей. Ряд исследований посвящен резервированию СН АЭС на базе парогазовых, паротурбинных, газотурбинных и газопоршневых установок, гидроагрегатов, дизель-генераторов [15-17]. Однако при этом не затрагиваются вопросы применения емкостных накопителей, более современных систем накопления электроэнергии. Также не уделено внимание вопросу применения комбинированных систем электроснабжения, построенных на основе устройств сопряжения, позволяющих объединять различные источники энергии.

Тенденция к укрупнению АЭС сказывается и на увеличении мощности потребителей СН. Мощный регулируемый электропривод применяется в системах регулирования расхода теплоносителей главных контуров АЭС. Для работы сетевых, питательных и конденсатных насосов применяются преобразователи частоты. Суммарная мощность электроприводов главных циркуляционных насосов (ГЦН) составляет в среднем 2-2,5% от выходной мощности блока, при этом единичные мощности электроприводов ГЦН достигают 5 МВт. В связи с этим актуальной является проблема электромагнитной совместимости электроприводов в системе СН АЭС. Критично влияние низкочастотных кондуктивных помех на сеть СН блока АЭС при подключении к ней мощных регулируемых электроприводов ГЦН [19]. Также следует отметить отсутствие комплексных исследований по оценке взаимного влияния специфичных электроприемников АЭС на систему СН.

Следует отметить отсутствие публикаций, посвященных реализации концепций *Smart Grid*, цифровизации и *IoT* («интернет вещей») применительно к атомной отрасли. Безусловно, ядерная энергетика является консервативной отраслью, где многие инновации сталкиваются с ограничениями в виде регламентов и требований. Однако остается открытым вопрос применения технологий, которые уже зарекомендовали себя в электрических сетях общего назначения и могут быть применены для решения вопросов повышения энергоэффективности систем СН АЭС.

Выводы

В статье дана характеристика структуры и состава СН АЭС, приведена классификация потребителей электроэнергии СН и показана актуальность повышения энергоэффективности СН АЭС.

Анализ отечественных и зарубежных публикаций, посвященных повышению энергоэффективности СН АЭС, позволил выделить основные проблемы систем СН, решению которых посвящены исследования. Основными направлениями исследований являются: релейная защита, оптимизация электропотребления, резервирование питания и качество электрической энергии. По мнению авторов, к перспективным направлениям повышения энергоэффективности СН АЭС можно отнести применение технологий *Smart Grid* и *IoT*.

Библиографический список

1. **Зорин, В.М.** Атомные электростанции; под ред. Н.Н. Сошникова /В.М. Зорин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
2. **Шубин, Р.А.** Надёжность технических систем и техногенный риск: учебное пособие / Р.А. Шубин. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012.
3. ГОСТ Р МЭК 62855 –2019. Атомные станции. Электроэнергетические системы. Анализ электроэнергетических систем. – М.: Стандартинформ, 2019.– С. 9-13.
4. Правила технологического проектирования атомных электростанций. РД 210.006-90. – М. : Изд. МАЭиП, 1990. – 120 с.
5. **Жолонов, О.М.** Способы повышения надежности электроснабжения собственных нужд электростанции // Известия ОшГУ. – 2015. – № 2. – С. 127-130.
6. **Кобозев, А.С.** Модернизация защиты электроустановок собственных нужд АЭС напряжением 0,4 кВ/ А.Г. Серета, Л.Б. Жорняк, В.В. Моргун // Электротехника и электроэнергетика. – 2012. – № 2. – С. 66-72
7. **Шабанов, Д.В.** Исследование переходных процессов системы собственных нужд ЛАЭС / Д.В. Шабанов, С.С. Сарафанова // Неделя науки СПбПУ Материалы научной конференции с международным участием.– 2018. – С. 36-39.
8. **Hindolo, G.** Probabilistic risk assessment of station blackouts in nuclear power plants / G. Hindolo[et al.] // IEEE Transactions on Reliability. – 2018. – V. 67. – №. 2. – P. 494-512.
9. **Стыскин, А.В.** Моделирование и анализ возможности самозапуска асинхронных двигателей собственных нужд / А.В. Стыскин, Н.Г. Уразбахтина // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – № 1.Т. 13. –С. 43-49.
10. **Соснина, Е.Н.** Собственные нужды атомных электростанций / Е.Н. Соснина, Р.Ш. Бедретдинов, В.В. Еременко // Материалы 15-й Всероссийской (7-й международной) научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2020». – 2020.– Т. 3. – С. 28.
11. **Дилигенский, Н.В.** Комплексный анализ режимов работы основного оборудования генерирующих предприятий и расходов электрической энергии на собственные нужды / Н.В. Дилигенский [и др.] // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2008. – №2 (22). С. 186-195.
12. **Артемичев, М.В.** Инновационные технологии в системе прогнозирования и оптимального планирования потребления электроэнергии //Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2011. –№3 (121). – С. 304-306.
13. **Шеин, В.** Интеллектуальные собственные нужды //Электроэнергия. передача и распределение.– 2011. –№9 (9). – С. 156-157.
14. **Валеев, И.М.** Энергосберегающие технологии в системе собственных нужд электростанций и подстанций / И.В. Валеев, Д.Р. Кузьяев // Энергетика татарстана. – 2011. –№4 (24). – С. 56-59.
15. **Власов, В.В.** Использование гидроагрегатов для резервирования электроснабжения собственных нужд АЭС // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика.– 2007. – № 2. – С. 53-58.
16. **Фаворский, О.Н.** Сравнительная эффективность использования газотурбинных и газопоршневых установок для дополнительного резервирования собственных нужд АЭС / О.Н. Фаворский [и др.] // Теплоэнергетика – 2009. – № 4. – С. 38-43.
17. **Аминов, Р.З.** Резервирование собственных нужд АЭС на основе дополнительных маломощных паротурбинных установок / Р.З. Аминов [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2017. – № 6. – С. 142-150.

18. **Yurin, V.** Multifunctional backup electricity supply for NPP auxiliary needs based on combined cycle power plant with hydrogen overheating // Nuclear Energy and Technology. – 2016. – V. 20 – P. 5-12.
19. **Кудряшов, Д.А.** Проблемы электромагнитной совместимости мощных регулируемых электроприводов с сетью собственных нужд АЭС / Д.А. Кудряшов, Е.В.Рошин // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2016. –№ 1 (112). – С. 53-59.

УДК 621.311

В.И. Бирюлин, А.Н. Горлов, Д.В. Куделина**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Юго-Западный государственный университет

Рассмотрены проблемы получения адекватных и обоснованных прогнозов в региональной энергетике. Выявлены недостатки количественных регрессионных моделей. Предложено использовать для прогнозирования развития регионального энергетического комплекса нечеткие нейронные сети, что позволит повысить обоснованность получаемых прогнозных оценок.

The problems of obtaining sound forecasts in the regional energy sector are considered. Deficiencies of regression models are revealed. It is proposed to use fuzzy neural networks for predicting the development of regional energy, that makes it possible to increase the validity of the predicted estimates.

Ключевые слова: регион, энергетика, системный подход, прогнозирование, нечеткая логика, нейронная сеть, база знаний, входные данные.

Key words: region, energy, systems approach, forecasting, fuzzy logic, neural network, learning algorithm.

Применение системного подхода для прогнозирования

В настоящее время экономика регионов нашей страны характеризуется многообразием форм собственности, включая промышленные и сельскохозяйственные предприятия, объекты энергетической отрасли, осуществляющие производство, передачу и распределение энергоресурсов, а также жилищно-коммунальной сферы. Также в таком сложном производственно-территориальном комплексе, каким является региональная энергетика, существует большое количество факторов, влияющих на эффективность ее функционирования. Например, в государственной программе Курской области «Повышение энергоэффективности и развитие энергетики в Курской области» применяется 51 показатель оценки результатов проведения эффективной энергосберегающей политики в области [1].

Поэтому осуществление моделирования работы такой сложной и многообразной системы, в том числе и составление прогнозов изменения потребления как электроэнергии, так и других энергетических ресурсов является затруднительной и актуальной задачей.

Применение системного подхода к решению подобных задач высокого уровня сложности в наибольшей степени обеспечивает получение более адекватных и обоснованных оценок по сравнению с другими методами. Следует

при этом указать, что кроме большого количества, для информации о состоянии регионального топливно-энергетического комплекса характерно наличие неопределённости и неполноты используемых данных.

Прогнозирование развития энергетики региона, таким образом, представляет собой сложный процесс. Но следует учитывать влияние состояния и развития основных элементов энергетической инфраструктуры на общий социально-экономический уровень всего региона. Поэтому прогнозирование и планирование развития региональной экономики и общего состояния региона невозможно без долгосрочного и в достаточной мере достоверного прогнозирования состояния и развития его топливно-энергетического комплекса.

Модели прогнозирования

Для получения прогнозов наиболее часто используются различные регрессионные модели, с помощью которых можно оценивать влияние тех или иных факторов или исходных данных на значения получаемых прогнозов. В большинстве случаев для решения задач прогнозирования используются зависимости, создаваемые с применением регрессионных методов и представляющие собой математические выражения, ориентированные на обработку числовых данных.

Для примера, построим регрессионную зависимость стоимости природного газа на основе данных, взятых с сайта курской региональной компании по реализации газа ООО «Газпром межрегионгаз Курск» и приведенных в табл.1 [2]. Эти тарифы применяются для населения при наличии приборов учета газа на следующие цели: отопление помещений при наличии газовых приборов местного отопления, горячее водоснабжение (подогрев воды при отсутствии централизованного горячего водоснабжения), приготовление пищи.

Таблица 1

Тарифы на газ

Год	Тариф, руб/1000 м ³
2012	4140
2013	4750
2014	4950
2015	5320
2016	5470
2017	5660
2018	5860

На основании этих данных в программной системе научно-технических расчетов MatLab были получены три расчетных модели зависимости стоимости природного газа от рассматриваемого года (для получения моделей использовались сокращенные значения годов – 12, 13 и т.д.): линейная, квадратичная и кубическая, приведенные далее:

$$St_1 = 267,9 \cdot god + 1146,4, \quad (1)$$

$$St_2 = -30,2 \cdot god^2 + 1175 \cdot god - 5536,2, \quad (2)$$

$$St_3 = 8 \cdot god^3 - 393 \cdot god^2 + 6556 \cdot god - 31878, \quad (3)$$

где St_1, St_2, St_3 – стоимости природного газа, руб/1000 м³, в линейной, квадратичной и кубической моделях соответственно; god – рассматриваемый год.

Чтобы оценить результаты работы полученных моделей, выполним по ним расчеты стоимости природного газа как на 2012–2018 годы, так и на 2019 и 2020 годы. Дополнительно определим погрешности расчетных моделей как абсолютное значение разности между значениями тарифа на рассматриваемый год и полученным расчетным результатом. Полученные значения приведены в табл.2.

Таблица 2

Расчетные данные

Год	Модель 1		Модель 2		Модель 3	
	Результат, руб/1000 м ³	Абсолютное значение погрешности	Результат, руб/1000 м ³	Абсолютное значение погрешности	Результат, руб/1000 м ³	Абсолютное значение погрешности
2012	4361,2	221,2	4215	75	4026	114
2013	4629,1	120,9	4635	115	4509	241
2014	4897	53	4994,6	44,6	4830	120
2015	5164,9	155,1	5293,8	26,2	5037	283
2016	5432,8	37,2	5532,6	62,6	5178	292
2017	5700,7	40,7	5711	51	5301	359
2018	5968,6	108,6	5829	31	5454	406
2019	6236,5	206,5	5886,6	143,4	5685	345

Для 2019 года погрешность представлена выделенным шрифтом, она рассчитывалась, исходя из значения тарифа – 6030 руб/1000 м³, взятого из [2]. Данные результаты показывают, что при выходе рассматриваемого года за пределы временного ряда, на основании которого создавались прогнозные модели, возникает существенная погрешность в получаемых значениях, что объясняется нелинейными и сложными отношениями между применяемыми данными.

Известно применение для выполнения прогнозов динамических показателей работы сложных организационно-технических систем на аппарате временных рядов. Но такие модели не совсем корректно учитывают информацию, связанную с погодно-климатическими условиями, а также им присущи и другие недостатки [3].

Рассмотренные недостатки широко известных способов прогнозирования служат основой для применения в этих целях методов искусственного интеллекта, в том числе математического аппарата нечеткой логики и нейронных сетей.

Искусственные нейронные сети в прогнозировании

Искусственные нейронные сети или нейросети являются современными программными вычислительными устройствами, реализованными на принципах обработки входной информации, подобных процессам, действующим в мозгу человека [3]. Нейросети имеют некоторые свойства искусственного интеллекта, в том числе способность к обучению на основе заранее составленных выборок данных и обобщению полученных при работе нейросети знаний.

Нейронные сети имеют важное преимущество перед традиционными моделями прогнозирования: для их применения не требуется построения достаточно полной математической модели объекта или же не требуется определять сложные и неоднозначные зависимости между располагаемыми входными данными. Очень важно и то, что разработанные нейронные сети не теряют свою работоспособность, если входная информация будет неполной [4, 5].

Но нейронные сети имеют и определенные недостатки. Во многих областях применение данных сетей показало свою эффективность для решения задач, включая прогнозирование, но при этом лицо, принимающее решение (ЛПР), не может провести анализ работы созданной и обученной нейронной сети. По существу, такая обученная сеть для персонала, использующего ее, является непонятным устройством или же «черным ящиком».

Такие проблемы могут быть разрешены при использовании систем, реализованных на аппарате нечеткой логики. Главным достоинством аппарата нечеткой логики служит возможность применения знаний и опыта экспертов по рассматриваемой сложной системе в виде некоторых лингвистических высказываний [4, 6, 7]. Но подобные системы, использующие нечеткую логику, не имеют возможностей для предварительного обучения по специальным выборкам данных. Поэтому на полученные результаты работы будут сильно влиять мнения экспертов, например, из-за выбора типов функций принадлежности, использующихся для обработки входных данных.

Объединение аппарата нечеткой логики с нейронными сетями реализовано в нечетких нейронных сетях. Это объединение позволяет реализовать принципиально новые возможности для исследования сложных организационно-технических систем [6].

Рассмотрим далее использование в прогнозировании развития энергопотребления нечетких нейронных сетей. Исходная информация для такой сети формируется из разных источников, в том числе и из форм отчетности региональных учреждений статистики.

После выбора исходных показателей создается нечеткая или гибридная нейронная сеть. Основная идея разработки и применения гибридных сетей состоит в том, что заранее подготовленная обучающая выборка исходных данных по изучаемой сложной системе служит для определения видов и составляющих функций принадлежности, являющихся наиболее подходящими для работы то-

жественной системы нечеткого вывода. Тем самым частично решается проблема влияния на конечный результат экспертных мнений.

Существует несколько типов гибридных сетей, эквивалентных системам с нечеткой логикой. Архитектура подобных сетей называется ANFIS (*Adaptive Network Based Fuzzy Inference System* – адаптивная сеть нечеткого вывода) [8]. Сети ANFIS реализуются в виде нейронной сети прямого распространения сигнала. Обобщенная структура такой сети приведена на рис.1.

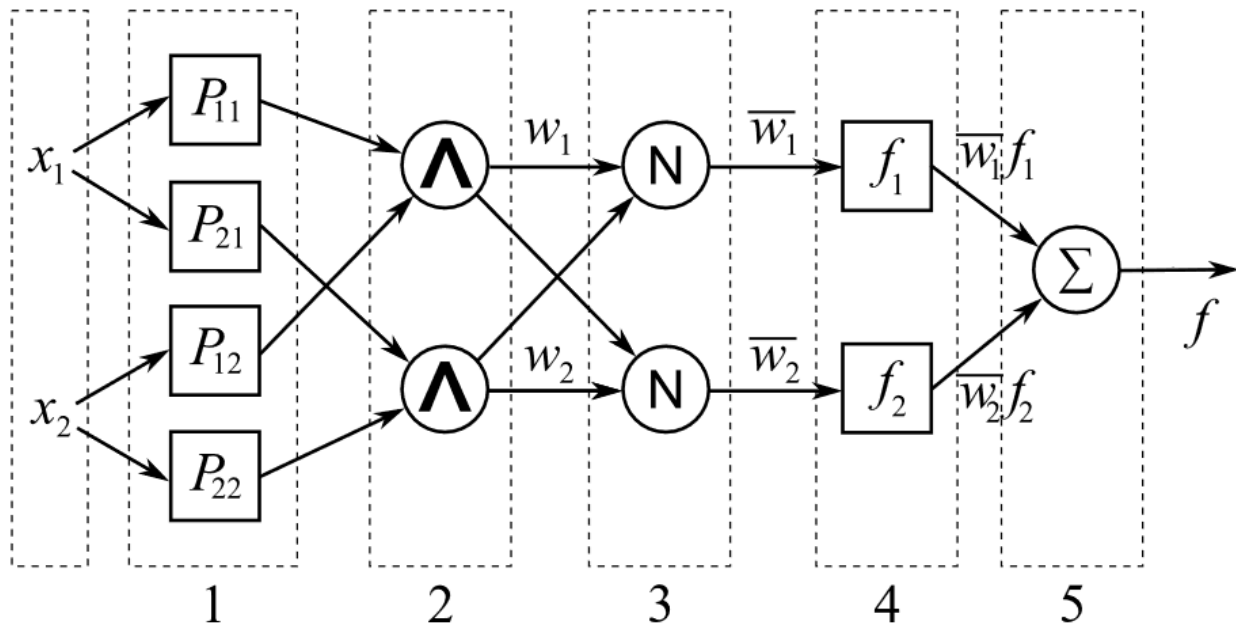


Рис. 1. Структура сети ANFIS

Каждый слой выполняет свою функцию, описанную в различных источниках, например [4].

Как следует из приведенной структуры сети ANFIS, слой 2 служит для расчетов степени истинности предпосылок каждого правила базы знаний. Эта операция выполняется в виде произведения входных. Такой способ в нашем случае несколько затрудняет составление базы знаний гибридной сети, так как применяются исходные данные с большой степенью разнородности, выраженные как в количественном, так и в качественном виде.

Поэтому авторами статьи предлагается разрабатывать и использовать двухступенчатые правила, применяемые в базе знаний. Первая ступень такой базы знаний будет являться промежуточной. В этой ступени создаются правила в пределах категорий разделения входных данных, это позволяет сделать формирование правил более прозрачным, легко контролируемым и обеспечивает простое внесение необходимых изменений. В связи с этим в типовую структуру сети ANFIS, приведенную на рис.1, необходимо внести изменения, представленные на рис.2.

Слой 2 в новой структуре сети ANFIS содержит два слоя нижнего уровня, соответствующих двум ступеням базы знаний. На первом шаге вычисляются степени истинности предпосылок по каждому правилу первой ступени, отражающей влияние факторов на итоговый результат работы сети ANFIS по отдельности. На втором шаге производится расчет степеней истинности второй ступени базы знаний – w_1, w_2, w_3 .

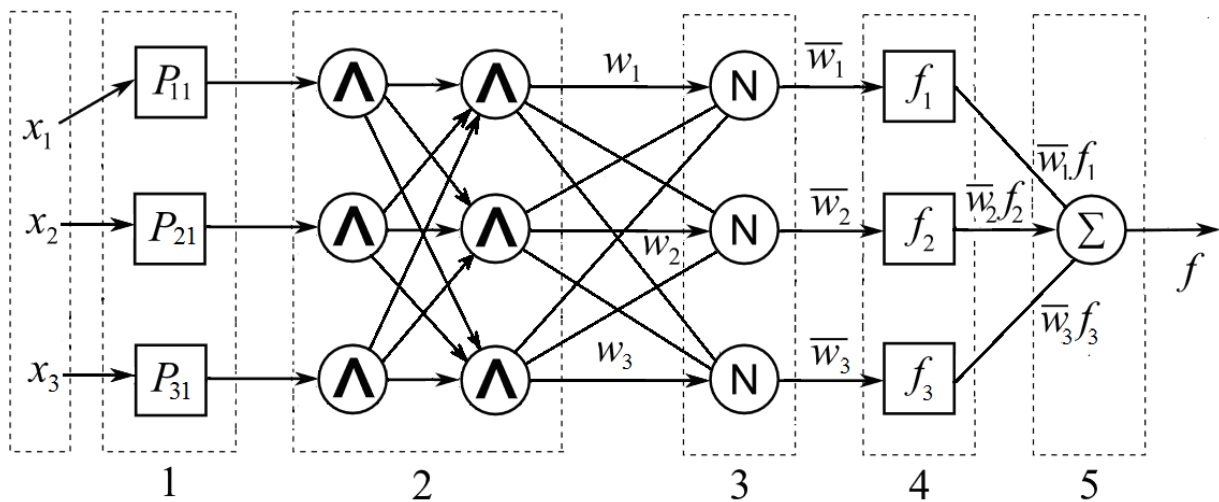


Рис. 2. Предлагаемая структура сети ANFIS

Предложенные в статье изменения в структуре гибридной сети типа ANFIS обеспечивают снижение трудоемкости и повышение достоверности создаваемых с учетом экспертных мнений правил для базы знаний сети. Это объясняется тем, что предварительное разделение факторов, влияющих на итоговый результат или прогнозное значение, позволяет более обоснованно составлять применяемые в работе сети правила базы знаний и подготавливать обучающие выборки исходных данных и обеспечивает уменьшение влияния субъективного фактора, вносимого участвующими в работе над созданием сети экспертами, а также различного рода погрешностей, неизбежно возникающих при предварительных исследованиях рассматриваемой сложной системы, что в конечном итоге повышает обоснованность результатов работы такой гибридной сети.

Выводы

Предлагаемая нечеткая нейронная сеть позволяет проводить прогнозирование развития региональной энергетической системы с большей достоверностью по сравнению с традиционными методами прогнозирования, особенно ориентирующихся на обработку только количественных данных. Это объясняется тем, что такие сети могут использовать опыт экспертов и специалистов, и

процесс их создания и обучения обеспечивает более адекватное приближение к действительности по сравнению с классическими нейронными сетями.

Библиографический список

1. Официальный сайт Администрации Курской области. Государственная программа Курской области «Повышение энергоэффективности и развитие энергетики в Курской области». Утверждена постановлением Администрации Курской области от 21 октября 2013 г. № 757-па. URL: https://adm.rkursk.ru/index.php?id=1171&mat_id=38737 (дата обращения 20.04.2020).
2. Сайт ООО «Газпром межрегионгаз Курск». Тарифы и цены. URL:<http://www.krg.ru/?q=node%2F66> (дата обращения 21.04.2020).
3. **Бэнн, Д.В.** Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки: Пер. с англ. / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. **Рутковская, Д.** Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы: Пер. с польского И. Д. Рудинского / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский - М.: Горячая линия–Телеком, 2004.
5. **Круглов, В.В.,** Искусственные нейронные сети. Теория и практика. 2-е изд. / В.В. Круглов, В.В. Борисов. – М.: Горячая линия–Телеком, 2002.
6. **Дьяконов, В.П.** MATLAB 6.5 SP1/7/7 SP1/7 SP2 + Simulink 5/6. Инструменты искусственного интеллекта и биоинформатики. Серия "Библиотека профессионала" / В.П. Дьяконов, В.В. Круглов.– М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2006.
7. **Осовский, С.** Нейронные сети для обработки информации: Пер. с польского И.Д.Рудинского / С. Осовский. – М.: Финансы и статистика, 2002.
8. **Jang, J.-S.R.** (1993). ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference system / J.-S.R. Jang //IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. – 1993. – V.23. – N. 3. –P. 665–685. DOI:10.1109/21.256541.

УДК 621.311

Е.И. Грачева¹, О.В. Наумов¹, А.Н. Горлов²

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ СОПРОТИВЛЕНИЙ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НИЗКОВОЛЬТНЫХ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Казанский государственный энергетический университет¹,
Юго-Западный государственный университет²

Представлен расчет сопротивления стягивания контактных соединений коммутационных аппаратов, позволяющий учитывать техническое состояние низковольтной коммутационной аппаратуры и уточнять величину энергии, выделившейся в коммутационном аппарате в режиме эксплуатации электрических сетей.

The calculation of the pulling resistance of the contact connections of switching devices is presented, which allows one to take into account the technical condition of low-voltage switching equipment and to specify the amount of energy released in the switching device in the operation mode of electric networks.

Ключевые слова: электрические сети, коммутационные аппараты, контактные системы, потери электроэнергии.

Key words: electrical networks, switching devices, contact systems, energy losses.

Распределение электроэнергии в цеховых сетях между приемниками и управление работой источников энергии, линий электропередачи и приемников осуществляется посредством электрических аппаратов. Хотя электрические аппараты и не выполняют непосредственно рабочих функций агрегатов, но, тем не менее, являются чрезвычайно важными и неотъемлемыми частями данного устройства, от которых в большой степени зависит правильная, точная и надежная работа исполнительской части устройства. Поэтому отделять электрический аппарат от всего устройства, представлять его как самостоятельную единицу можно только условно.

В процессе эксплуатации контактные группы низковольтных коммутационных аппаратов подвергаются механическим и химическим воздействиям, что ведет к увеличению их переходного сопротивления и, как следствие, под действием тока нагрузки к перегреву и впоследствии к разрушению. Скорость развития дефектов зависит от конструкции контактного соединения, его расположения и интенсивности внешних воздействий.

Цель создания любого электрического соединения состоит в таком соприкосновении двух проводников, при котором электроны кристаллической решетки одного из них могут свободно переходить в решетку другого. Одной из главных характеристик металлических поверхностей является шерохова-

тость. Независимо от способа обработки на поверхности металлов всегда имеются неровности. Природа контакта двух твердых тел в значительной степени зависит от шероховатости соприкасающихся поверхностей, которые, прежде всего, коснутся друг друга в тех местах, где микровыступ одной поверхности встретит соответствующий микровыступ другой. Интенсивное местное давление вызовет деформацию металла в этих микрообластях контактных точек. При дальнейшем сближении поверхностей площади контактных групп будут увеличиваться и создавать новые контактные пятна по мере соприкосновения других неровностей. Весь процесс происходит до тех пор, пока силы сопротивления смятию не сравняются с внешней приложенной силой. Но даже тогда, когда процесс закончен и уже произошла значительная деформация металла, большая часть соприкасающихся поверхностей все же отделена друг от друга расстояниями, во много раз превосходящими расстояния, на которых начинают действовать межатомные силы. Лишь небольшая площадка обеспечивает настоящий металлический контакт за счет имеющихся микронеровностей [1].

При размыкании контактов площадь поверхности соприкосновения начинает уменьшаться, вследствие чего плотность тока в области стягивания растет по мере расхождения контактов. Джоулево тепло, выделяющееся в этой области, столь быстро растет, что микронеровности успевают расплавиться и образовать между контактами жидкий металлический токопроводящий мостик. Под действием сил поверхностного натяжения мостик сначала имеет бочкообразную форму, которая, по мере расхождения контактов, превращается в гиперболическую с седловиной примерно в середине мостика. Френк Ллевелин Джонс экспериментально подтвердил для многих металлов справедливость формулы Рагнара Хольма, полученной на основе закона Г. Видемана - Р. Франца - Л. Лоренца [2]:

$$\alpha(T_p^2 - T_0^2) = \frac{U^2}{4}, \quad (1)$$

где T_p – температура мостика перед его разрушением; T_0 – температура противоположного конца контакта; U – падение напряжения на мостике; $\alpha = 2,4 \cdot 10^{-8}$ В/град² – значение постоянной, получившей имя Л. Лоренца.

Этой формулой выражена зависимость между температурой и падением напряжения на каком-либо участке жидкого металла, в данном случае на расплавленном мостике.

Общее положение, определяющее функциональную пригодность низковольтных коммутационных аппаратов, предполагает удовлетворение в процессе их эксплуатации заранее установленных и совершенно определенных критериев требований, причем по содержанию и жесткости они могут сильно различаться в зависимости от типа аппарата, режимов и условий его эксплуатации.

Известно, что электрическая износостойчивость и работоспособность контактов аппаратов зависят от многих факторов: материала контактов; условий работы – частоты циклов включения-отключения, величин тока и напряжения; от параметров аппаратов – скорости расхождения контактов при отключе-

нии, времени и амплитуды вибрации контактов при включении; среды, в которой происходит коммутация тока контактами, и т.д. [3, 4].

Низковольтные коммутационные аппараты, особенно те виды, которые имеют подвижные контакты мостикового и лепесткового типа, должны длительно находиться в замкнутом состоянии при различных внешних условиях. Это обуславливает жесткие требования к стабильности и уровню переходного сопротивления контактного соединения.

В справочной литературе практически отсутствует информация о сопротивлениях контактных групп коммутационных аппаратов. Поэтому возникает необходимость в определении эксплуатационных характеристик аппаратов.

Считается, что контактное сопротивление состоит из двух составляющих [5]

$$R_k = R_T + R_{\Pi}, \quad (2)$$

где R_T – сопротивление тела контактов; R_{Π} – переходное сопротивление мест контактирования.

Сопротивление R_{Π} в отличие от R_T имеет значительные вариации по абсолютной величине и способно вызвать неприятные явления, связанные с отказом контактов. Детальное исследование показывает, что переходное сопротивление, в свою очередь, состоит из двух составляющих

$$R_{\Pi} = R_{\text{пл}} + R_c, \quad (3)$$

где $R_{\text{пл}}$ – сопротивление поверхностных пленок; R_c – сопротивление стягивания.

Поверхностные пленки, образующиеся на контактных поверхностях, могут препятствовать протеканию тока. Составляющая R_c вызвана тем, что соединенные встык контакты соприкасаются не по всей кажущейся поверхности, а лишь в отдельных точках. Действительные контактные точки в различной степени способствуют протеканию тока. По проводимости их можно разделить на три группы [6]:

- 1) металлические соприкасающиеся поверхности;
- 2) квазиметаллические соприкасающиеся поверхности, покрытые абсорбированной газовой пленкой толщиной в несколько молекул;
- 3) несущие поверхностные пленки с высоким сопротивлением $R_{\text{пл}}$.

Природа деформаций, происходящих на двух соприкасающихся поверхностях, оказывает огромное влияние на характеристики контакта. Обычно предполагается, что имеющиеся на поверхности изолирующие пленки разрушаются только в случае пластичной деформации металла при контакте, и поэтому было проведено большое количество исследований с целью определения факторов, влияющих на механизм деформаций. Были разработаны способы описания природы механического контакта, в которых учитывались механические свойства поверхностей и их микрорельеф. Это исследование показало, что некоторые параметры рельефа, такие как радиусы кривизны поверхностей микровыступов и распределение последних по высотам, ранее не всегда правильно оценивались. Например, было обнаружено, что для многих поверхностей рас-

пределение неровностей по высотам точно соответствует нормальному закону распределения [7].

Благодаря использованию этих данных стал возможен расчет соотношения нагрузки и площади контакта двух поверхностей, а также определение условий, приводящих к пластической деформации отдельных неровностей. В результате опытов выяснилось, что независимо от вида деформации, пластической или упругой, возникновение контактных областей определяется не только приложенной к двум твердым телам нагрузкой, а, в основном, шероховатостью их соприкасающихся поверхностей. Этот вывод находится в соответствии с общим направлением, которое возникло в последнее время при исследовании физики соприкасающихся поверхностей. Размер каждой контактной точки составляет 10^{-5} - 10^{-4} см [8]. С точки зрения прохождения тока ясно, что контактирование происходит через тонкий изолирующий барьер с небольшим количеством далеко отстоящих пятен в нем, которые обеспечивают прохождение электронов.

Оценим величину сопротивления стягивания контактных групп низковольтных аппаратов. Электрическая проводимость между двумя контактными элементами образуется в результате действия механического усилия P_k , называемого контактным, которое прижимает эти элементы друг к другу. Одной из важнейших характеристик замкнутых электрических контактов является величина токопроводящей площадки между ними.

Основная особенность контактной поверхности – ее шероховатость. Лишь в немногих точках соприкасаются выступы контактирующих участков. Увеличение силы контактного нажатия приводит к росту количества таких мест. Под действием электрической искры и дуги интенсивно проходят химические реакции, в результате которых на поверхности контактов образуются различные химические соединения, обладающие высоким электрическим сопротивлением. Кроме того, может наблюдаться коррозия контактов, которая во влажной среде носит электролитический характер. Радикальные средства борьбы с пленками на поверхности контактов – это механическое притирание контактов в процессе их включения или сравнительно высокое давление одного контакта на другой, способное продавить пленку (для золота $P > 0,01$ Н, для серебра $P > 0,1$ Н, для вольфрама $P > 0,7$ Н) [9].

В случае пластической или упруго-пластической деформации, наблюдаемой в реальных контактах, радиус контактной площадки f определяется с помощью понятия контактной твердости H_b , введенной Р. Хольмом. Она численно равна среднему давлению в контактных выступах, которое примерно втрое превышает давление, соответствующее началу пластической деформации [10].

В этом случае

$$f = \frac{1}{n} \sqrt{\frac{P_k}{\pi \xi H_b}}, \quad (4)$$

где ξ – коэффициент сжимаемости, учитывающий степень обработки контактной поверхности, от которой зависят ее упруго-пластические свойства; n – ко-

личество контактных площадок; P_k – контактное усилие электрического аппарата; H_b – контактная твердость материала контакта коммутационного аппарата.

Для чисто пластической деформации $\xi = 1$, а для упруго-пластической $0,3 < \xi < 1,0$. При хорошей полировке контактов, когда деформация имеет почти упругий характер, значение ξ может быть уменьшено до 0,02. Так как аналитически вывести коэффициент ξ весьма сложно, воспользуемся его средним значением для аппаратов на десятки и сотни ампер $\xi = 0,4$ [10].

Приведем несколько примеров расчета радиуса контактной площадки коммутационных аппаратов. Данные для расчета сопротивления стягивания представлены конструкторским отделом Дивногорского завода низковольтной аппаратуры (ДЗНВА), г. Дивногорск, Красноярский край.

Для автоматов серии АЕ2040 на номинальный ток 63 А, где в качестве материала контакта используется композиция серебро Ag(95%)-графит С(5%), для которого $H_b = 35$ кг/мм², $P_k = 0,5$ кг, согласно выражению (4) вычисляем $f = 0,67$ мм.

Для автоматов серии ВА 57-35 на номинальный ток 250 А, где в качестве материала контакта используется сплав серебро Ag(85%)-оксид кадмия CdO(15%), для которого $H_b = 55$ кг/мм², $P_k = 2,5$ кг, согласно выражению (4) вычисляем $f = 0,12$ мм.

Для автоматов серии ВА 57-39 на номинальный ток 400 А, где в качестве материала контакта используется сплав серебро Ag(70%)-никель Ni(30%), для которого $H_b = 50$ кг/мм², $P_k = 4,0$ кг, согласно выражению (4) вычисляем $f = 0,16$ мм.

Таким образом, полученные результаты позволяют оценить величину сопротивления стягивания автоматических выключателей в общем сопротивлении контактных групп аппаратов. Так, для автоматического выключателя марки ВА 57-35 с $I_{ном} = 250$ А, сопротивление силовой цепи составляет 1,2 мОм, а сопротивление стягивания – 0,12 мОм.

Оценим зависимость величины потерь мощности автоматических выключателей от пропускаемой через аппарат мощности. Мощность, передаваемая одним полюсом автомата, определяется согласно выражению

$$P = UI \cos \varphi, \quad (5)$$

где U – напряжение сети; I – ток, проходящий через автоматический выключатель.

$$\Delta P = I^2 k_3^2 R, \quad (6)$$

где k_3^2 – квадрат коэффициента загрузки автомата; R – сопротивление силовой цепи коммутационного аппарата.

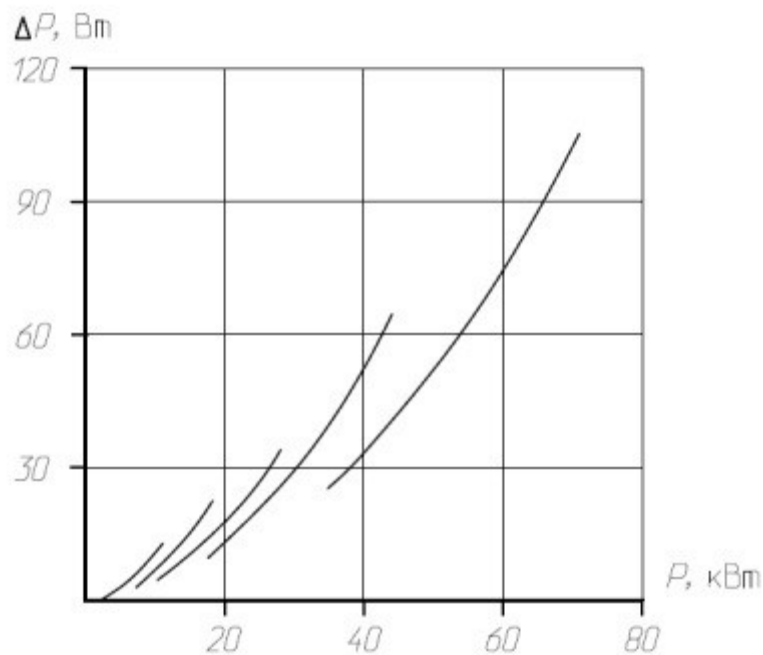


Рис. 1. Зависимость потерь мощности от пропускаемой мощности в автоматических выключателях

На основе представленных характеристик для различных групп автоматических выключателей построены зависимости потерь мощности от пропускаемой через коммутационный аппарат мощности (рис. 1).

Выводы

Вследствии большой протяженности и разветвленности цеховых сетей низкого напряжения с множеством последовательных узлов с контактными соединениями доля сопротивлений последних в общем эквивалентном сопротивлении цеховой сети достаточно высока. Протекание тока через коммутационные аппараты вызывает потери в их активном сопротивлении. Величина этих потерь невелика по сравнению с пропускаемой мощностью. Но пока электроэнергия доходит до электроприемника, она проходит несколько узлов коммутации, и доля потерь от передаваемой мощности возрастает до величины 27-30%, что является весьма существенным. Поэтому при оценке потерь электроэнергии в цеховых сетях следует учитывать потери в коммутационной аппаратуре. Существующие в настоящее время нормативы электрических потерь, устанавливаемые для цеховых сетей низкого напряжения, не учитывают в полной мере потери в контактных соединениях коммутационных аппаратов и требуют пересмотра и корректировки.

На основании проведенных экспериментальных исследований авторами определены функциональные характеристики цеховой сети, в качестве которых выступают эквивалентное сопротивление и потери мощности (электроэнергии). Разработанная математическая модель по определению эквивалентного сопро-

тивления участка цеховой сети позволяет учитывать динамику изменения схемных и режимных параметров сети промышленных предприятий, что повышает точность оценки потерь электрической энергии, а потому рекомендуется для практического применения при составлении балансов электроэнергии, а также управления режимами цеховых сетей и эффективного внедрения мероприятий по энергосбережению.

Библиографический список

1. **Розанов, Ю.К.** Электрические и электронные аппараты / Ю.К. Розанов. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. **Петин, О.В.** Испытания электрических аппаратов / О.В. Петин, Е.Ф. Щербаков. – М.: Высш.шк., 1985.
3. **Намитоков, К.К.** Испытания аппаратов низкого напряжения / К.К. Намитоков. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. **Конюхова, Е.А.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий / Е.А. Конюхова. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001.
5. **Шевченко, В.В.** Определение потерь электроэнергии в цеховых сетях напряжением до 1000В / В.В. Шевченко, Е.И. Грачева // Промышленная энергетика. – 2001. - №10. - С. 33-35.
6. **Буткевич, Г.В.** Электрическая эрозия силовых контактов и электродов / Г.В. Буткевич, Н.А. Белкин, Н.А. Ведешенков. – М.: Энергия, 1978.
7. **Fedorov, Oleg V** Assessment of influence parameters of electric equipment at a size of losses the electric power in intra factory networks of low voltage 2nd Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. – 2016. CFP16F42-ART. DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911463.
8. **Шпиганович, А.Н.** Особенности функционирования многоуровневых систем электроснабжения / А.Н. Шпиганович, А.А. Шпиганович, Е.П. Зацепин // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2018. - №3(53) - С. 12-24.
9. **Грачева, Е.И.** Анализ структуры систем цехового электроснабжения предприятий машиностроительной отрасли / Е.И. Грачева, Н.А. Копытова // Изв. вузов. Проблемы энергетика. – 2011. - №5/6. - С. 73-78.
10. **Хольм, Р.** Электрические контакты / Р. Хольм. – М.: Энергия, 1978.

УДК 621.311.018.782

DOI 10.46960/39255930_2020_177

Н.В. Гришин¹, А.В. Новикова¹, П.Е. Полева¹**АПЕРИОДИЧЕСКИЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ КОММУТАЦИОННЫХ
ТОКОВ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ**Новосибирский государственный технический университет¹

Статья посвящена изучению влияния токов короткого замыкания на элегазовый выключатель, коммутирующий линию сверхвысокого напряжения. Рассмотрены методы, позволяющие уменьшить значение и длительность апериодической составляющей тока. Произведено компьютерное моделирование в программе MATLAB Simulink, получены осциллограммы токов.

The article is devoted to studying the influence of short-circuit currents on the gas-insulated switch that switches the ultra-high voltage line. Methods allowing to reduce the value and duration of aperiodic component of a current are considered. We made computer simulation in MATLAB Simulink program, oscillograms of currents are received.

Ключевые слова: короткое замыкание, апериодическая составляющая тока КЗ, элегазовый выключатель, сверхвысокое напряжение, стойкость электрооборудования к току короткого замыкания.

Key words: short circuit, aperiodic component of the current, gas-insulated switch off, ultra-high voltage, short-circuit resistance of electrical equipment.

Основной элемент, обеспечивающий оперативные переключения отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах – выключатель. В настоящий момент в сетях 500 кВ и выше используются элегазовые выключатели. Проблема эксплуатации элегазовых выключателей в сетях со сверхвысоким напряжением (СВН) заключается в возможном возникновении большой апериодической составляющей тока отключения, которая негативно сказывается на отключении этими выключателями токов короткого замыкания.

Рассмотрим поперечно компенсированную линию сверхвысокого напряжения при коротком замыкании. Возможно появление апериодической составляющей в токе отключения неповрежденных фаз линии. Если апериодическая составляющая тока значительна, выключатель может не справиться с отключением, а длительное протекание тока через дугогасительные камеры выключателя может привести к его разрушению. Такая проблема существует при применении только элегазовых выключателей.

Современные элегазовые выключатели имеют замкнутый объем дугогасительной камеры, в которой интенсивность гашения дуги во многом зависит от энергии дуги, определяемой величиной отключаемого тока. Элегазовый вы-

ключатель не может отключить такие токи, пока они не перейдут через нулевое значение.

Известны условия возникновения значительной аperiodической составляющей в короткозамкнутой цепи: ток предшествующего режима равен нулю, короткозамкнутая цепь носит индуктивный характер, а угол между током и напряжением короткозамкнутой цепи составляет 90° , угол включения равен нулю $\alpha = 0$ [1].

Для получения количественных характеристик при работе выключателя была составлена компьютерная модель в пакете MATLAB Simulink (рис. 1).

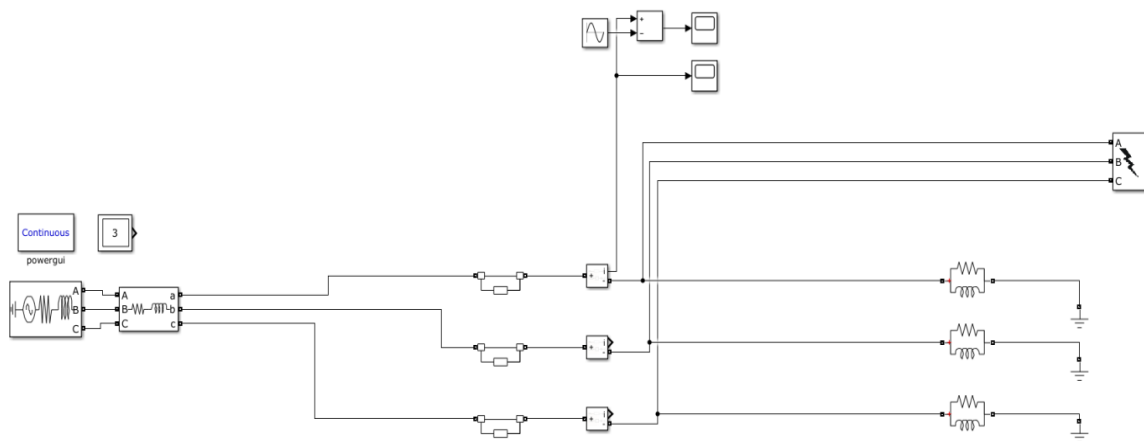


Рис.1. Исходная схема линии

Например, при нормальном предшествующем режиме в некоторой цепи величина $i_{a|0|}$ равна 43,6 А, в то же время в режиме холостого хода она может достигать 263 А.

Далее представлена осциллограмма токов в трехфазной цепи при угле включения в фазе «А», равном нулю (рис. 2).

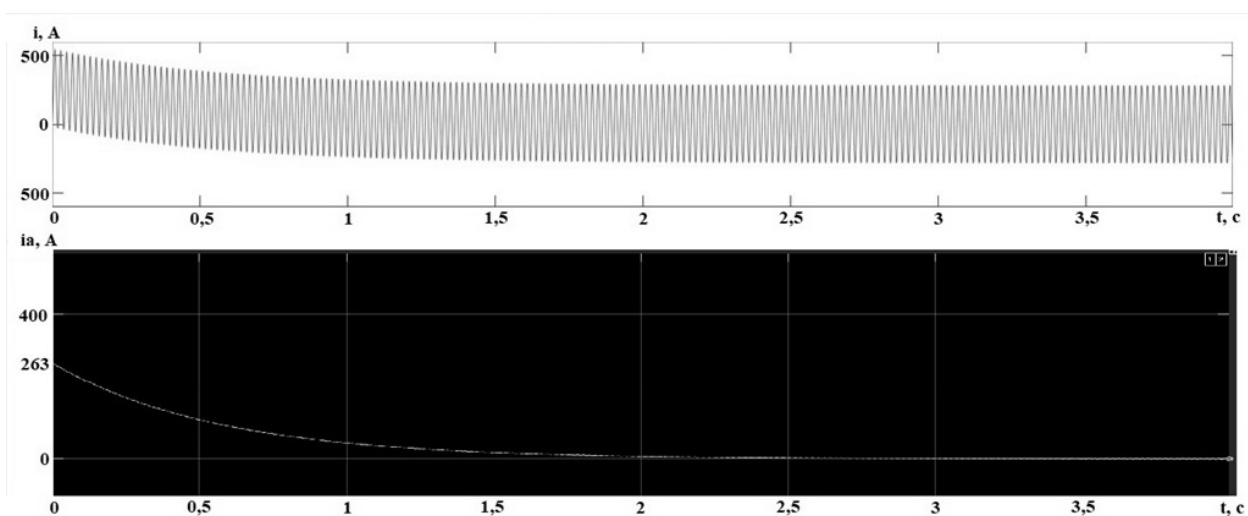


Рис.2. Осциллограммы полного тока и аperiodической составляющей при $\alpha = 0$

Наибольшее значение i_{y0} в фазе А достигает 543,6 А.

Существует несколько способов решения проблемы не отключения линейными выключателями переходных токов при наличии длительных апериодических составляющих в неповрежденных фазах, один из них - временное введение в цепь шунтирующих реакторов активных сопротивлений [2].

Введение в цепь шунтирующих реакторов активных сопротивлений преследует цель уменьшения постоянной времени затухания апериодической компоненты тока реактора до необходимого значения, при котором апериодическая составляющая ко времени отключения выключателя затухнет до безопасной величины. Включение реактора происходит в момент короткого замыкания (рис. 3).

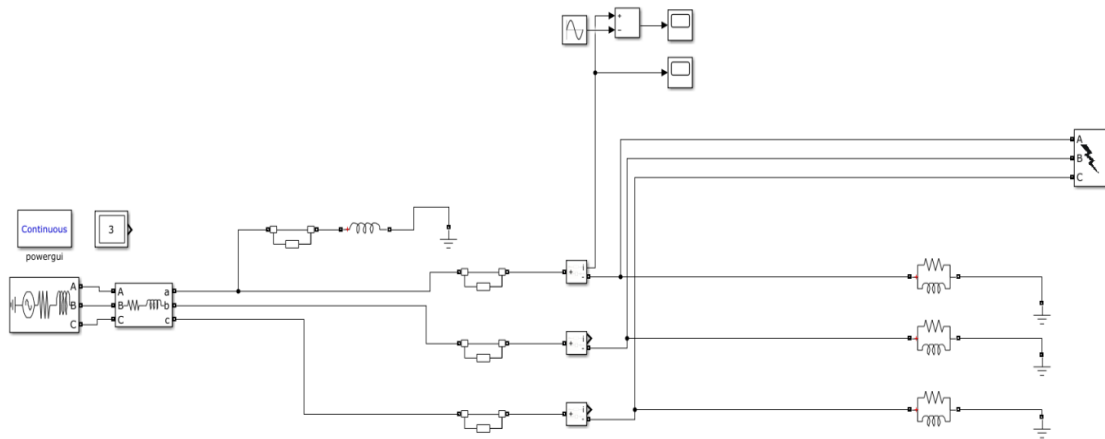


Рис. 3. Схема линии с шунтирующим реактором

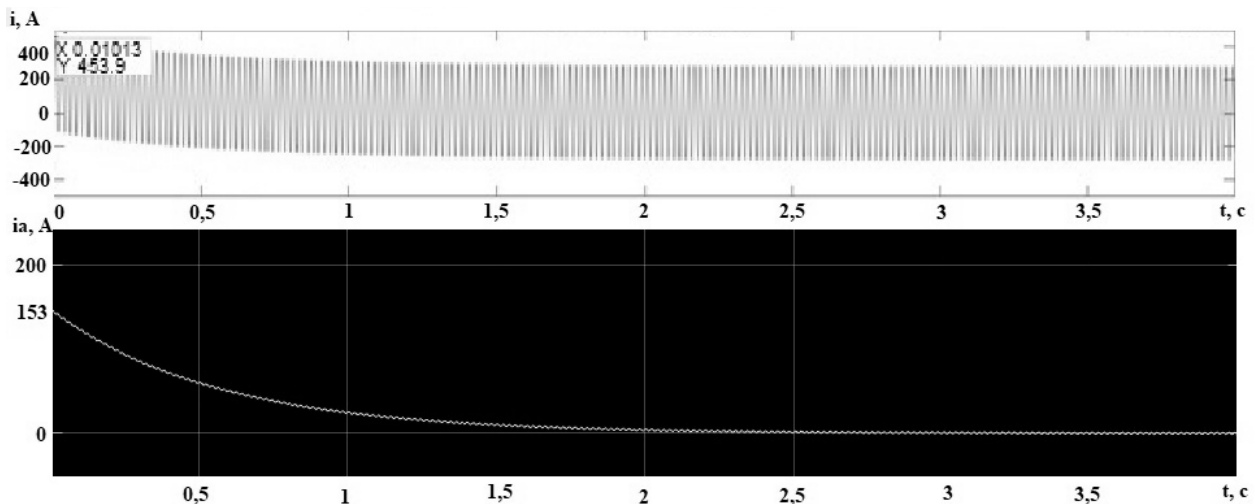


Рис. 4. Полный ток и апериодическая составляющая фазы А

До включения реактора в фазу А амплитуда ударного тока 543,5 А, а после включения реактора амплитуда уменьшилась до значения в 453,9 А. Время затухания свободной составляющей осталось прежним (рис. 4).

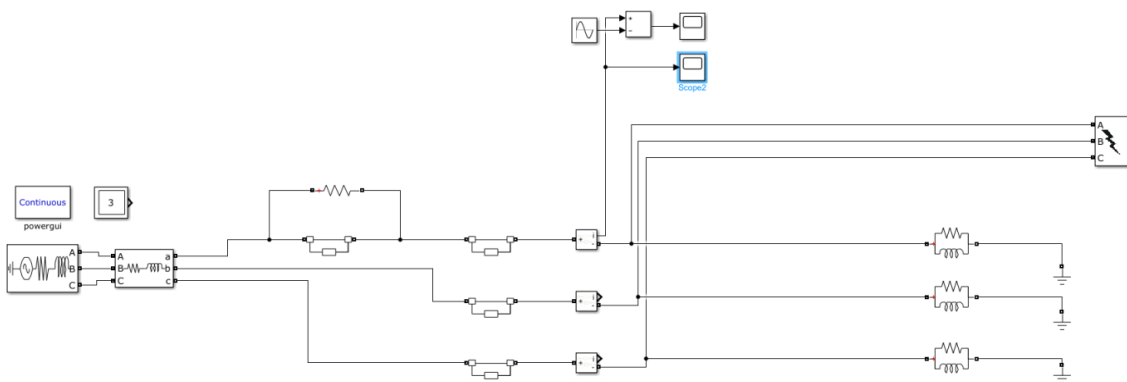


Рис. 5. Схема линии с активным сопротивлением (100 Ом)

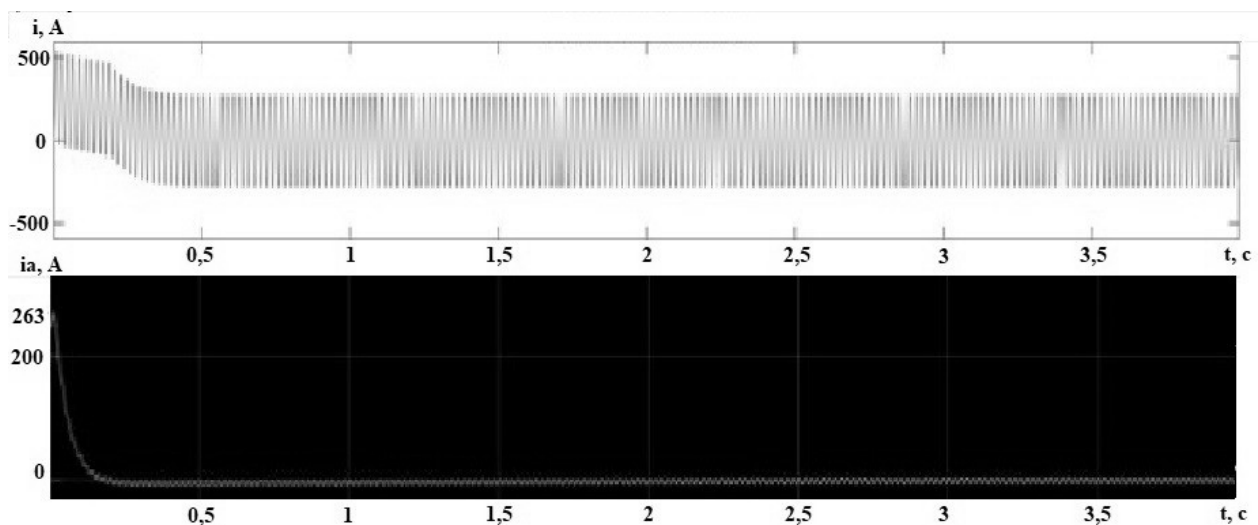


Рис. 6. Полный ток и аperiodическая составляющая фазы А

Включения активного сопротивления в фазу А в некоторый момент после наступления КЗ (0,2 с) в разы уменьшило время затухания свободной составляющей с 2,516 до 0,489 секунд (рис. 6).

Другие способы решения проблемы не отключения линейными выключателями переходных токов при наличии длительных аperiodических составляющих в неповрежденных фазах:

- введение задержки на отключение в неповрежденных фазах;
- коммутация присоединённых к ВЛ шунтирующих реакторов;
- управление фазой включения посредством включения ВЛ вблизи максимума напряжения со стороны источника питания (при постановке ВЛ под напряжение) или максимума напряжения на контактах выключателя (при циклах ТАПВ);
- использование выключателей с предвключаемыми резисторами;
- временное введение в фазные цепи ШР со стороны нейтралей активных сопротивлений;
- применение управляемых ШР.

В некоторых случаях эффективным может оказаться только комбинированное применение перечисленных способов борьбы с аperiodической состав-

ляющей отключаемого тока. Например, управление фазой включения посредством включения ВЛ в некотором допустимом диапазоне вблизи максимума напряжения и использования временного введения в цепь ШР активных сопротивлений.

Выводы

1. Составлена компьютерная модель в пакете MATLAB Simulink, позволяющая исследовать существующие методы уменьшения апериодической составляющей в коммутационных токах элегазовых выключателей. Подробное изложение перечисленных способов снижения апериодической составляющей представляет собой обширный материал и не укладывается в объем данной статьи, можно рекомендовать, например, [2].

2. Полученную модель планируется использовать для разработки новых способов повышения надежности работы выключателей.

Библиографический список

1. **Ульянов, С.А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. - М., «Энергия», 1970.
2. **Наумкин, И.Е.** Опыт обеспечения работоспособности элегазовых выключателей при коммутации компенсированных линий электропередачи / И.Е.Наумкин [и др.] // Энергетик., 2015. - №3, - С. 40 -47.

УДК 621.311.018.782

DOI 10.46960/39255930_2020_182

А.П. Долгов¹, Л.А. Михайлишин¹, Р.Т. Каримов¹, А.И. Лактионов¹**УРОВНИ НАПРЯЖЕНИЙ В УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ
ПРИ РАЗМЫКАНИИ ВЛ 500 кВ**Новосибирский государственный технический университет¹

В статье определены напряжения установившегося режима, возникающие на разомкнутом конце линии электропередачи. Такие режимы появляются при постановке линии под напряжение, при отключении линии и в циклах автоматического повторного включения. Особое внимание следует уделять линиям сверхвысокого напряжения. Для воздушных линий 500-750 кВ напряжения часто могут превышать допустимые значения. Выделение основных влияющих факторов позволяет отказаться от проектных работ по выявлению опасных перенапряжений и оптимизировать состав оборудования электрических сетей, в частности, шунтирующих реакторов.

The article determines the steady-state voltage that occurs at the open end of the power line. Such modes appear when the line is energized, when the line is turned off and in automatic re-energable cycles. Particular attention should be paid to high voltage lines. For power lines 500-750 kV, voltages can often exceed permissible values. The identification of the main influencing factors allows us to abandon design work to identify dangerous overvoltages and optimize the composition of the equipment of electric networks, in particular shunt reactors.

Ключевые слова: линии электропередач сверхвысокого напряжения, перенапряжение, длина линии, напряжение в начале линии, шунтирующие реакторы.

Key words: extra high voltage power lines, overvoltage, line length, voltage at the beginning of the line, shunt reactors.

При функционировании линий электропередач в режиме холостого хода на разомкнутом конце могут возникать напряжения, превышающие предельно допустимые значения. Превышения напряжений в этом случае связаны с генерацией емкостными проводимостями линий реактивной мощности. Особенно этот эффект проявляется в линиях сверхвысокого напряжения большой протяженности. Для линий 500 – 750 кВ предельные значения составляют 525 кВ и 787 кВ соответственно [1]. В данной статье выделены следующие влияющие на перенапряжения факторы: длина линии, напряжение в начале линии, наличие шунтирующих реакторов и устройств продольной компенсации.

Рассмотрены линии 500 кВ протяженностью: 50, 100, 200, 300, 400 и 500 километров. Этот диапазон позволяет охватить возможные варианты и выявить границу перехода к недопустимым значениям напряжений. Расчет параметров линии выполнен для провода марки АС 500/64. Параметры определены по известным соотношениям [2].

$$R = \frac{r_0 * L}{n}, \quad (1)$$

$$X = \frac{x_0 * L}{n}, \tag{2}$$

$$B = b_0 * L * n, \tag{3}$$

где: R – активное сопротивление линии, Ом; X – реактивное сопротивление линии, Ом; B – емкостная проводимость линии, мкСм; L – длина линии ВЛ, км; n – количество цепей в линии; r_0, x_0, b_0 – табличные значения сопротивлений, приведенные в [3].

Таблица 1

Параметры проводов ВЛ 500 кВ

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r_0 , Ом при +20 °С	500 кВ	
			x_0 , Ом	b_0 , мкСм
500/64	3	0,020	0,304	3,640

Расчёты напряжений выполнены в специализированном комплексе RastrWin. Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Расчетная схема сети представлена на рис.1.



Рис. 1. Расчетная схема сети

Результаты расчетов представлены в табл. 2. При выполнении расчетов принято, что размыкание линии обеспечивается отключением выключателя В3, напряжение начала линии определяется источником С1 и задано в пределах 490, 510, 525 кВ соответственно. Мощность шунтирующего реактора составляет 180 МВАр. При большой протяженности линии для ограничения напряжений со стороны разомкнутого конца линии требовалось включение двух шунтирующих реакторов. Результаты расчетов в обобщенном виде представлены на рис.2.

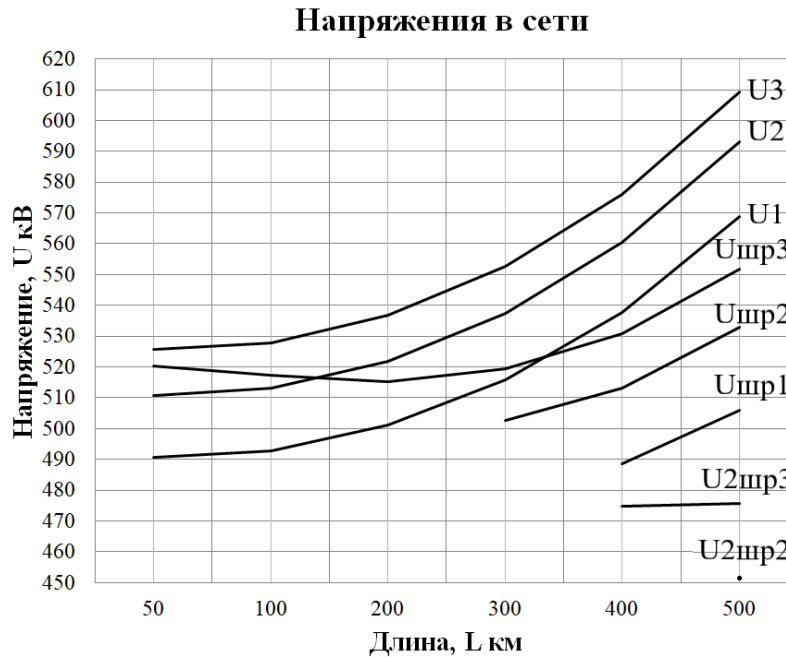


Рис. 2. Зависимость напряжений разомкнутого конца линии от длины линии, напряжения начала и наличия шунтирующих реакторов

Таблица 2

Расчет напряжений с применением ШР

Длина ВЛ, км	490 кВ		510 кВ			525 кВ		
	1ШР	Нет ШР	2ШР	1ШР	Нет ШР	2ШР	1ШР	Нет ШР
50	-	490,69	-	-	510,72	-	520,44	525,82
100	-	492,74	-	-	512,86	-	517,27	527,94
200	-	501,13	-	-	521,58	-	515,16	536,92
300	-	515,73	-	502,55	536,78	-	519,27	552,57
400	502,36	537,66	-	512,74	559,61	474,83	530,8	576,07
500	505,96	568,74	451,08	532,28	591,95	475,82	551,81	609,36

На рис. 2: U_1 – напряжение начала линии 490 кВ, без шунтирующих реакторов; U_2 – напряжение начала линии 510 кВ, без шунтирующих реакторов; U_3 – напряжение начала линии 525 кВ, без шунтирующих реакторов; $U_{шр1}$ – напряжение начала линии 490 кВ, с одним шунтирующим реактором; $U_{шр2}$ – напряжение начала линии 510 кВ, с одним шунтирующим реактором; $U_{шр3}$ – напряжение начала линии 525 кВ, с одним шунтирующим реактором; $U_{2шр2}$ – напряжение начала линии 510 кВ, с двумя шунтирующими реакторами; $U_{2шр3}$ – напряжение начала линии 525 кВ, с двумя ввести шунтирующий реактор.

При увеличении длины линии напряжение значительно возрастает. В итоге этот фактор приводит к перенапряжению в сети и возникает необходимость ввести шунтирующий реактор.

Также в данной работе был рассмотрен вариант с установкой в сеть устройства продольной компенсации (УПК). УПК могут применяться в энергосис-

темах для повышения пропускной способности линий электропередач. Было принято, что УПК с 30% степенью компенсации устанавливается в середине ВЛ. В этом случае напряжения не выходят за допустимые пределы, за исключением случая напряжения начала ЛЭП 525 кВ и длин линии 400, 500 км. Для этого варианта предусмотрена установка дополнительно к УПК одного шунтирующего реактора в конце линии.

Таблица 3

Расчет напряжений с применением УПК и ШР

Длина линии, км	490 кВ	510 кВ	525 кВ	
	Нет ШР	Нет ШР	Нет ШР	1 ШР
400	499,41	519,80	535,09	516,79
500	502,14	522,69	538,07	519,22

Эксплуатационному персоналу следует иметь в виду, что согласно правилам технической эксплуатации, в сетях 500 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании должно быть не выше значений, указанных в табл. 4. Указанные значения распространяются также на амплитуду напряжения, образованного наложением на синусоиду 50 Гц, составляющих другой частоты [4,5].

Таблица 4

Допустимые по величине и длительности повышения напряжения для электрических сетей общего назначения

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения ²⁾ (относительное значение ¹⁾), не более, при длительности t и количестве повышений в год n									
	t	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
	n	≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500		1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,25	1,50	1,58

Примечания

1. Относительно наибольшего рабочего напряжения.
2. Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 с и выше, независимо от приведенных значений, повышенные напряжение не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки трансформатора более указанно в ГОСТ 11677 (раздел 9), ГОСТ Р 52719

Научная новизна исследования заключается в разработке методики, которая позволяет отказаться от расчетов установившихся режимов реальных схем при анализе допустимости размыкания линий сверхвысокого напряжения и заменить эти расчеты таблицами подобными приведенным выше. Актуальность рассмотренного вопроса обусловлена необходимостью перевода любой воздушной линии (ВЛ) 500 кВ в режим холостого хода при отключениях и включе-

ниях. Тема имеет практическую значимость, поскольку дает возможность персоналу энергосистемы: оценить допустимость перевода каждой конкретной ВЛ 500кВ в режим холостого хода, а также условия существования такого режима; оценивать возможность и необходимость размещения дорогостоящего оборудования (шунтирующие реакторы, выключатели) на линиях электропередачи 500кВ и оптимизировать затраты; не повторять периодически специальные расчеты установившихся режимов энергосистемы в связи с изменением структуры системы, её параметров, режима работы электростанций, мощности нагрузок. Это сокращает затраты на исследовательские работы.

Выводы

1. Расчеты показывают, что рассматриваемые факторы (напряжение в начале линии, длина линии, наличие шунтирующих реакторов) достаточно существенно влияют на величину напряжения в конце разомкнутой линии, возможны недопустимые по условиям эксплуатации значения.
2. При анализе фактора «увеличение напряжения начала», наблюдается увеличение напряжения конца приблизительно на равные значения. Быстрого показателя роста изменений нет. Разница между напряжениями начала ЛЭП 490кВ и 525 кВ составляет 6% для линии длиной 500 километров.
3. Главным фактором, влияющим на напряжение в конце линии, является длина самой линии.
4. Наличие шунтирующих реакторов позволяет избежать перенапряжений и получать допустимые значения напряжения в конце линии.
5. Полученные результаты универсальны, имеют практическое значение и дают возможность эксплуатационному персоналу принимать решения по допустимым коммутационным схемам как в паузах ТАПВ, так и в нормальных схемах.
6. Анализ вольт-секундных характеристик является важным экономическим параметром, который необходимо учитывать на ВЛ 500 кВ.

Библиографический список

1. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (с изменениями № 1,2,3). – М.: Изд-во стандартов, 2002.
2. **Лыкин, А.В.** Электроэнергетические системы и сети / А.В. Лыкин, Ю.М. Сидоркин. – Новосибирск: 2014.- 69 с.: ил. (ред.).
3. **Файбисович, Д.Л.** Справочник по проектированию электрических сетей; под ред. Д.Л. Файбисовича / Д.Л.Файбисович, И.Г.Карапетян, И.М.Шапиро. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: ЭНЕРГОСЕРВИС, 2003.
5. ГОСТ Р 57382-2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений (с поправкой).

УДК 621.316.91

DOI 10.46960/39255930_2020_187

А.А. Завалов

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Сибирский федеральный университет

Выполнено компьютерное моделирование, а также реальные измерения коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутации силовых трансформаторов в режиме холостого хода. Описана зависимость величины коммутационных перенапряжений от коэффициента мощности. Приведен способ ограничения коммутационных перенапряжений, основанный на принципе компенсации реактивной мощности со стороны обмотки высокого напряжения трансформатора.

Computer simulation was performed, as well as actual measurements of switching overvoltages that occur when switching power transformers are in no load operation mode. Dependence of switching overvoltages value on power factor is described. Method of limiting switching overvoltages based on principle of reactive power compensation from side of transformer high voltage winding is described.

Ключевые слова: коммутационные перенапряжения, компенсация реактивной мощности, вакуумные выключатели, срез тока, силовой трансформатор.

Key words: switching overvoltages, reactive power compensation, vacuum circuit breaker, current chopping, power reducing transformer.

Коммутационные перенапряжения (КП) приводят к ускоренному старению изоляции и выходу из строя электрооборудования [1, 2, 3].

В настоящее время широко используются быстродействующие высоковольтные коммутационные аппараты, такие как вакуумные и элегазовые выключатели, которые при коммутации создают эффект среза тока [4, 5]. Вследствие внедрения выключателей данного типа величина коммутационного импульса возросла, а защитные аппараты стали неэффективны [6, 7, 8].

Рассмотрим данное явление на примере коммутации силовых трансформаторов как преобразователей электрической энергии из одного класса напряжения в другой. Как показали исследования, КП достигают наибольших значений при отключении силового трансформатора в режиме холостого хода [9, 10].

На сегодняшний день для защиты силовых трансформаторов от КП повсеместно используются ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), которые устарели морально и во многих случаях оказываются неэффективными. В работе ОПН при определенных условиях может возникать так называемая зона замиранья, в которой ОПН не работает. Также ОПН имеют низкую

термическую устойчивость в режиме однофазного замыкания на землю, это может привести к их термическому разрушению и выходу из строя.

Помимо ОПН для подавления КП используются RC-цепи, однако и у них есть недостаток, заключающийся в оказании воздействия на величину и характер тока однофазного замыкания на землю. Данный недостаток приводит к ухудшению условий электробезопасности и вероятному изменению существующего режима нейтрали сети.

Также для ограничения КП используют способ, заключающийся в снижении величины среза тока, который подразумевает использование специальных материалов для контактов вакуумных или элегазовых выключателей.

Срез тока, возникающий при отключении быстродействующими выключателями силового трансформатора в режиме холостого хода, имеет в основном индуктивный характер. Было сделано предположение, что величину среза тока можно уменьшить, если наложить на ток холостого хода трансформатора емкостную составляющую.

В данной статье предлагается для ограничения КП использовать устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ) на базе конденсаторов.

При подключении УКРМ к обмотке высокого напряжения (ВН) трансформатора емкостной ток УКРМ протекает по кабельной линии и выключателю, но не протекает в обмотке ВН. Следовательно, снижается величина среза тока в выключателе, но снижения среза тока протекающего в обмотке не произойдет, что приводит к возможности возникновения КП в обмотке ВН трансформатора и обмотке низкого напряжения (НН).

Как показали исследования, при подключении УКРМ к обмотке НН силового трансформатора, емкостной ток конденсаторов трансформируется в обмотку ВН. Таким образом, осуществляется компенсация реактивной мощности на стороне обмотки ВН трансформатора при использовании низковольтных конденсаторов и контакторов, что значительно удешевляет мероприятия по компенсации реактивной мощности.

При подключении УКРМ со стороны НН трансформатора емкостной ток УКРМ протекает по кабельной линии, обмотке низкого напряжения, обмотке высокого напряжения и выключателю. Тогда емкостная составляющая УКРМ будет накладываться на индуктивную составляющую тока холостого хода трансформатора, а величина среза тока в обмотках трансформатора и выключателе снизится. Соответственно, можно ожидать снижения КП при коммутации силового трансформатора.

Для подтверждения возможности использования УКРМ для одновременной компенсации реактивной мощности и эффективного подавления КП было выполнено компьютерное моделирование, а также произведены измерения КП в реальных условиях при отключении силового трансформатора в режиме холостого хода. Стоит отметить, что избежать отключения силового трансформатора в режиме холостого хода практически не представляется возможным, поэтому данный метод борьбы с КП не рассматривается в данном исследовании.

Результаты компьютерного моделирования показали, что КП не возникают при уменьшении величины тока холостого хода трансформатора в три раза и более. Также установлено, что кратность КП не превышает 1,5; если значение коэффициента мощности в сети ВН не опускается ниже 0,8. Наибольший эффект достигается, если значение коэффициента мощности будет выше 0,92, тогда КП не возникают при коммутации трансформатора.

Для подтверждения результатов компьютерного моделирования были выполнены реальные измерения, в ходе которых фиксировались осциллограммы во время коммутации силового трансформатора, замерялась кратность КП. Измерения производились без защиты от КП в виде УКРМ и с применением УКРМ.

На рис. 1 и рис. 2 приведены осциллограммы, полученные в ходе реальных измерений при отключении силового трансформатора в режиме холостого хода.

На рис. 1 приведена осциллограмма, зафиксированная в момент отключения трансформатора без компенсации реактивной мощности в обмотке ВН, значение коэффициента мощности равно 0,5. Можно увидеть, что кратность КП в обмотке НН достигает значения 17, тогда как допустимое значение для большинства используемых в настоящее время трансформаторов составляет 2,8. Таким образом, отключение трансформатора в данной ситуации может оказаться весьма пагубным как для изоляции обмоток, так и для самого трансформатора.

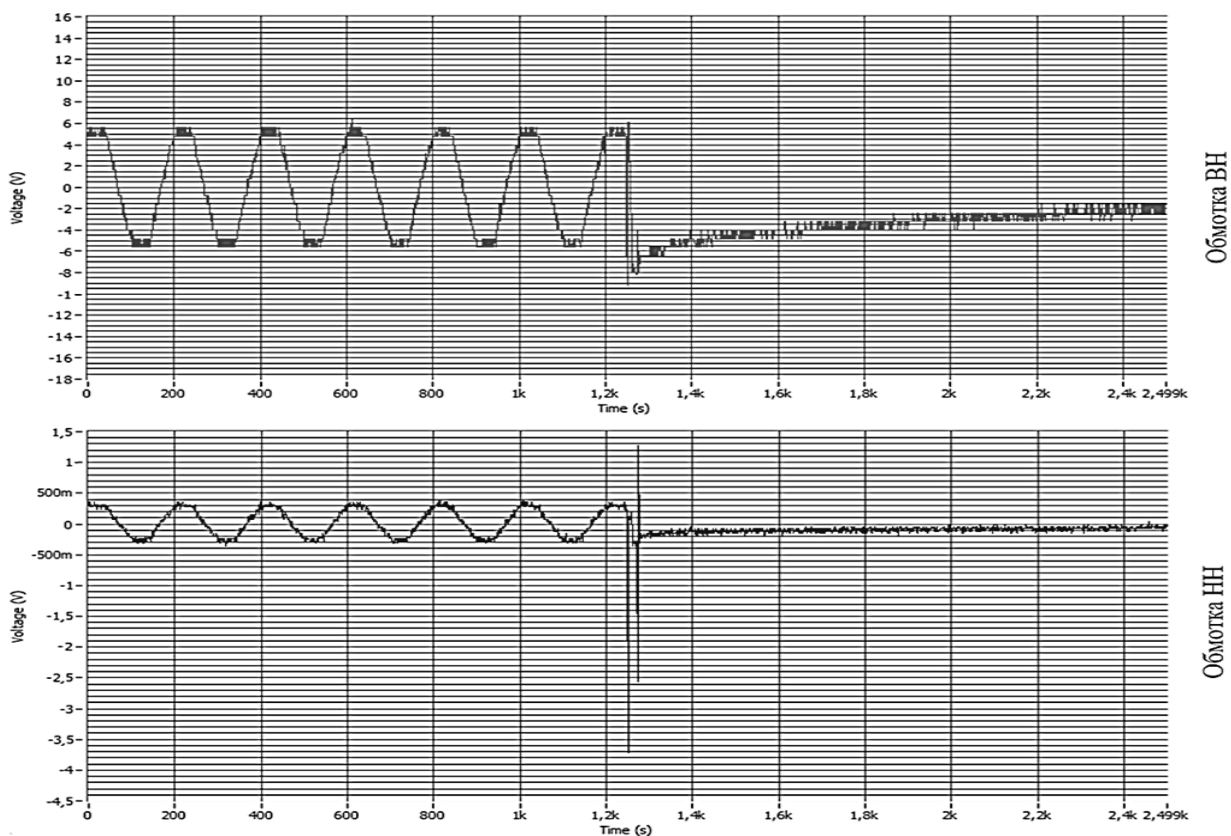


Рис. 1. Осциллограммы КП, возникающие при отключении силового трансформатора. $\cos=0,5$; $K_{\max\text{ВН}}=2,6$; $K_{\max\text{НН}}=17,0$

На рис. 2 приведена осциллограмма, зафиксированная в момент отключения трансформатора при условии использования УКРМ со стороны обмотки НН и повышения коэффициента мощности на стороне ВН трансформатора до значения больше 0,92.

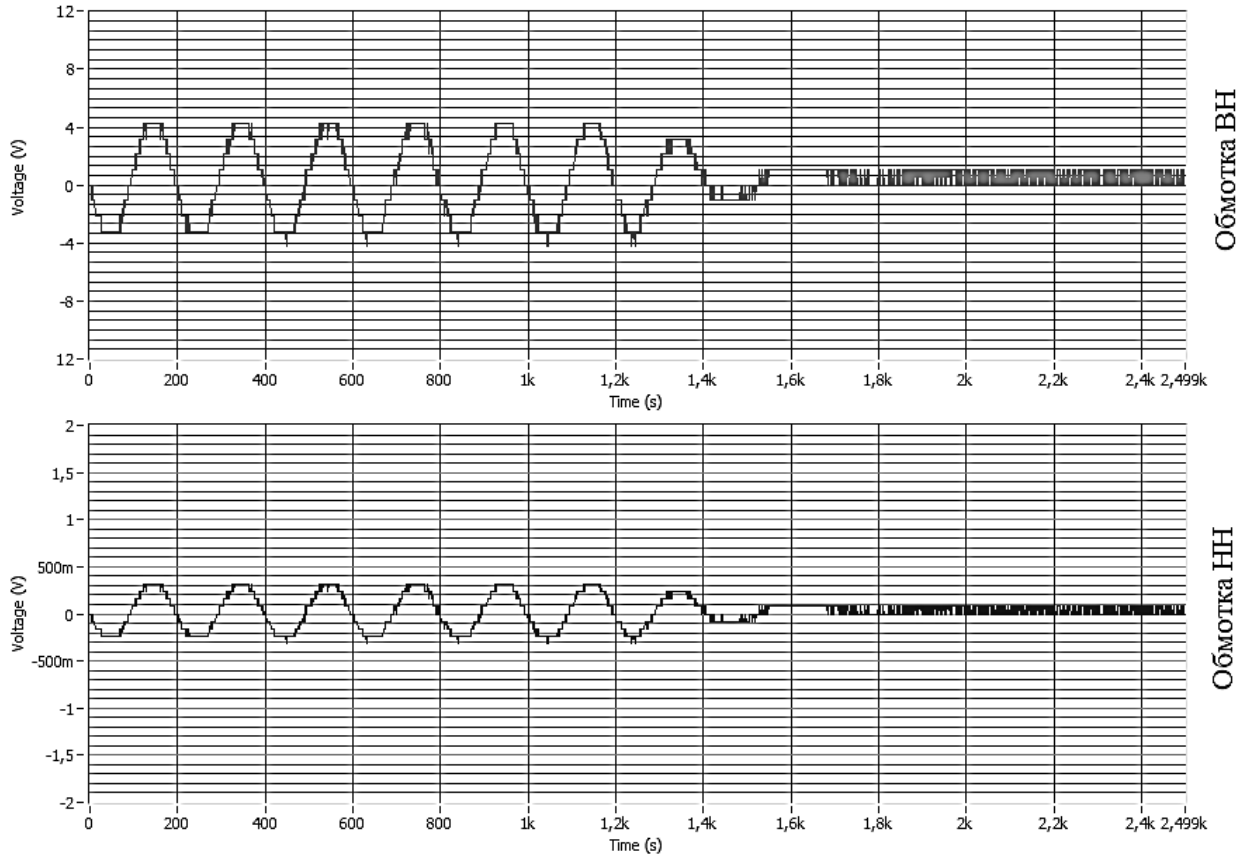


Рис. 2. Осциллограммы КП, возникающие при отключении силового трансформатора. $\cos\varphi=0,92\div 0,96$; $K_{\max\text{ВН}}=0,7$; $K_{\max\text{НН}}=0,75$

Из приведенной осциллограммы можно увидеть, что при доведении коэффициента мощности на стороне высокого напряжения трансформатора до значения выше 0,92 кратность КП не достигает значения 1, следовательно, КП при отключении трансформатора не возникает.

Реальные измерения КП доказали достоверность результатов компьютерного моделирования. Из приведенных осциллограмм видно, что при значении коэффициента мощности 0,5 величина КП достигает опасных значений для изоляции силового трансформатора. Тогда как при значении коэффициента мощности не менее 0,92 КП не возникают.

Выводы

1. Функциональные возможности УКРМ можно расширить и использовать их не только для компенсации реактивной мощности, но и для эффективного ограничения КП при коммутации силовых трансформаторов.

2. Метод комбинированного использования УКРМ для компенсации реактивной мощности и ограничения КП будет эффективен для защиты силовых трансформаторов, используемых на трансформаторных подстанциях напряжением 6 (10) / 0,4 кВ, а также защиты силовых трансформаторов напряжением 6 / 0,63 кВ, используемых в горной промышленности при разработке месторождений подземным способом.

Библиографический список

1. **Барышников, Д.В.** Экспресс - методы оценки и прогнозирования коммутационных перенапряжений в системах электроснабжения 6 – 10 кВ промышленных предприятий: дис. канд. техн. наук. – Красноярск, 2010. – С. 144.
2. **Mardegan, C.S.** The Experience Acquired Sizing Snubbers to Mitigate Switching Transients in Industrial Power Systems / C.S. Mardegan [et al.] // IEEE Trans. on Industry Applications. – 2016. – V. 52. –N. 5. – P. 3644–3654.
3. **Zhou, G.J.** Investigation on Switching Overvoltage in an Offshore Wind Farm and Its Mitigation Methods Based on Laboratory Experiments / G.J.Zhou, W.Tang, Y.Xin// IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – 2018. – P. 189–193.
4. **Roguski, A.T.** Experimental investigation of the dielectric recovery strength between the separating contacts of vacuum circuit breakers / A.T. Roguski //IEEE Trans. on Power Del. – 1989. – V. 4. –N. 2. – P. 1063–1069.
5. **Perkins, J.F.** Vacuum Switchgear Application Study with Reference to Switching Surge Protection / J.F. Perkins, D. Bhasavanich //IEEE Trans. on Industry Applications. – 1983. – V. IA-19. –N. 5. – P. 879–888.
6. **Yokokura, K.** Multiple Restriking Voltage Effect in a Vacuum Circuit Breaker on Motor Insulation / K. Yokokura [et al.] //IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1981. – V. PAS-100. –N. 4. – P. 1940–1948.
7. **Gibbs, J.D.** Comparison of performance of switching technologies on E Cigre motor simulation circuit / J.D. Gibbs, D. Koch, P. Malkin //IEEE Trans. on Power Del. – 1989. – V. 4. –N. 3. – P. 1745–1750.
8. **Telander, S.H.** Surge limiters for vacuum circuit breaker switchgear / S.H. Telander, M.R. Wilhelm, K.B. Stump //IEEE Trans. on Power Del. – 1987. – V. 2. –N. 1. – P. 107–116.
9. **Theocharis, A.** Analysis of Switching Effects of Vacuum Circuit Breaker on Dry-Type Foil-Winding Transformers Validated by Experiments /A. Theocharis[et al.] // IEEE Trans. on Power Del. – 2015. – V. 30. – N. 1. – P. 351–359.
10. **Wei, L.** Research on controlled switching in reducing unloaded power transformer inrush current considering circuit breaker's prestrike characteristics /F. Chun-en, Z. Bi-de, X. Pian // 2016 27th International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV), Suzhou. – 2016. – P. 1–4.

УДК 621.314

DOI 10.46960/39255930_2020_192

С.М.Каримуллин, Л.В.Фетисов

АУДИТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Казанский государственный энергетический университет

Представлена структурная схема и методика проведения аудита электрооборудования трансформаторной подстанции. Рассмотрены методы аудита электрооборудования подстанций. Описаны возможные повреждения электрооборудования и даны рекомендации по их устранению с целью обеспечения безопасной его эксплуатации.

The block diagram and methodology of the audit of electrical equipment of a transformer substation is presented. The methods of audit of electrical equipment of substations are considered. Possible damage to electrical equipment is described and recommendations are given for their elimination in order to ensure its safe operation.

Ключевые слова: электрооборудование, трансформаторные подстанции, аудит, структурная схема, идентификация объекта, визуальное обследование, инструментальное обследование.

Key words: electrical equipment, transformer substations, audit, block diagram, object identification, visual inspection, instrumental examination.

Нормы качества электроэнергии установлены стандартами, при этом основными показателями являются надежность электроснабжения и характеристики качества электроэнергии в пределах, которые регламентированы ГОСТом.

Выявить причины отклонения показателей надежности электроснабжения и качества электроэнергии от стандартных параметров становится возможным при проведении аудита оборудования подстанций, путем анализа эффективности применения действующего электрооборудования на базе общей оценки состояния и эксплуатации оборудования [1].

Главными задачами аудита оборудования подстанций выступают [2]:

- изучение технического состояния оборудования;
- определение необходимых мероприятий.

Таким образом, дополнительный диагностический контроль позволит своевременно осуществлять ремонт, реконструкцию или замену используемого оборудования, что является важным фактором для обеспечения безотказного и безопасного функционирования всей системы.

Для повышения надежности электроснабжения и улучшения характеристик электрической энергии существует методика проведения аудита электрооборудования (рис.1).



Рис.1. Структурная схема проведения аудита электрооборудования трансформаторной подстанции

Главными составляющими методики являются следующие мероприятия[3]:

- 1) начальная идентификация объекта;
- 2) анализ технической и нормативной документации;
- 3) визуальное обследование;
- 4) инструментальное обследование;

- 5) анализ выполнения предписаний надзорных органов;
- 6) анализ результатов энергетического аудита.

Для начальной идентификации подстанции оформляют ее идентификационную карту, где указывается наименование, инвентарный номер подстанции, расположение и дата ввода ее в эксплуатацию.

Кроме того, в карте указывается инвентарный номер каждого силового трансформатора, который установлен на подстанции, а также его марка, мощность, номинальное напряжение и год ввода в эксплуатацию.

Дополнительно отмечают сведения о загрузке трансформаторов в режимный день, с указанием напряжения на стороне высшей и низшей обмоток, значения номинальной и фактической мощности и тока, коэффициент загрузки, а также степень загрузки в аварийном режиме.

Для полного анализа указывают вид распределительного устройства - закрытое или открытое, номер секции шин и количество распределительных ячеек в ней, значение напряжения.

Проводят проверку технической документации, которая регламентирована нормативными актами, изучают материалы проекта, паспорт объекта, акт приемки подстанции в эксплуатацию, а также акты на скрытые работы. Кроме того, проверяют документы на факт несоответствия проекту и различных изменений конструкций и оборудования [4].

Аналізу также подлежат протоколы регулярных осмотров объекта во время эксплуатации, данные об отказах и авариях в период эксплуатации объекта, журналы с результатами испытаний, документы предшествующих обследований объекта, планы капитального и текущего ремонта оборудования.

В процессе наружного и внутреннего осмотра определяют дефекты и повреждения, которые оказывают влияние на техническое состояние оборудования, проводят осмотр изоляторов вводов силового трансформатора, корпуса, системы охлаждения, распределительные устройства.

Испытания масляных выключателей выполняют путем их осмотра, а также испытанием повышенным напряжением с измерением сопротивления постоянному току, кроме того, проверяют скорость работы подвижных контактов и срабатывания привода в условиях пониженного напряжения.

Проводят контроль с использованием тепловизионного оборудования механических контактов, трансформаторов, ограничителей перенапряжения, высокочастотных заградителей, силовых кабельных линий, конденсаторов, распределительных устройств и воздушных линий электропередачи [5].

Выполнение тепловизионной диагностики позволяет предупреждать отказы оборудования по той причине, что позволяет выявлять неполадки на стадии их возникновения. Полученные данные используются для составления плана ремонтно-профилактических работ, для повышения их эффективности и снижения затрат на устранение отказов и аварий. С помощью тепловизионного анализа фиксируется разница температур, которая возникает при прохождении тока через оборудование.

Так, в местах соединения шины и оборудования выделяется больше тепла, чем в трансформаторе. Нагревание проходного изолятора провоцирует интенсивную коррозию и приводит к увеличению переходных сопротивлений. Нагрев контакта до высоких значений температуры и дальнейшее охлаждение приводит к его ослаблению, тем самым дополнительно увеличивает его сопротивление. Дальнейший перегрев может стать причиной отгорания шины или перегорания проходного изолятора трансформатора [6].

Так же эффективным способом оценки технического состояния трансформаторов выступает вибрационное обследование, данный метод позволяет выполнять обследование трансформатора без приостановки его работы, при этом позволяет определить качество взаимного закрепления его внутренних и внешних элементов, целостность конструкции, и оценивать состояние системы охлаждения, качества опрессовки обмоток и магнитопровода трансформатора [7].

Руководствуясь действующей на сегодняшний день нормативно-технической документацией, ГОСТ, ПУЭ, ПТЭ и другими можно проводить эффективное испытание силовых трансформаторов, при этом объектом периодических испытаний в первую очередь является активная часть трансформатора.

Аналогичным методом испытываются масляные выключатели [8]:

- испытания повышенным напряжением;
- измерение сопротивления постоянному току;
- проверка скорости движения подвижных контактов;
- проверка срабатывания привода при пониженном напряжении;
- тепловизионный контроль;
- анализ свойств трансформаторного масла.

Составляется протокол испытания трансформатора, масляного выключателя и другого оборудования подстанции. Полученные результаты подвергаются подробному и глубокому анализу, на основании которого принимается обоснованное решение, направленное на устранение выявленных проблем и отклонений в работе системы [9].

В ходе аудита было установлено, что на исследуемых подстанциях выполняются предписания надзорных органов, а по результатам расследования нарушений в работе объекта проводятся соответствующие мероприятия.

Кроме того, на основании результатов аудита технического состояния подстанции, конструктивных особенностей, режимов эксплуатации, имеющих дефектов и повреждений устанавливается состояние электроустановок и возможность продления срока безопасной эксплуатации подстанций при условии выполнения плана корректирующих мероприятий [10].

Таким образом, для повышения надежности электроснабжения потребителей важно и необходимо своевременно осуществлять качественный и полноценный аудит оборудования подстанций. Состояние электроустановок трансформаторных подстанций, которые подлежат энергетическому аудиту и полноценному обследованию по сумме дефектов в целом, является доминирующей тенденцией в условиях выработанного ресурса большей части силового электрооборудования энергосистем. Однако анализ позволяет выявить необходи-

мые мероприятия для возможного продления срока безопасной эксплуатации подстанций при условии выполнения данных мероприятий.

Библиографический список

1. **Емелин, А.В.** Методики обработки результатов энергоаудита / А.В. Емелин, А.В. Савенко, А.С. Знаменский // Современное развитие науки: вопросы теории и практики: сборник материалов II-ой международной научно-практической конференции, 01 июля, 2016–Москва. – 2016. – С. 26.
2. **Васюченко, П.В.** Энергосберегающие мероприятия при эксплуатации силовых трансформаторов при изменении режима нагрузки / П.В. Васюченко, И.Г. Кирисов // Вчені записки Таврійського національного університету імені Ві Вернадського. Серія: Технічні науки. – 2018. – №. 29 (68), № 2. – С. 211-215.
3. **Грунтович, Н.В.** Оценка и повышение энергетической эффективности трансформаторов при проведении энергетического обследования / Н.В. Грунтович, А.А. Капанский. – 2019.
4. **Кондрина, Д.Е.** Энергоаудит промышленных предприятий / Д.Е. Кондрина, О.В. Наумова // Современные проблемы и перспективы развития строительства, теплогазоснабжения и энергообеспечения. – 2019. – С. 148-151. Есеркепов К. Ж. Энергоаудит как элемент системы энергоменеджмента // Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее: сборник научных трудов VI Международной конференции школьников, студентов, аспирантов, молодых ученых, 9-14 октября 2017 г., г. Томск. — Томск, 2017. – 2017. – С. 123.
5. **Ерофеев, М.И.** Термографическое обследование промышленного предприятия по результатам проведения энергоаудита / М.И. Ерофеев [и др.] // Энерго-и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. — Екатеринбург, 2018. – 2018. – С. 180-183.
6. **Куликова, Е.А.** Энергетическое обследование технологических процессов на предприятиях ОАО "РЖД" / Е.А. Куликова, А.Д. Пулякова // Наука, образование, инновации: апробация результатов исследований. – 2018. – С. 73-82.
7. **Якупова, Г.Т.** Методы энергосбережения в промышленности // Аллея науки. – 2017. – Т. 2. – №. 10. – С. 512-514.
8. **Захматова, О.С.** Энергоаудит и энергетические обследования в условиях развития системы ЖКХ в области энергосбережения / О.С. Захматова, Н.Я. Кузин, Ю.О. Смирнова // Образование и наука в современном мире. Инновации. – 2017. – №. 4. – С. 100-106.
9. **Бутенко, В.В., Нефедов, А.Н.** Энергоаудит как способ повышения эффективности энергетических РЕСУРСОВ / В.В. Бутенко, А.Н. Нефедов // Инженерное обеспечение инновационных технологий в АПК. – 2018. – С. 170-173.
10. **Маричев, Е.А.** Энергосбережение и энергоаудит // Традиционная и инновационная наука: история, современное состояние, перспективы: сборник статей. – 2018. – С. 85.

И.П. Карпов¹

СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИМ ПОВТОРНЫМ ВКЛЮЧЕНИЕМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ПОДСТАНЦИИ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ДВУХПУТНОГО УЧАСТКА

Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Горьковская дирекция по энергообеспечению
Дорожная электротехническая лаборатория¹

В статье представлен способ управления автоматическим повторным включением (АПВ) выключателя питающей линии с контролем устойчивого короткого замыкания (КЗ) в отключенной контактной сети (КС) переменного тока двухпутного участка, в условиях обращения нового электроподвижного состава (ЭПС) с асинхронными двигателями или при работе на межподстанционной зоне статических генераторов реактивной мощности (СГРМ). Предложенный способ относится к системной автоматике электрифицированных железных дорог, а именно к способу управления АПВ выключателя с контролем устойчивого КЗ в отключенной КС переменного тока двухпутного участка.

The article presents a method for controlling the automatic re-activation of the power line switch with the control of a stable short-circuit in the disconnected AC contact network of a two-track section, in the conditions of a new electric rolling stock with asynchronous motors, or when working on the inter-station zone of static reactive power generators. The proposed method relates to the system automation of electrified Railways, namely, to a method for controlling the automatic re-activation of the switch with the control of a stable short circuit in the disconnected AC contact network of a two-track section.

Ключевые слова: автоматизация тягового электроснабжения, контроль короткого замыкания, наведенное напряжение, повторное включение.

Key words: automation of traction power supply, short circuit control, induced voltage, re-switching.

Методы контроля наведённого напряжения

Автоматизация тяговой сети переменного тока с АПВ выключателей питающих линий КС рассмотрены в [1], где предложены различные варианты устройств, определяющие, исчезло ли КЗ после отключения выключателя. В [2] предложено АПВ выключателя для двухпутного участка с контролем гармоник наведенного напряжения. Однако при новом подвижном составе с асинхронными двигателями, а также при включении статических генераторов реактивной мощности (СГРМ) уровень третьей гармоники в отключенной КС не будет отражать реальное наведенное напряжение магнитного влияния, и поэтому становится невозможным гарантировано установить наличие устойчивого КЗ.

В [3] предложено АПВ выключателя для двухпутного участка с контролем уровня наведенного напряжения при включенной и отключенной контактной сети смежного (второго) пути. Но уровень наведенного напряжения электрического влияния при отсутствии КЗ (проходящее КЗ) и уровень наведенного напряжения магнитного влияния при устойчивом КЗ в ряде случаев соизмерим, поэтому по уровню наведённого напряжения также нельзя надёжно распознать: исчезло или осталось замыкание в контактной сети перед АПВ.

Способ управления АПВ при обращении ЭПС с асинхронными двигателями или работе СГРМ

Принимаем [3] за прототип. Таким образом, рассматриваем способ управления автоматическим повторным включением выключателя подстанции контактной сети переменного тока с двумя питающими линиями двухпутного участка с постом секционирования и с трансформатором напряжения и с реле напряжения для контроля наведенного напряжения в контактной сети. При этом выключатель и трансформатор напряжения установлены на питающей линии контактной сети первого пути, и к трансформатору напряжения подключена катушка реле напряжения через размыкающий блок-контакт выключателя питающей линии первого пути, а по опорам контактной сети проходит линия ДПР (линия два провода рельс). После аварийного отключения выключателя измеряют наведенное напряжение U в контактной сети первого пути.

Цель изобретения - повысить надёжность определения устойчивого или проходящего КЗ в отключенной КС для управления АПВ.

Для реализации указанной цели вводят трансформатор тока на питающую линию контактной сети второго пути, а в схему управления - контролируемый ток этого трансформатора тока I_2 и рассчитывают от тока I_2 наведенное напряжение магнитного влияния U^* и, если измеряемое наведенное напряжение U больше U^* , где U^* – расчетное наведённое напряжение в случае устойчивого короткого замыкания на питающей линии первого пути при указанном токе смежной линии, то разрешается повторное включение выключателя, в противном случае повторное включение запрещается.

Схема способа управления АПВ представлена на рис. 1.

Электрическая и магнитная составляющая наведённого напряжения

В соответствие с [4] при исследовании электромагнитных процессов будем рассматривать отдельно электрическое влияние, связанное с наличием в проводах КС и (или) ДПР напряжения, и магнитное влияние, обусловленное прохождением по тяговой сети переменного тока.

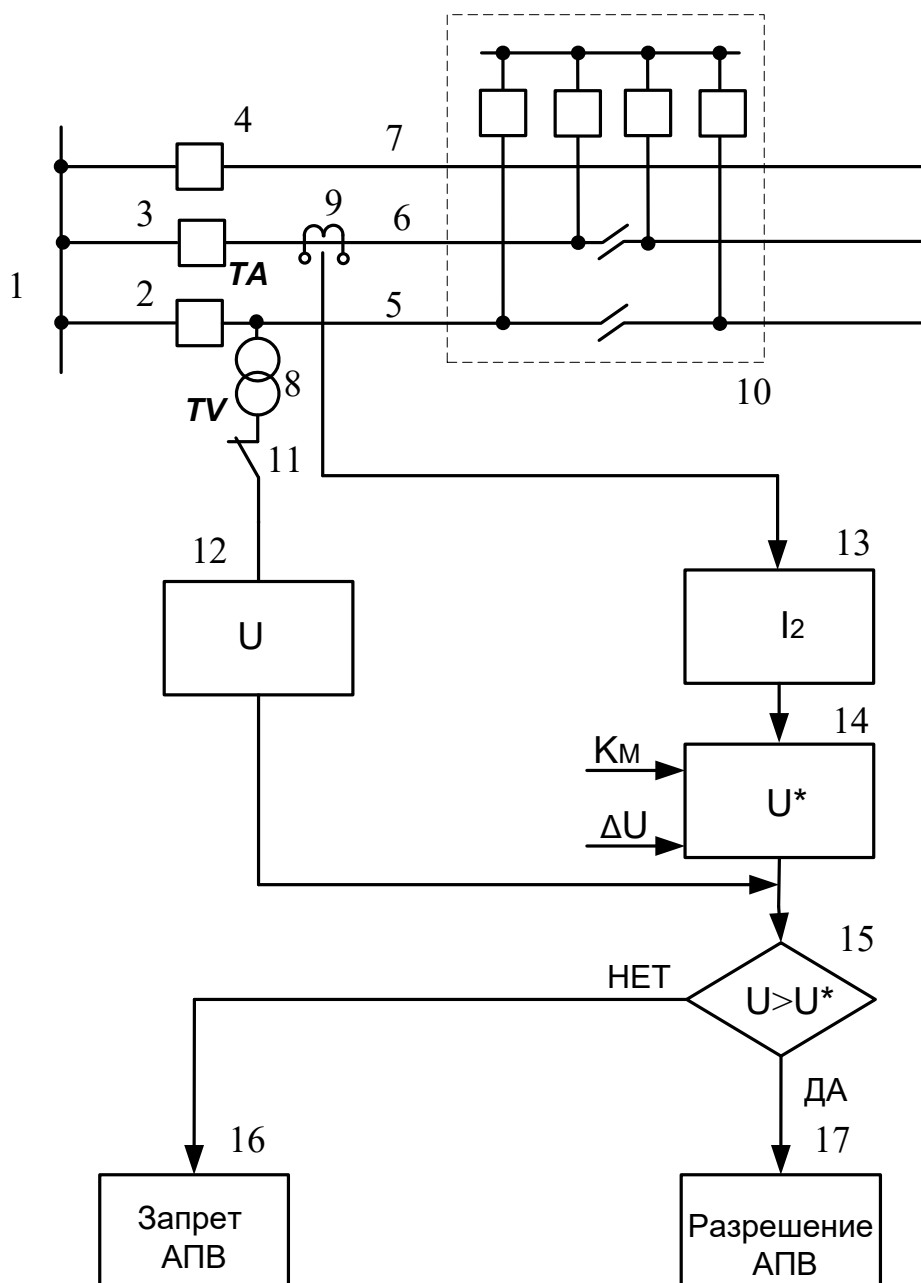


Рис. 1. Схема по способу управления АРВ выключателем питающей линии контактной сети: 1 - шины 27,5 кВ тяговой подстанции, 2, 3 - выключатели питающих линий КС 1 и 2 путей, 4 - выключатель питающей линии ДПР, 5, 6 - контактная сеть нечетного (первого) и четного (второго) путей, 7 - линия ДПР, 8 - трансформатор напряжения ТН контроля наведенного напряжения, 9- трансформатор тока выключателя смежной питающей линии, 10 - пост секционирования контактной сети, 11 – размыкающий блок-контакт выключателя 2, 12 - блок измерения напряжения, 13 - блок измерения тока выключателя смежной питающей линии, 14 - расчетный блок $U^* = \sqrt{(I_2 \cdot K_M)^2 + (\Delta U)^2}$, 15 - блок сравнения $U > U^*$, 16 - команда на запрет включения выключателя, 17 - команда на включение выключателя по АРВ.

Влияние смежного пути учитывают путём определения магнитной составляющей наведённого напряжения по фактически измеренному току питающей смежной линии КС второго пути - I_2 и коэффициенту магнитного влия-

ния КМ, учитывающему магнитную связь между отключенной КС первого пути и КС смежного второго пути. Задача состоит в том, чтобы определить и сравнить наведенное напряжение в КС первого пути при наличии и отсутствии КЗ на этом же пути, но при наличии нагрузки на втором пути.

Рассмотрим определение наведенного напряжения, обусловленного магнитной составляющей от тока смежного пути по [5]. Предлагаем принимать расчетное место КЗ на первом пути – середина участка между подстанциями, то есть – у ПС-АВ, рис.2 (выключатели QA1, QB1, QB2, QPA1 – отключены, остальные выключатели - включены).

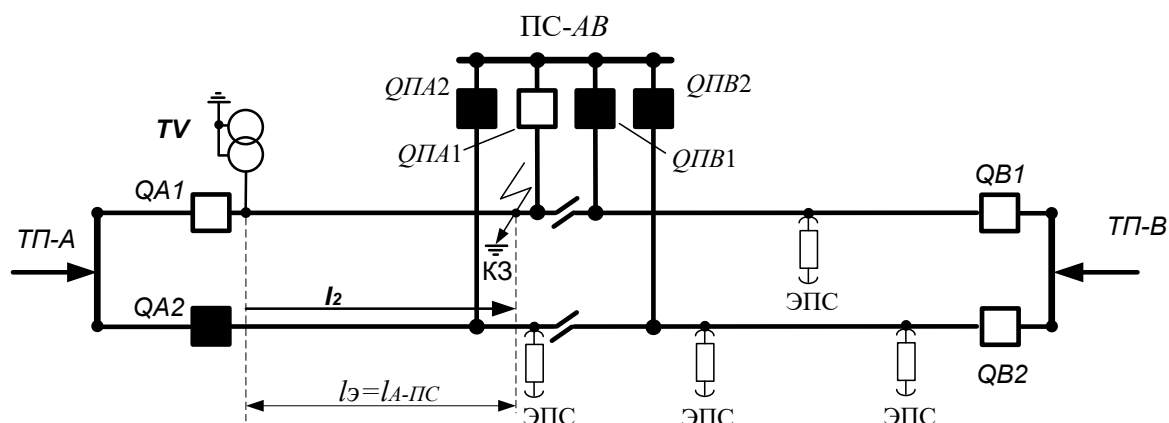


Рис.2. К расчету наведенного напряжения магнитного влияния

Наведённое напряжение в начале линии (в месте установки ТВ) при заземлении её на противоположном конце (устойчивое КЗ у ПС, рис.2) равно [5]:

$$U_M = Z_M \cdot l_3 \cdot S \cdot I_B, \quad (1)$$

где $Z_M = 0,05 + j0,144(1,97 - \lg(a\sqrt{\sigma}))$ - удельное сопротивление взаимной индукции между влияющей и подверженной влиянию линиями (Ом/км), которое зависит от ширины сближения - a (расстояние между смежными путями) и проводимости земли σ ; $I_B = I_2$ - влияющий ток равен измеренному току смежной питающей линии; l_3 - длина сближения (длина отключенного участка КС, находящегося в зоне влияния смежного пути); $S = S_T \cdot S_p$ – результирующий коэффициент экранирующего действия, определяется по [5] в зависимости от наличия отсасывающих трансформаторов (при их отсутствии $S_T = 1$) и ширины сближения (коэффициент экранирующего действия рельсов, S_p).

Для конкретного участка (между тяговой подстанцией и ПС) параметры Z_M , l_3 , S будут постоянными величинами, поэтому можно заменить их произведение коэффициентом магнитного влияния:

$$K_M = Z_M \cdot l_3 \cdot S, \quad (2)$$

тогда формула (1) примет вид:

$$U_M = K_M \cdot I_2. \quad (3)$$

При контроле тока смежной питающей линии (I_2) неизвестно, на каком расстоянии от тяговой подстанции находится ЭПС (неизвестно l_3), очевидно, что наибольшее влияние ЭПС окажет при сосредоточении у ПС или между ПС

и смежной подстанцией (рис.2), тогда влияние будет вдоль всей отключенной КС, ($I_3 = I_A$ -ПС, см. рис.2).

При расчете наведенного напряжения от I_2 учтём падение напряжения ΔU , которое, наряду с U_M , будет присутствовать при устойчивом КЗ в отключенной КС в месте установки ТВ:

$$\Delta U = \Delta U_3 \cdot K_3, \quad (4)$$

где ΔU_3 - максимальное падение напряжения при металлическом устойчивом КЗ (определяется опытным путём, завешиванием штанги на отключенную КС и рельс при $I_2=0$ [1]); $K_3 = 2 \div 3$ - коэффициент запаса, учитывающий увеличение ΔU_3 из-за переходного сопротивления между повреждённым элементом тяговой сети и заземлёнными конструкциями при устойчивом, но не металлическом КЗ. По опыту измерений на Горьковской ж.д. на разных участках в различных ситуациях при устойчивом металлическом КЗ максимальное падение напряжения ΔU_3 не превосходило 80- 100 В [1].

Результирующее наведенное напряжение U^* в отключенной КС при токе питающей смежной линии второго пути I_2 равно векторной сумме [6]:

$$U^* = \sqrt{(I_2 \cdot K_M)^2 + (\Delta U)^2}, \quad (5)$$

где U^* - расчетное наведённое напряжение в случае устойчивого КЗ на первой питающей линии при указанном токе смежной линии.

При условии $U > U^*$ (измеренное наведённое напряжение превышает максимальное расчетное при устойчивом КЗ) делается вывод об отсутствии устойчивого КЗ в отключенной КС.

По опыту измерений на Горьковской ж.д. на разных участках в различных ситуациях при отсутствии устойчивого КЗ минимальное напряжение на ТВ при отключенной КС и работающих КС смежного пути и ДПР составляло 1000 – 3000 В и более [1].

Таким образом, данный способ управления АПВ, во-первых, не зависит от типа ЭПС или наличия или отсутствия на зоне СГРМ, то есть является универсальным способом, во-вторых, основываясь на измеренном токе смежной питающей линии, обеспечивает необходимую чувствительность для контроля устойчивого КЗ.

Принцип действия способа управления АПВ

Разберем работу схемы, реализующей предлагаемый способ управления АПВ. Пусть ПС - с индивидуальной защитой каждого выключателя. Тогда при работе защиты на питающей линии 2 пути отключается её выключатель и одновременно выключатель питающей линии на ПС 10, кроме того, замыкается выходной блок-контакт 11 выключателя 2. Контактная сеть 5 остается без напряжения питания. Наведенное напряжение от трансформатора напряжения 8 поступает на блок 12 измерения напряжения, ток смежной питающей линии от трансформатора тока 9 поступает на блок 13 измерения тока. Далее определяют в расчетном блоке 14 напряжение U^* . Если по блоку сравнения 15 условие $U > U^*$ не выполняется, то дается команда на запрет включения выключателя (16). Ес-

ли же по блоку сравнения $15U > U^*$, то дается команда на включение 17 выключателя питающей линии 2.

Если ПС на выключателях с групповой защитой с выдержкой времени или на разъединителях [1], то при КЗ отключаются выключатели всех питающих линий межподстанционной зоны, КС обоих путей обесточена, контролируемый ток (I_2) смежной питающей линии равен нулю. Расчётное наведенное напряжение (U^*) при этом:

$$U^* = \sqrt{(0 \cdot K_M)^2 + (\Delta U)^2} = \Delta U = \Delta U_{\Sigma} \cdot K_3. \quad (6)$$

Контроль устойчивого КЗ будет осуществлён путём оценки величины электрического влияния от линии ДПР. Согласно опытным данным [1] при влиянии только линии ДПР в случае проходящего КЗ величина измеренного наведённого напряжения составит 1000-2500 В, а в случае устойчивого КЗ оно, как указано, не превысит 80-100 В, при такой разности значений будет обеспечен гарантированный контроль устойчивого или проходящего КЗ.

Технико-экономический эффект изобретения определяется снижением числа пережогов и объемов повреждения тяговой сети в аварийных ситуациях, а также снижением износа коммутационной аппаратуры и силовых трансформаторов.

Выводы

1. Описанный способ управления АПВ не зависит от типа обрабатываемого ЭПС или наличия или отсутствия на зоне СГРМ, то есть является универсальным.
2. Способ основывается на измерении тока смежной питающей линии и тем самым обеспечивает необходимую чувствительность для контроля устойчивого КЗ.
3. Внедрение предложенного способа увеличит надёжность функционирования системы тягового электроснабжения.

Библиографический список

1. **Герман, Л.А.** Автоматизация электроснабжения тяговой сети переменного тока: Монография / Л.А. Герман, В.Л. Герман. - М.: МГУПС, 2014.
2. Патент на изобретение №2498328 от 19.04.2012 Способ управления автоматическим повторным включением выключателя фидера с контролем короткого замыкания в контактной сети (Герман Л.А., Герман В.Л.).
3. Патент на изобретение №2531025 от 07.09.12 Устройство контроля короткого замыкания в контактной сети переменного тока двухпутного участка железной дороги (Герман Л.А., Герман В.Л., Жевлаков Д.А., Попов А.Ю.)
4. **Ратнер, М.П.** Индуктивное влияние электрифицированных железных дорог на электрические сети и трубопроводы / М.П. Ратнер. - М.: Транспорт, 1966.
5. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1 / Под редакцией К.Г. Марквардта // М.: «Транспорт», 1980.
6. **Бадер, М.П.** Электромагнитная совместимость: учебник для вузов ж.д. транспорта / М.П. Бадер. - М.: УМК МПС, 2002.

УДК 621.316

DOI 10.46960/39255930_2020_203

А.В. Кузнецов¹, Д.А. Ребровская², Н.С. Журавлева³

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ УСЛУГ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ

Ульяновский государственный технический университет¹,

В статье показано, что точные модели определения стоимости услуг по снижению потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности (КРМ) в сети потребителя долгое время отсутствовали. Их появление способствует повышению качественного уровня механизма государственного управления компенсацией потребителю расходов на установку и эксплуатацию компенсирующих устройств (КУ).

В настоящее время, в зависимости от возможностей, потребитель может использовать либо математическую, либо программную, либо предложенную в статье полиномиальную модель получения важной информации для технико-экономического обоснования решения об установке КУ необходимой мощности. Создание и совершенствование модели связано с необходимостью активизации потребителей в части КРМ.

The article shows that accurate models for determining the cost of services to reduce power losses in a network organization while the reactive power compensation (RPC) have been absent for a long time in the consumer network. Their appearance helps to improve the quality level of the mechanism of state management of compensation to the consumer for the costs of installing and operating compensating devices (CD).

Currently, depending on the capabilities, the consumer can use either a mathematical, or software, or polynomial a model for obtaining important information for the feasibility study of the decision to install the necessary capacity CD. The creation and improvement of the model is associated with the need to activate consumers in terms of the PRC.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, снижение потерь мощности, сетевая организация, потребитель электроэнергии, математическая модель, коэффициент мощности.

Key words: the reactive power compensation, reduction of power losses, network organization, electricity consumer, mathematical model, power coefficient.

Введение

При установке компенсирующих устройств (КУ) в сети сетевой компании потери электроэнергии снижаются только в сетях сетевых компаний. В сети потребителя они остаются на прежнем уровне. Мощность КУ используется нерационально. Та же мощность КУ, распределенная в сети потребителя увеличивает эффект снижения потерь. К сожалению, эффективному решению по компен-

сации реактивной мощности (КРМ) препятствуют организационные и правовые проблемы, связанные с ведомственной принадлежностью сетей различным собственникам. Попытки создания механизма управления КРМ имели место в РФ. Однако его внедрение потерпело неудачу [1]. Необходимость его совершенствования и использования не вызывает сомнения. В [6] сделан вывод о необходимости разработки и внедрении шкалы скидок и надбавок в РФ. Однако при этом необходимо учитывать правовые аспекты их применения.

Причиной неудачного внедрения механизма являются правовые барьеры применения стимулирующего тарифа в форме скидки или надбавки к основному тарифу за потребление реактивной мощности и электроэнергии [1]. Анализ литературных источников показывает, что одной из причин правового несоответствия механизма является отсутствие точного, простого и доступного для потребителя инструмента определения стоимости услуг по снижению потерь в сетевой организации. В основу такого инструмента может быть положена модель смежной сетевой организации.

Методы

Использование моделей обладает преимуществом по сравнению с классическими расчетами. Они строятся и работают в условиях ограниченной информации, которую легче получить от смежной сетевой организации. Подобная модель оценки снижения потерь мощности в сети сетевой организации при установке КУ в сетях потребителей существует [2].

В этой модели электрическая сеть приводится к эквивалентной схеме замещения, состоящей из одного эквивалентного потребителя, мощностью равной сумме мощностей всех потребителей, присоединенных к рассматриваемой электрической сети, одного эквивалентного сопротивления питающей ветви, подключенной к источнику питания. Действия эквивалентного потребителя в отношении КРМ можно рассматривать как синхронизированные во времени действия всех потребителей. Модель не позволяет определить конкретный вклад каждого отдельного потребителя в снижение потерь сетевой организации. Усредненные значения параметров КРМ для потребителей вполне устраивали и потребителей и сетевую организацию во времена плановой экономики. В условиях рыночных отношений ситуация изменилась. Появилась необходимость в разработке новой математической модели. Долгое время информация о подобных моделях не появлялась в технической литературе. Впервые такая модель предложена в [3,4].

Математическая модель [3] представляет собой схему замещения сетевой организации в виде трех сопротивлений, соединенных по схеме «звезда». Одно из сопротивлений является сопротивлением ветви 1, питающей исследуемого потребителя электроэнергии мощностью P_1 , второе сопротивление – это эквивалентное сопротивление ветви 2, питающей эквивалентного потребителя, мощностью P_2 равной сумме мощностей всех потребителей сетевой организации за исключением мощности первого. Третье сопротивление представляет

собой эквивалентное сопротивление питающей ветви 3 и соединено с источником питания.

В [5] показано, что со временем смежные потребители могут изменять потребление реактивной мощности путем установки новых КУ, их отключения в результате выхода из строя или демонтажа. При каждом изменении необходим новый расчет, результаты которого будут отличаться от предыдущего. Модель не учитывает динамику изменения состояния КРМ в сетевой организации. В [5] предложено преобразовать параметры схемы замещения с учетом возможной динамики изменения параметров КРМ смежных потребителей.

Преобразование осуществляется к виду, при котором все возможные изменения потоков реактивной мощности от КРМ в сетях смежных потребителей уже произойдут. Такое возможно для момента времени, когда все потребители выполняют условия КРМ, предписанные нормативно-правовыми документами. Этими условиями являются нормированные значения степени КРМ каждым потребителем.

Создание и совершенствование модели связано с необходимостью активизации потребителей в части КРМ. Для этого, прежде всего, необходимо проинформировать о ее существовании широкий круг научной общественности, потребителей электроэнергии и инвесторов. Целью этого мероприятия является снижение потерь электроэнергии в электроэнергетической системе. Достижению цели способствует совершенствование модели в направлении ее упрощения и создание упрощенных инженерных методик.

Упрощение модели возможно за счет преобразования математической модели в полиномиальную путем применения математической теории планирования эксперимента. Для этого на математической модели проводится серия вычислительных экспериментов при определенном сочетании верхних и нижних пределов варьирования факторов. По результатам вычислительных экспериментов вычисляются коэффициенты полиномиальной модели и производится ее проверка на адекватность программной модели.

Результат

Анализ математической модели позволил сократить число входящих в ее состав переменных с семи до четырех, изменить набор переменных и ввести ограничения на интервалы варьирования факторов, определить константы. В результате анализа математическая модель преобразована к виду

$$\delta\Delta P_{KV}^* = f\left(P_1^*; \frac{\Delta P_1}{P_1}; \frac{\Delta P_2}{P_2}; \frac{\Delta P_3}{P_1 + P_2}; \text{tg}\phi_{1, \text{HAT}}\right). \quad (1)$$

Константами модели принимаются следующие величины

$$\begin{aligned} \text{tg } \varphi_2 &= \text{tg } \varphi_{2, \text{пред}} = 0,4; \\ \text{tg } \varphi_{1, \text{нов}} &= \text{tg } \varphi_{1, \text{пред}} (0,35; 0,4). \end{aligned}$$

В (1) $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ – потери в ветвях схемы замещения до КРМ;
 P_1^* – относительное значение (в долях) мощности потребителя в первой ветви $P_1^* = \frac{P_1}{P_1 + P_2}$.

Переменная $\operatorname{tg} \varphi_{1,\text{нов}} = \operatorname{tg} \varphi_{1,\text{пред}}$, значение которой принято константой, представляет собой значение коэффициента мощности, к которому необходимо стремиться потребителю при установке КУ. В случае, если потребитель получает питание при напряжении ниже 1 кВ, ее значение должно быть принято константой равной 0,35. При напряжении 1-35 кВ это значение становится равным 0,4.

В выражении (1) $\operatorname{tg} \varphi_{1,\text{НАТ}}$ – натуральный коэффициент мощности первого потребителя.

В результате анализа области определения факторов получаем полный набор переменных с диапазонами изменения, при которых в полиномиальной модели будут исключены случаи использования некорректных значений параметров, выходящих за пределы реально существующих значений. Набор переменных с диапазонами их изменения будет следующим:

$$0,05 \leq P_1^* \leq 1; \quad 0,01 \leq \frac{\Delta P_1}{P_1} \leq 0,05; \quad 0,01 \leq \frac{\Delta P_2}{P_2} \leq 0,05; \quad (2)$$

$$0,01 \leq \frac{\Delta P_3}{P_1 + P_2} \leq 0,05; \quad 0,6 \leq \operatorname{tg} \varphi_{1,\text{НАТ}} \leq 1.$$

В соответствии с алгоритмом математической модели проводилась серия вычислительных экспериментов. Значения каждого из факторов в эксперименте задавались в соответствии с матрицей планирования полнофакторного эксперимента для пяти факторов.

Для каждого значения константы $\operatorname{tg} \varphi_{1,\text{нов}} = \operatorname{tg} \varphi_{1,\text{пред}}$ проводился полнофакторный вычислительный эксперимент, составлялось уравнение регрессии. На основе результатов вычислительного эксперимента по программной модели получены два полиномиальных уравнения регрессии при значениях константы $\operatorname{tg} \varphi_{1,\text{нов}} = \operatorname{tg} \varphi_{1,\text{пред}} = 0,35; 0,4$.

Вид каждого их уравнений представляется следующим образом:

$$\delta \Delta P_{KY}^* = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n a_{ij} \cdot x_i \cdot x_j \quad (3)$$

В этих уравнениях:

a_0, a_i – свободный член и коэффициенты уравнения регрессии в именованных единицах $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$;

a_{ij} – коэффициенты парного взаимодействия

$a_{12}, a_{13}, a_{14}, a_{15}, a_{23}, a_{24}, a_{25}, a_{34}, a_{35}, a_{45}$;

n – число коэффициентов уравнения регрессии $n=5$;

x_i, x_j, x_l – значения факторов в кодированных единицах $i = 1,2,3,4,5$, $i+1 \leq j \leq 5, j+1 \leq l \leq 5$.

Уравнения вида (3) могут использоваться для расчета $\delta\Delta P_{KV}^*$ при значении константы $\text{tg } \varphi_2 = \text{tg } \varphi_{2,\text{пред}} = 0,4$. Коэффициенты уравнений регрессии, полученные при вычислительных экспериментах, представлены в табл. 1. Оценка статистической значимости коэффициентов проводилась по критерию Стьюдента, а проверка на адекватность по критерию Фишера. В результате получилось, что все коэффициенты уравнений регрессии значимы. А сами уравнения регрессии адекватны математической модели.

Таблица 1

Значение коэффициентов модели

Коэффициенты модели	Значения коэффициентов модели	
	$\delta\Delta P_{KV}^* = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n a_{ij} \cdot x_i \cdot x_j$	
	$\text{tg } \varphi_{1,\text{нов}} = 0,35$	$\text{tg } \varphi_{1,\text{нов}} = 0,4$
a_0	16,234	14,995
a_1	14,435	13,358
a_2	0,324	0,300
a_3	-0,327	-0,298
a_4	-0,078	-0,077
a_5	6,997	7,225
a_{12}	-0,324	-0,300
a_{13}	0,327	0,298
a_{14}	0,078	0,077
a_{15}	6,209	6,422
a_{23}	-0,124	-0,115
a_{24}	-0,132	-0,122
a_{25}	0,139	0,144
a_{34}	0,132	0,122
a_{35}	-0,143	-0,146
a_{45}	-0,031	-0,034

Заключение

Любая из рассмотренных моделей может быть положена в основу разработки точного, простого и доступного потребителю инструмента, необходимого для определения стоимости услуг по снижению потерь мощности в сетевой организации. Модели смежной сетевой организации удобны тем, что работают при ограниченном объеме информации. Долгое время такие модели отсутствовали. В настоящее время, в зависимости от возможностей, потребитель может

использовать либо математическую, либо программную, либо полиномиальную модель получения важной информации для технико-экономического обоснования решения об установке КУ необходимой мощности.

Создание математической модели и ее совершенствование позволяет повысить качественный уровень механизма государственного управления и избежать правовых барьеров его применения для компенсации потребителю расходов на установку и эксплуатацию КУ, повысить точность определения годовой экономии инвестиционного проекта установки КУ, обеспечить инвестору уверенность в возврате затраченных средств на реализацию проекта.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Ульяновской области в рамках научного проекта №18-48-730025.

Библиографический список

1. **Кузнецов, А.В.** Применение стимулирующих тарифов для повышения качества электроэнергии и снижения потоков реактивной мощности в электроэнергетической системе // Электрика. – 2012. – № 12. – С. 12-17.
2. **Железко, Ю.С.** Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. **Кузнецов, А.В.** Математическая модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова // Электротехника. – 2016. – №10. – С. 68-73.
4. **Кузнецов, А.В.** Программная модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова, Д.А. Ребровская // Промышленная энергетика. – 2016. – №6. – С. 48-54.
5. **Кузнецов, А.В.** Уточнение модели оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А.В. Кузнецов, Д.А. Ребровская // Промышленная энергетика. – 2018. – №10. – С. 31-36.
6. **Воротницкий, В.Э.** Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения / В.Э. Воротницкий // Энергосовет. – 2017. – №1(47). URL: <http://www.energsovet.ru/> (дата обращения: 21.04.20)

А.Б. Лоскутов¹, А.А. Лоскутов¹, Л.А. Пюро^{1,2}

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕКЛОУЗЕРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-20 КВ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева¹
ООО «Таврида Электрик Поволжье»²

Рассматриваются вопросы автоматизации электрических сетей 6-20 кВ за счет комплексного проектирования реклоузеров. При этом определяются оптимальное количество, места установки реклоузеров, уставки релейной защиты и автоматики реклоузеров в рамках единой автоматизированной системы.

The automation of power networks 6-20 kV due to the complex design of reclosers are considered. The optimum number, installation locations of reclosers, settings for relay protection and automation of reclosers are required within a united automated system.

Ключевые слова: реклоузер, комплексное проектирование, автоматизация.

Key words: recloser, complex design, automation.

Введение

Традиционно проблема повышения надежности в распределительных сетях среднего напряжения решалась путем строительства новых подстанций и присоединений, разукрупняющих существующие. Такой способ эффективен технически, однако требует существенных капитальных затрат на этапе строительства и значительных текущих расходов на этапе эксплуатации.

Применение реклоузеров в электрических сетях среднего напряжения зарекомендовало себя как более эффективный метод повышения надежности электроснабжения и технически, и экономически.

Однако большинство реклоузеров в эксплуатации были спроектированы как отдельные коммутационные аппараты. Такие аппараты зачастую эксплуатируются без настроенной автоматики, а иногда – и с неселективными токовыми защитами. Эффективность таких аппаратов не всегда оправдывает вложенные средства.

В рамках настоящей статьи рассмотрен метод комплексного проектирования реклоузеров в рамках единой интеллектуальной автоматизированной системы, позволяющей автоматически выделять поврежденный участок и обеспечивать питанием все неповрежденные участки за счет сетевого резервирования и кольцевания фидеров. При этом в проекте определяются оптимальное количество, места установки реклоузеров и рассчитываются уставки релейной

защиты и автоматики в разрезе единой интеллектуальной системы. Такой подход позволяет значительно повысить эффективность применения реклоузеров.

Цель исследования

Повышение эффективности использования реклоузеров в электрических сетях 6-20 кВ за счет применения комплексного проектирования с применением компьютерного моделирования.

Постановка задачи

Задачей исследования является формирование и описание методики комплексного проектирования реклоузеров в сетях 6-20 кВ, включающей:

1) выделение критериев для определения оптимального количества реклоузеров;

2) определение принципов оптимальной расстановки реклоузеров в фидерах;

3) описание логики работы релейной защиты и автоматики проектируемой системы, позволяющей выделять только поврежденный участок при возникновении аварии в любом месте объединенного фидера.

Также поставленной задачей является апробирование описанной методики комплексного проектирования на примере фрагмента распределительной сети среднего напряжения.

Метод комплексного проектирования реклоузеров 6-20 кВ

Наиболее эффективно реклоузеры себя зарекомендовали как средство выделения поврежденного участка и автоматической реконфигурации системы в кольцевых электрических сетях [1]. При этом основными видами применяемой релейной защиты и автоматики является максимальная токовая защита и автоматика повторного включения на всех реклоузерах; автоматика ввода сетевого резерва на аппарате, установленном в точке нормального разрыва присоединений.

В статье применяются следующие показатели надежности:

• Индекс средней продолжительности отключений *SAIDI* (*The System Average Interruption Duration Index*) [2]:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs}, \quad (1)$$

где i – номер перерыва электроснабжения, от 1 до n ;

$Ca(i)$ – число потребителей в системе, где был i -й перерыв в электроснабжении; $t(i)$ – время i -го перерыва, в часах; Cs – общее количество потребителей в системе;

- Индекс средней частоты отключений *SAIFI* (*The System Average Interruption Frequency Index*) [2]:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs}; \quad (2)$$

- Индекс относительной эффективности реконструкции сети *RNRE* (*Relative Network Reconstruction Efficiency*) [2]:

$$RNRE = \left(1 - \frac{SAIFI_{рек}}{SAIFI_{исх}}\right) \cdot 100\%, \quad (3)$$

где $SAIFI_{исх}$, $SAIFI_{рек}$ – индексы средней частоты отключений до и после реконструкции, соответственно;

- Индекс средней эффективности применения реклоузеров *ARAE* (*Average Recloser Application Efficiency*) [2]:

$$ARAE = RNRE \cdot \frac{F}{R}, \quad (4)$$

где F – количество фидеров в объединенном фидере; R – количество реклоузеров в объединенном фидере.

Произведем комплексную автоматизацию электрической сети 6-20 кВ на примере двух связанных фидеров: ф. Б1 ПС Береговая и ф. Л2 ПС Лесная (рис. 1). В дальнейшем будем называть эти присоединения объединенным фидером. Под объединенным фидером понимается группа фидеров, связанных коммутационными аппаратами для полного или частичного взаимного резервирования в аварийных или ремонтных режимах.

Определение оптимального количества реклоузеров целесообразно производить на основе соотношения индексов средней частоты отключений сети *SAIFI* (*The System Average Interruption Frequency Index*) объединенного фидера: требуемому по результатам реконструкции $SAIFI_{треб.объед}$ и исходному до реконструкции $SAIFI_{исх.объед}$.

Требуемый после реконструкции индекс $SAIFI_{треб.объед}$ объединенного фидера тем лучше, чем он меньше. Однако, чрезмерное улучшение этого показателя приводит к необоснованному увеличению затрат. Для рассмотренного объединенного фидера зададимся целью обеспечить в среднем менее одного отключения на потребителя в год, то есть, $SAIFI_{треб.объед} = 0,9 \div 1,0$.

Исходный индекс $SAIFI_{исх.объед}$ объединенного фидера определяется по данным фидеров до установки реклоузеров. Исходными данными для такого расчета являются статистические данные повреждаемости рассматриваемых фидеров, количество и распределение потребителей электроэнергии по фидеру, протяженность фидера, наличие коммутационных аппаратов в объединенном

фидере и установленная на них автоматика. Произвести расчет показателей можно в специализированном программном обеспечении, позволяющем учесть указанные исходные данные.

В рассматриваемом примере расчет производился в программном пакете *TELARM* (*Tavrida Electric Automated Relay Manager*) [3], разработанном компанией «Таврида Электрик» (рис. 1).

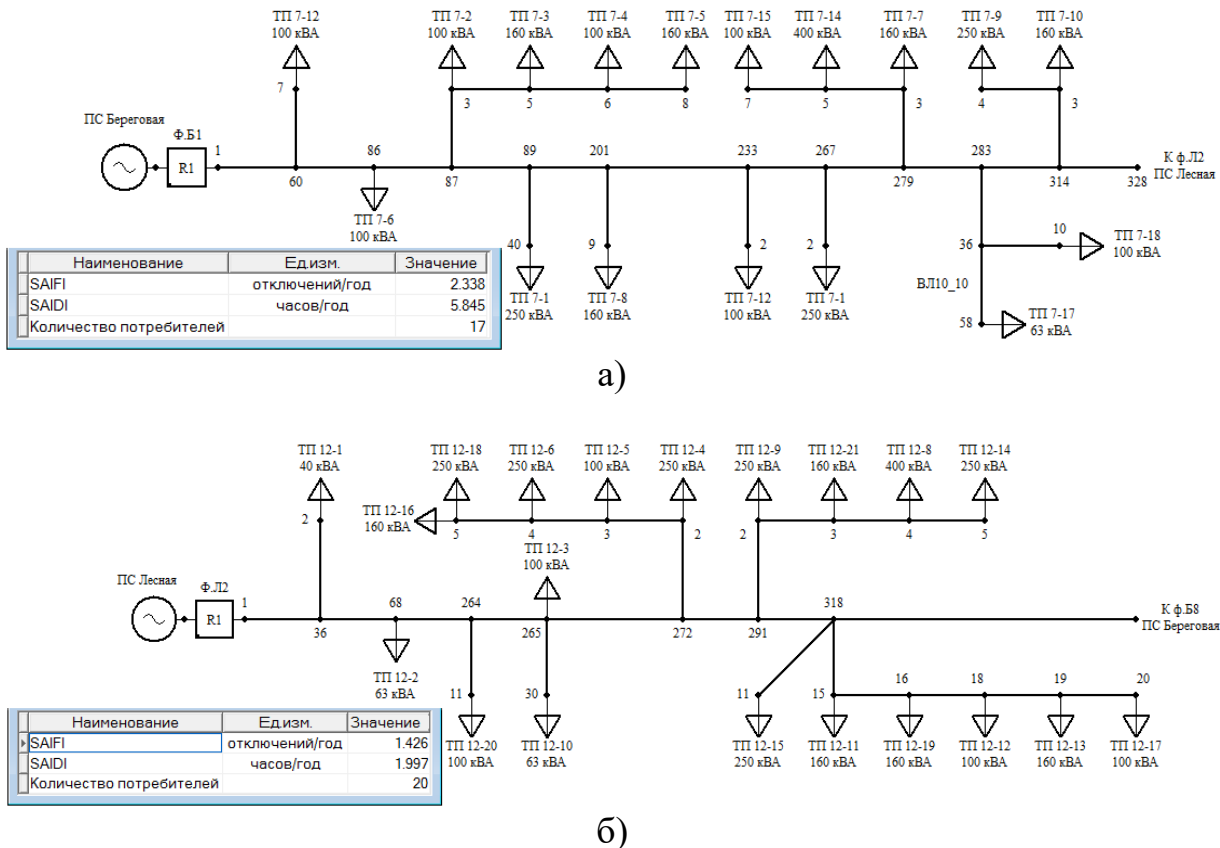


Рис. 1. Расчет в *TELARM* показателей *SAIFI* и *SAIDI* до реконструкции отдельных фидеров, которые предполагается объединить в кольцо:
а) ф. Б1 ПС Береговая; б) ф. Л2 ПС Лесная

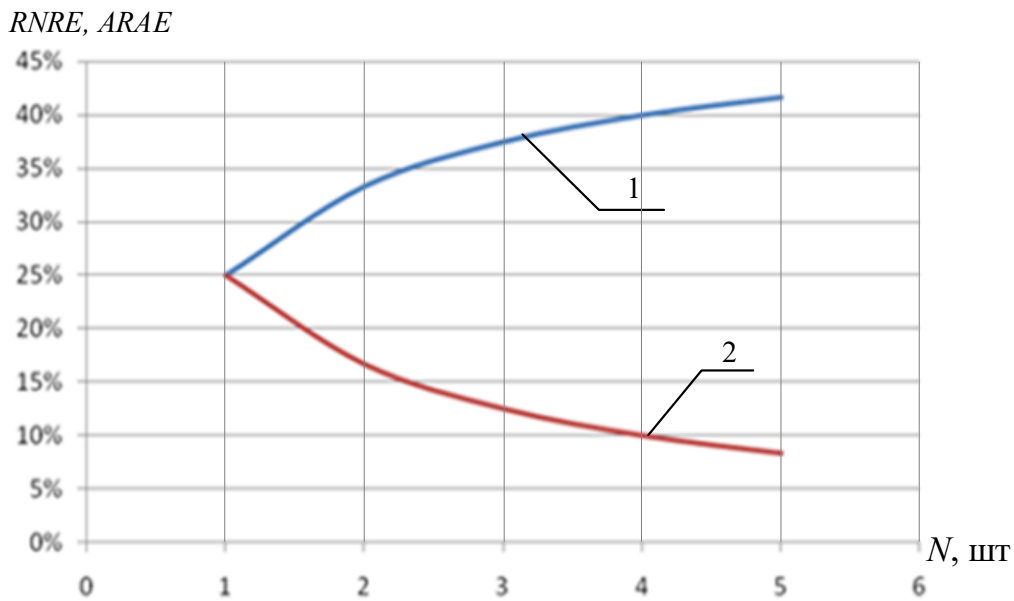
По полученному значению $SAIFI_{исх.объед}$ и заданному $SAIFI_{треб.объед}$ определяются требуемые индекс относительной эффективности реконструкции сети *RNRE* и индекс средней эффективности применения реклоузеров *ARAE*:

$$RNRE_{треб} = \left(1 - \frac{SAIFI_{треб.объед}}{SAIFI_{исх.объед}}\right) \cdot 100\%; \quad (5)$$

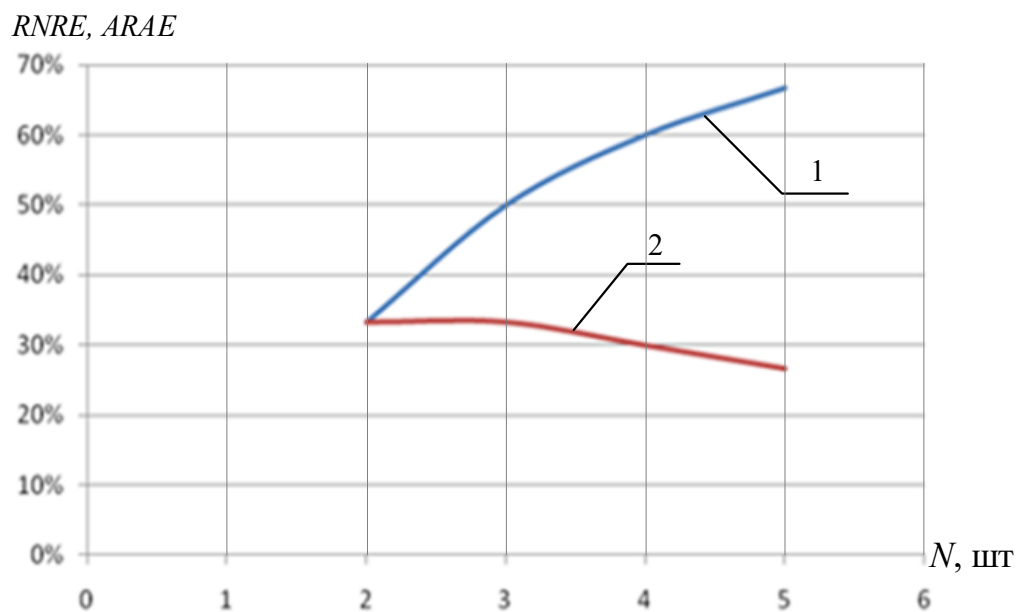
$$ARAE_{треб} = RNRE_{треб} \cdot \frac{F}{R}. \quad (6)$$

Рис. 2 [2] показывает, что средняя эффективность применения реклоузеров на радиальном фидере уменьшается, начиная с одного аппарата, а на кольцевом фидере – начиная с трех аппаратов, и позволяет определить оптимальное

количество реклоузеров в объединенном фидере по рассчитанным индексам $RNRE_{\text{треб}}$ и $ARAE_{\text{треб}}$.



а)



б)

Рис. 2. Показатели $RNRE$ (1) и $ARAE$ (2) для радиального (а) и кольцевого (б) фидеров

Реклоузеры в объединенном фидере необходимо стремиться располагать так, чтобы на разделенных ими участках сохранялось примерное равенство:

$$N_i \cdot L_i \approx \text{const}, \quad (7)$$

где N_i – количество потребителей, подключенных к участку i ; L_i – суммарная протяженность линии с отпайками на участке i , км.

При выборе мест установки равенство $N_i \cdot L_i$ получить не всегда возможно, поскольку реальные места установки реклоузеров могут отличаться от планируемых исходя из условий удобства подъезда, наличия связи, неравномерности распределения потребителей по трассе ЛЭП и иным причинам. При этом фактическое значение показателя $SAIFI_{рек.объед}$ будет стремиться к $SAIFI_{треб.объед}$, которое было определено ранее.

После расстановки реклоузеров определяются фактические показатели $SAIFI_{рек.объед}$, $SAIDI_{рек.объед}$, $RNRE_{рек}$, $ARAE_{рек}$.

Для рассматриваемого примера оптимальна установка трех реклоузеров, их расположение и автоматически рассчитанные показатели $SAIFI_{рек.объед}$ и $SAIDI_{рек.объед}$ показаны на рис. 3.

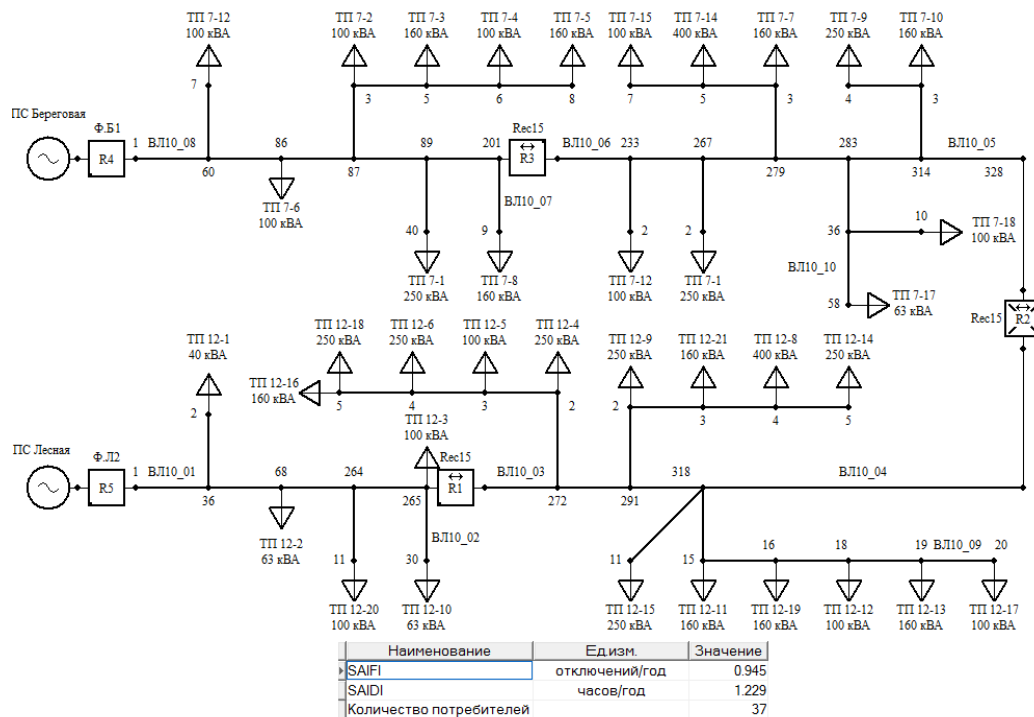


Рис. 3. Расчет в *TELARM* показателей $SAIFI$ и $SAIDI$ после реконструкции кольца ф. Б1 ПС Береговая и ф. Л2 ПС Лесная

В табл. 1 приведены значения рассчитываемых при проектировании показателей. Определенный описанной методикой $SAIFI_{рек.объед} = 0,945$ откл/год входит в диапазон требуемого $SAIFI_{треб.объед} = 0,9 \div 1,0$ откл/год.

Таблица 1

Расчет параметров надежности на примере ф. Б1 ПС Береговая и ф. Л2 ПС Лесная

№	Параметр	Значение	
		ф. Б1	ф. Л2
Исходные данные			
1	Количество отключений за 3 года	6	5
2	Время перерыва электроснабжения за 3 года, ч	14,9	7,2
3	Количество потребителей	20	17
4	Протяженность фидера, км	20,145	23,570
5	Кратность АПВ на фидерных аппаратах	1	1
6	Требуемый $SAIFI_{\text{треб объедин}}$, откл/год	0,9 ÷ 1	
Расчетные данные			
7	Средняя плотность аварий, откл/км/год	0,248	0,177
8	Среднее время перерыва электроснабжения на одно отключение, ч/год	2,5	1,4
9	$SAIFI_{\text{исх}}$ отдельного фидера до реконструкции, откл/год	2,338	1,426
10	$SAIDI_{\text{исх}}$ отдельного фидера до реконструкции, ч/год	5,845	1,997
11	$SAIFI_{\text{исх объедин}}$ объединенного фидера до реконструкции, откл/год	1,919	
12	$SAIDI_{\text{исх объедин}}$ объединенного фидера до реконструкции, ч/год	4,077	
13	Требуемый $RNRE_{\text{треб}}$, %	53,1 ÷ 47,9	
14	Требуемый $ARAE_{\text{треб}}$, %	35,4 ÷ 31,9	
15	Количество реклоузеров	3	
16	Фактический $SAIFI_{\text{рек объедин}}$ объединенного фидера после реконструкции, откл/год	0,945	
17	Фактический $SAIDI_{\text{рек объедин}}$ объединенного фидера после реконструкции, ч/год	1,229	
18	Фактический $RNRE_{\text{рек}}$ после реконструкции, %	63,6	
19	Фактический $ARAE_{\text{рек}}$ после реконструкции, %	42,4	

Уставки релейной защиты и автоматики также целесообразно определять в рамках комплексного проекта. Реклоузеры необходимо настроить таким образом, чтобы при аварии в любом месте объединенного фидера интеллектуальная система реклоузеров автоматически выделяла только поврежденный участок сети, а потребители на остальных участках продолжали получать питание. Наибольший эффект достигается с применением направленных токовых защит, двукратной направленной автоматики повторного включения, направленной автоматики сетевого резерва, защиты от потери питания (защиты минимального напряжения) [4]. В табл. 2 приведена реакция автоматизированной системы на аварию для рассмотренного примера [5, 6, 7].

Таблица 2

**Алгоритм работы защит и автоматики автоматизированной системы ф. Б1 ПС
Береговая и ф. Л2 ПС Лесная**

Место повреждения	Аппарат	Реакция на аварию	Уставка по времени, с
ВЛ_06	R3	Отключение от МТЗ1-	0,35
		Включение от АПВ МТЗ-	0,5
		Отключение от МТЗ2-	0,1
		Включение от АПВ МТЗ-	15
		Отключение от МТЗ2-	0,1
	R2	Включение от АВР+	21
		Отключение от МТЗ1+	0,25
ВЛ_08	ф. Б1 ПС Береговая	Отключение от МТЗ1	0,5
		Включение от АПВ МТЗ	1
		Отключение от МТЗ1	0,5
	R3	Отключение от ЗПП	20
	R2	Включение от АВР+	21
ВЛ_03	R1	Отключение от МТЗ1+	0,35
		Включение от АПВ МТЗ	0,5
		Отключение от МТЗ2	0,15
		Включение от АПВ МТЗ	15
		Отключение от МТЗ2	0,15
	R2	Включение от АВР-	21
		Отключение от МТЗ1-	0,25
ВЛ_01	ф. Л2 ПС Лесная	Отключение от МТЗ1	0,5
		Включение от АПВ МТЗ	1
		Отключение от МТЗ1	0,5
	R1	Отключение от ЗПП	20
	R2	Включение от АВР-	21

Примечания:

МТЗ1+, МТЗ1- – максимальная токовая защита в направлении 1 и 2, соответственно; АПВ МТЗ – автоматическое повторное включение после отключения от МТЗ; МТЗ2+, МТЗ2- – ускорение МТЗ после АПВ в направлении 1 и 2, соответственно; АВР+, АВР- – автоматический ввод резерва в направлении 1 и 2, соответственно; ЗПП – защита от потери питания.

Как видно из табл. 2, при повреждении любого участка сети система реклоузеров производит попытку повторного включения, а в случае устойчивого повреждения – автоматически реконфигурирует сеть и обеспечивает питание потребителей на всех неповрежденных участках.

Выводы

1. В рамках настоящей статьи выделены критерии для определения оптимального количества реклоузеров; определены принципы оптимальной расстановки реклоузеров в присоединениях; описана логика работы релейной защиты и автоматики проектируемой системы, позволяющей выделять только поврежденный участок при возникновении аварии в любом месте объединенного фидера.

2. Проведено апробирование описанной методики комплексного проектирования на примере фрагмента распределительной сети среднего напряжения. Сеть была спроектирована так, что ее надежность была значительно повышена при оправданных капитальных затратах на установку реклоузеров; настроена таким образом, что при аварии в любом месте объединенного фидера интеллектуальная система реклоузеров автоматически выделяет только поврежденный участок сети, потребители на остальных участках продолжают получать питание.

3. С помощью применения комплексного проектирования реклоузеров решается проблема децентрализованной автоматизации. Сеть оснащается интеллектуальными автоматическими коммутационными аппаратами – реклоузерами, которые по заранее запрограммированному алгоритму позволяют автоматически выделять только поврежденный участок сети. Все реконфигурации происходят автоматически, что исключает воздействие человеческого фактора, а потребителям наносится минимальный ущерб.

4. Применение комплексного проектирования с компьютерным моделированием значительно повышает эффективность использования реклоузеров в электрических сетях 6-20 кВ.

Библиографический список

1. СТО 34.01-2.2-033.2017. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционированные пункты (реклоузеры). – М.: Публичное акционерное общество «Российские сети», 2017. – 22 с.
2. Скопинцев, В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть / В.А. Скопинцев. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.
3. Сертификат соответствия *TELARM* в качестве ПО для проектирования и расчета электрических сетей. – М.: ООО ЦСПС. Орган по сертификации программной продукции в строительстве, 2018. – 1 с.
4. Методические рекомендации по проектированию *Rec15, Rec25*. – М.: Российская группа компаний «Таврида Электрик», 2019. – 68 с.
5. Руководство по эксплуатации на вакуумный реклоузер *Rec15*. – М.: Российская группа компаний «Таврида Электрик», 2019. – 105 с.
6. Техническая информация на вакуумный реклоузер *Rec15, Rec25*. – М.: Российская группа компаний «Таврида Электрик», 2019. – 149 с.
7. Логика работы функций РЗА вакуумного реклоузера *Rec15, Rec25*. – М.: Российская группа компаний «Таврида Электрик», 2019. – 63 с.

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_218

О.Ю. Малафеев, Д.Ю. Ермилов**ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА И УСТАНОВЛЕННОЙ
МОЩНОСТИ ЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Приведен обзор современных электромобилей и зарядных станций. Выполнена оценка максимального расстояния между зарядными станциями. Выполнен прогноз количества электромобилей, а также количества и установленной мощности зарядных станций в Нижегородской области к 2030 году.

The article provides an overview of modern electric vehicles and charging stations. The estimation of the maximum distance between the charging stations. Number of electric vehicles, charging stations and installed capacity forecast was provided in the Nizhny Novgorod region in 2030.

Ключевые слова: электромобиль, зарядная станция.

Key words: electric vehicles, charging station.

Введение

В настоящее время в развитых и развивающихся странах наблюдается тенденция перехода от автомашин с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) на электромобили. В период с 2005 по 2018 гг. их количество в мире увеличилось с нескольких сотен до 5,1 млн шт. [1]. При этом прирост в 2018 г. по отношению к предыдущему году составил около 2 млн шт. (рис.1). Крупнейшим в мире рынком электромобилей является КНР, затем следуют ЕС и США. Лидером по доле рынка электромобилей является Норвегия (46%).

Популярность электромобилей со стороны автолюбителей связана как с решением экономических вопросов (снижение эксплуатационных расходов), так и с интересом к новым технологиям. Кроме того, в последнее время в связи с нарастающими экологическими проблемами и опасениями, а также перспективой истощения запасов нефти, многие государства принимают программы продвижения электрического транспорта. Так, Норвегия к 2025 году планирует полностью отказаться от продаж легковых автомобилей с ДВС – купить можно будет только электромобиль. Уже сегодня каждый пятый автомобиль в стране является электрическим. Швеция планирует полный переход на электромобили к 2030 году, Великобритания и Франция – к 2040 году [1]. Парижская декларация обозначает цель достичь уровня в 100 млн электромобилей к 2030 г. [2].

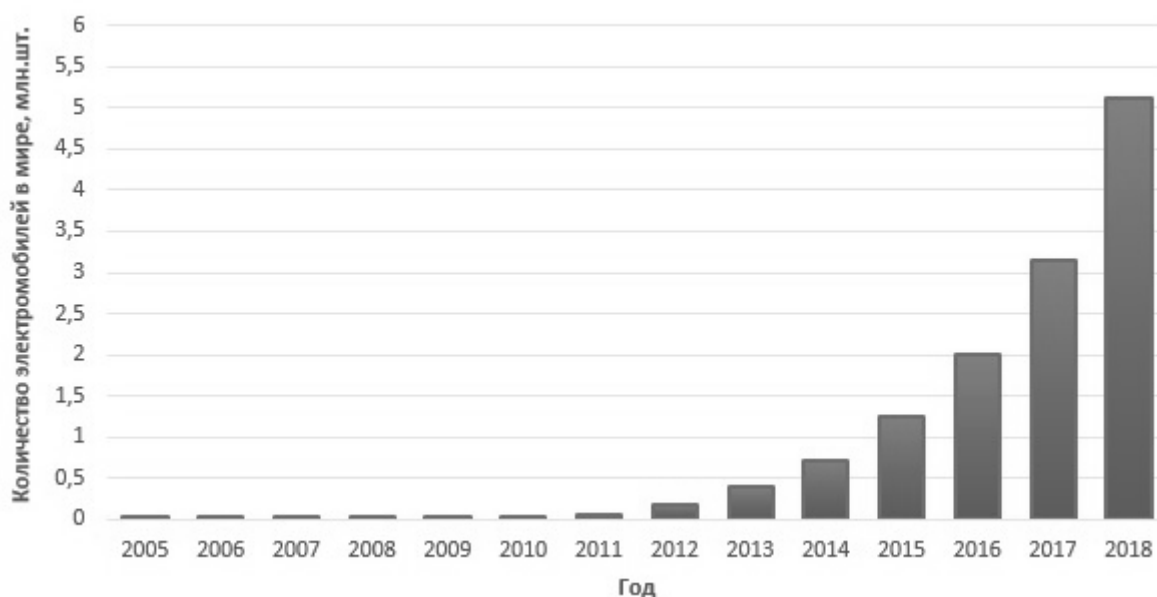


Рис. 1. Количество электромобилей в мире [1]

В России парк электромобилей на 1 января 2020 года насчитывает 6,3 тыс. машин, что составляет 0,014% от общего парка легковых автомобилей в РФ [3]. Одним из главных ограничений динамики спроса на электромобили в нашей стране является низкая обеспеченность их парка инфраструктурой – зарядными станциями. На 1 июля 2018 г. в России было около 170 зарядных станций, то есть на один электромобиль приходилось около 0,068 станции, при этом в Нидерландах этот показатель был равен 0,27 станции на один электромобиль, в Германии– 0,22, в Китае– 0,17 и Японии– 0,14 (при среднем значении по миру – 0,14) [4].

В статье под зарядной станцией понимается оборудование, необходимое для снабжения электромобиля переменным или постоянным током, заключенное в оболочку, и наделенное специальными функциями управления и коммуникации и размещенное вне транспортного средства [5], а под стоянкой для заряда – сооружение или специальная открытая площадка на территории которой расположены зарядные станции (аналогия традиционным заправочным станциям (АЗС) с несколькими колонками).

Оценка максимального расстояния между зарядными станциями

В табл. 1 приведены характеристики электромобилей, представленных на рынке.

Из неё следует, что у современных электромобилей запас хода составляет в среднем 339 км. Но надо учитывать, что на его величину влияет множество факторов, начиная от стиля вождения до состояния аккумуляторной батареи. Кроме того, при эксплуатации автомобиля при низкой температуре окружающего воздуха в связи с расходом электроэнергии на систему обогрева автомобиля, а также физико-химическими процессами в аккумуляторной батарее, за-

пас хода уменьшается примерно на 41%, а летом система кондиционирования снижает дальность пробега примерно на 17% [6]. Таким образом, можно считать, что гарантированный запас хода не зависимо от внешних условий составляет около 50% от заявленного, то есть в среднем 170 км.

Таблица 1

Технические характеристики электромобилей

Марка автомобиля	Максимальная мощность	Емкость батареи, кВт·ч	Запас хода на электротяге, км	Продолжительность полной зарядки	
				от обычной розетки 220В, ч	От зарядной станции, мин
<i>Nissan Leaf e+</i>	160 кВт (218 л.с.)	62	364 (EPA)/ 385 (WLTP)	18	93
<i>Nissan Leaf</i>	110 кВт (150 л.с.)	40	364 (EPA)/ 385 (WLTP)	16	40
<i>Tesla Model S</i>	381-561 кВт (518-762 л.с.)	100	593-610 (WLTP)	9	75
<i>Chevrolet Bolt EV</i>	150 кВт (200 л.с.)	60	383 (EPA)	19	30
<i>Volkswagen e-Golf</i>	85 кВт (115 л.с.)	36	201 (EPA)	7-10	35
<i>BMW i3</i>	125 кВт (170 л.с.)	44,2	260	15	45
<i>Volkswagen ID.3</i>	110 кВт (150 л.с.); 150 кВт (204 л.с.)	45; 58; 77	330 (WLTP), 420 (WLTP), 550 (WLTP)	-	30 (до 80%)
<i>Hyundai Kona Electric</i>	150 кВт (204 л.с.)	64	415 (EPA), 449 (WLTP)	9 ч 40 мин	54
<i>Citroen C-Zero</i>	49 кВт (64 л.с.)	16	150	6	30
<i>Audi e-tron 55 Quattro</i>	265 кВт (360 л.с.)	95	411 (WLTP)	8 ч 54 мин	48
<i>Tesla Model X</i>	245-560 кВт (333- 762 л.с.)	100	487-507 (WLTP)	20-30	90
<i>Toyota Prius</i>	121 л.с.	8,8	40	5 ч 30 мин	-
<i>Renault KANGOO Z.E</i>	44 кВт (60 л.с.)	33	270 (NEDC), 230 (WLTP)	12	360 (до 100%)

Примечание:

* EPA (*Environmental Protection Agency*) – американский оценочный цикл запаса хода автомобилей. Это специализированное агентство, обеспечивающее эффективную защиту окружающей среды, проводящее государственные акции и мероприятия в сфере природоохранной деятельности.

** WLTP (*Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure*) – всемирно согласованная процедура испытаний на соответствие транспортных средств определенным стандартам топливной эффективности и экологичности. Она является единой для всех категорий автомобилей: бензиновых, дизельных, гибридных и электрических.

*** NEDC (*New European Driving Cycle*) – стандартизированный ездовой цикл является законодательно обязательным с 1992 года. Его действие распространяется на все пассажирские автомобили и легковой коммерческий транспорт. Он был представлен Европейским союзом для измерения расхода топлива и выбросов углекислого газа.

По аналогии с традиционными автомобилями с ДВС в электромобилях при снижении уровня заряда тягового аккумулятора ниже порогового значения на приборной панели загорается предупреждение о необходимой зарядке. Для электромобиля *Renault KANGOO Z.E* индикатор загорается, если тяговая аккумуляторная батарея разряжается до 12%. Если уровень заряженности составляет менее 6%, то мощность двигателя будет ступенчато снижаться до полной остановки электромобиля [7]. Электромобиль *Tesla Model S* в случае снижения уровня заряда до 5% переходит в режим энергосбережения, в котором отключается питание бортовой электроники [8].

Если принять прямую зависимость между зарядом аккумулятора и запасом хода, то при загорании индикатора низкой зарядки электромобиль в среднем способен проехать 20 км (12% от 170 км). Таким образом, расстояние в 20 км можно считать максимальным расстоянием между зарядными станциями, при котором водитель может быть уверен, что при загорании индикатора низкой зарядки электромобиль будет способен доехать до ближайшей станции.

В среднем водитель в России проезжает в день 56 км в Москве и Санкт-Петербурге, а в остальных регионах 50 км, средняя дальность одной поездки для Москвы и Санкт-Петербурга составляет 12,7 км, а для регионов 9,3 км [9]; можно сделать вывод, что полученное расстояние между заправочными станциями будет удовлетворять большинству потребителей.

Стоит отметить, что к 2030 г. прогнозируется увеличение пробега электромобилей на одной подзарядке до 800-900 км, что даст возможность им успешно конкурировать с автомобилями с ДВС [10].

Оценка количества электромобилей и зарядных станций к 2030 году

По прогнозам в мире к 2030 г. общее количество легковых автомобилей составит порядка 1,5 млрд шт. [11], при этом доля рынка электромобилей составит от 15 до 30%, а количество электромобилей от 130 млн шт. до 250 млн шт. [1], что будет соответствовать от 9 до 17% от общего парка автомобилей.

В Нижегородской области количество собственных легковых автомобилей на начало 2020 г. составило 965 тыс. шт. [12] при численности населения Нижегородской области на начало 2020 года равной 3203 тыс. человек [13].

Если проанализировать объем собственных легковых автомобилей за последние годы в России, то можно получить среднее значение темпов роста парка легковых автомобилей около 2%. В связи с этим можно сделать вывод, что к 2030 г. число легковых автомобилей в Нижегородской области составит примерно 1176 тыс. шт.

Российский рынок электромобилей отстает от глобальных темпов развития в продажах в среднем на 4-5 лет, поэтому можно ожидать к 2025 г. роста доли рынка около 5% [14], против 10-20% для мирового рынка [1]. Исходя из этого, можно предположить, что к 2030 г. парк электромобилей в России будет в два раза ниже мировых значений – то есть от 4,5 до 8,5% – и для Нижегородской области составит от 53 до 100 тыс. шт.

Основной задачей инфраструктуры является обеспечение своевременной и бесперебойной возможности зарядить электромобиль. В настоящее время подавляющее число электромобилей приходится на владельцев гаражей или частных домов. В этом случае зарядка осуществляется в ночное время от бытовой сети 220 В. При этом в Нижегородской области доля городского населения составляет около 80% от общей численности, то есть если предположить полный переход от автомобилей с ДВС на электромобили, то около 80% владельцев не будут иметь возможности использовать для зарядки частную бытовую сеть, что требует создания разветвленной сети электрических зарядных станций (ЭЗС).

Стоит отметить, что в отличие от традиционных АЗС на ЭЗС не распространяются требования к минимальному расположению до жилых и общественных зданий и тому подобного, поэтому зарядные станции могут устанавливаться на парковочных местах, у торговых центров, во дворах многоквартирных домов.

В расчетах количества зарядных станций, необходимых в будущем, Международное энергетическое агентство (МЭА) рекомендовало в странах Европы уровень соотношения 10 электромобилей к 1 зарядной станции [15]. А в Китае уже сейчас на одну зарядную станцию приходится 4 электромобиля [10].

Если принять во дворах домов и на парковочных местах количество зарядных станций из расчета одна станция на десять машино-мест, то, исходя из прогноза парка электромобилей, необходимое количество зарядных станций для Нижегородской области к 2030 г. составит 5,3-10 тыс. шт. Если за основу принять опыт Китая (на одну зарядную станцию 4 электромобиля), потребуется от 13 до 25 тыс. зарядных станций. Цифры значительные, но, например, в Нидерландах уже в 2018 г. зарядных станций было порядка 36 тыс. шт. [1], несмотря на то, что площадь страны меньше Нижегородской области почти вдвое.

Оценка установленной мощности зарядных станций к 2030 году

Классификация видов зарядки электромобилей производится согласно ГОСТ Р МЭК 61851-1-2013 [5]. По скорости зарядки станции делятся на два типа: станции стандартной зарядки и станции быстрой (экспресс) зарядки. В табл.2 приведены технические характеристики зарядных станций.

Постепенно происходит замещение зарядных станций переменного тока на зарядные станции постоянного тока. При этом рост идет за счёт сегмента зарядных станций быстрого заряда, поддерживающих заряд до 240кВт, и постепенно начинается рост сегмента автомобилей и зарядных станций повышенной мощности, рассчитанных на заряд до 350 кВт.

Если предположить, что к 2030 г. средняя единичная мощность установленных зарядных станций составит 100 кВт, то суммарная установленная мощность для Нижегородской области к 2030 г. оценивается:

- при сценарии 10 электромобилей на 1 станцию (согласно рекомендациям МЭА) – от 529 МВт до 1000 МВт;

- при сценарии 4 электромобиля на 1 станцию (опыт Китая) – от 1323 МВт до 2499 МВт.

Таблица 2

Технические характеристики зарядных станций [16]

Вид зарядки	Выходная мощность	AC/DC	Продолжительность заряда, ч (не менее)	Номинальное напряжение, В	Максимальный ток заряда, А
Зарядка вида 1 (Mode 1)	3,7кВт (1-фазном подключении) 11 кВт (3-фазном подключении)	AC	12	250 (1-фазное); 480 (3-фазное)	16
Зарядка вида 2 (Mode 2)	7,4 кВт (1-фазном подключении) 22 кВт (3-фазном подключении)	AC	8	250 (1-фазное); 480 (3-фазное)	32
Зарядка вида 3 (Mode 3)	22-43 кВт	AC	4	690	32 (но не более 63 для трехфазного, 70 для однофазного подключения)
Зарядка вида 4 (Mode 4)	50-240 кВт	DC	0,5	600-1000	400

Верификация результатов

В Нижегородской области протяженность автомобильных дорог общего пользования федерального, регионального или межмуниципального и местного значения с твердым покрытием на конец 2018 г. составляла 22775,6 км [17]. Если принять, что расстояние между ЭЗС на автомобильных дорогах федерального, регионального или межмуниципального значения составит 20 км, а расстояние между ЭЗС на автомобильных дорогах местного значения 5 км (используя опыт инфраструктуры Пекина [10]), то получим результаты, приведенные в табл.3.

В итоге общее число стоянок для заряда в Нижегородской области составит 2548 шт. При этом в связи с длительным процессом зарядки на ЭЗС необходимо размещение нескольких зарядных станций, поэтому если за основу принять традиционные АЗС (как правило с шестью колонками), то общее количество зарядных станций на всех стоянках для заряда в Нижегородской области составит около 15 тыс. шт., что является средним значением для диапазона от 5 до 25 тыс. шт. (где 5 – минимальное количество по сценарию МЭА, а 25 – максимальное по сценарию Китая) и подтверждает адекватность полученных ранее значений.

Таблица 3

Расчетное количество ЭЭС для Нижегородской области к 2030 г

	Автомобильные дороги			Всего
	федерального значения	регионального и межмуниципального значения	местного значения	
Протяженность автомобильных дорог с твердым покрытием, км	472,6	12 911,2	9 391,8	22775,6
Расстояние между ЭЭС, км	20	20	5	-
Количество стоянок для заряда, шт.	24	646	1878	2548
Количество ЭЭС, шт.	142	3873	11270	15285

Выводы

1. Максимальное расстояние между ЭЭС на автомобильных дорогах общего пользования федерального и регионального значения России должно составлять 20 км.

2. Количество электромобилей в Нижегородской области к 2030 г. оценивается в размере от 53 до 100 тыс. шт.

3. В зависимости от принятого в России сценария количество зарядных станций в Нижегородской области к 2030 г. оценивается в 5,3-10 тыс. шт. (сценарий МЭА) или 13-25 тыс. шт. (сценарий КНР). Суммарная установленная мощность зарядных станций составит 0,5-1,0 ГВт (сценарий МЭА) или 1,3-2,5 ГВт (сценарий КНР).

4. Несмотря на то, что уровень проникновения электромобилей на российский рынок пока ничтожно мал, прогнозируемое распространение способно существенно увеличить спрос на электроэнергию, а также нагрузку на электросети, что может повлиять на качество энергоснабжения в регионах, испытывающих дефицит электроэнергии. Одним из решений проблемы дефицита электроэнергии является применение возобновляемых источников энергии.

Библиографический список

1. IEA (2019), GlobalEVO Outlook 2019, IEA, Париж. [Электронный ресурс] URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>.
2. Paris Declaration on Electro-Mobility and Climate Change and Call to Action. UNFCCC, Paris, France, 2015. [Электронный ресурс] URL: <https://unfccc.int/media/521376/paris-electro-mobility-declaration.pdf>.
3. В России зарегистрировано 6,3 тыс. электромобилей. [Электронный ресурс] URL: <https://www.autostat.ru/news/42999/>.
4. Электромобили скоро подешевеют. [Электронный ресурс] URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3931157>.
5. ГОСТ Р МЭК 61851-1-2013. Система токопроводящей зарядки электромобилей. Часть 1. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2014.
6. Fact sheet electric vehicle tange testing 2019. [Электронный ресурс] URL: <https://publicaffairsresources.aaa.biz/download/13232/>.

7. RenaultKANGOOZ.E. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс] URL: <https://cdn.group.renault.com/ren/ru/manuals/kangoo-ze-manual.pdf.asset.pdf/a582f655b6.pdf>.
8. TESLA MODEL S. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс] URL: https://www.lingvoservice.ru/assets/files/model_s_rukovodstvo-po-ekspluatacii_5.9.pdf.
9. «Лаборатория Умного Вождения» выяснила, что мужчины ежедневно проезжают на 20% больше женщин. [Электронный ресурс] URL: <https://smartdriving.io/blog/laboratoriya-umnogo-vozhdeniya-vyyasnila-chto-muzhchiny-ezhednevno-proezhayut-na-20-bolshe-zhenshch/>.
10. **Сазонов, С. Л., Чэнь Сяо.** «Опыт Китая по развитию технологий производства аккумуляторов и инфраструктуры заправочных станций для электромобилей» // Транспорт на альтернативном топливе. 2018. №3 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-kitaya-po-razvitiyu-tehnologiy-proizvodstva-akkumulyatorov-i-infrastruktury-zapravochnyh-stantsiy-dlya-elektromobiley>.
11. Electric Vehicle Outlook 2019, BloombergNEF. [Электронный ресурс] URL: <https://bnef.turtl.co/story/evo> 2019.
12. ТОП-20 российских регионов по объему автомобильного парка. [Электронный ресурс] URL: <https://www.autostat.ru/press-releases/43447/>.
13. Оценка численности постоянного населения на 1 января 2020 года и в среднем за 2019 год / Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.gks.ru/storage/mediabank/Popul2020.xls>.
14. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 апреля 2018 г. № 831-р. Стратегия развития автомобильной промышленности Российской Федерации на период до 2025 года. [Электронный ресурс] URL: <http://static.government.ru/media/files/EVXNIplqvhAfF2Ik5t6l6kWrEIH8fc9v.pdf>.
15. IEA (2018), Global EV Outlook 2018, IEA, Париж. [Электронный ресурс] URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2018>.
16. Research for TRAN Committee: Charging infrastructure for electric road vehicles. [Электронный ресурс] URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/617470/IPOL_STU\(2018\)617470_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/617470/IPOL_STU(2018)617470_EN.pdf).
17. Протяженность автомобильных дорог общего пользования федерального, регионального или межмуниципального и местного значения по субъектам Российской Федерации / Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.gks.ru/folder/23455?print=1>.

УДК 620.9

DOI 10.46960/39255930_2020_226

И.Ю. Рыбакова¹, И.Ф. Суворов¹, С.В. Хромов¹**ВЛИЯНИЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НА НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**Забайкальский государственный университет, г. Чита¹

В данной статье раскрываются вопросы оценки и контроля качества электроэнергии при ее передаче и распределении в несинусоидальных и несимметричных режимах.

This article reveals the issues of assessment and quality control of electric energy during its transmission and distribution in non-sinusoidal and asymmetric modes.

Ключевые слова: электроэнергия, нелинейные потребители, электромагнитная совместимость, несинусоидальный режим, высшие гармоники.

Key words: electricity, nonlinear consumers, electromagnetic compatibility, non-sinusoidal mode, higher harmonics.

Резкое увеличение количества источников электромагнитного поля привело к тому, что его интенсивность превышает уровень естественного магнитного поля Земли. Это оказывает негативное влияние на здоровье человека, усугубляет проблему электромагнитной совместимости электрооборудования и электрических сетей. Поскольку современные электроэнергетические системы характеризуются большой концентрацией энергетических мощностей, важным компонентом многогранной проблемы электромагнитной совместимости является подсистема качества электроэнергии.

Наличие электрических связей между энергосистемами значительно расширяет зону отрицательного влияния качества электроэнергии на надежность работы энергосистем и надежность обеспечения потребителей электроэнергией. Появилась необходимость оценивать и контролировать качество электроэнергии не только в данной точке присоединения потребителя или энергоснабжающей организации, но и различных удаленных узловых точках электрической сети.

В условиях эксплуатации актуален вопрос достоверности понимания режимов работы электрических сетей с пониженным качеством электроэнергии. Известно, что наиболее серьезные негативные последствия, в первую очередь ухудшение режимов работы распределительных сетей и сетей электроснабжения энергосистем, сопровождаются работой многофазных систем в несинусоидальном и несимметричном режимах.

Развитие теории несинусоидальных режимов, связанных с высшими гармониками, началось в 20-х годах прошлого века, с момента открытия первых искажений напряжения в электрических сетях. Он основан на математи-

ческой теории рядов Фурье. В начале развития теории режимов на высших гармониках уровни напряжения рассчитывались так же, как и на основной частоте: в соответствии с заданными исходными данными определяли модуль и фазу напряжения высших гармоник. Впоследствии, принимая во внимание случайный характер взаимодействия гармоник от нескольких источников, был применен вероятностный подход при расчете уровней напряжения высших гармоник.

Высшие гармоники всегда появляются, когда есть нелинейные элементы. В случаях, когда мощность нелинейных потребителей электроэнергии не превышает 10-15%, при работе системы электроснабжения практически не возникает никаких особенностей. Если указанный интервал превышен, появляются различные проблемы в эксплуатации.

Известно, что в электрических системах нелинейными элементами являются в первую очередь трансформаторы и электрические машины.

Когда напряжение сети синусоидально, магнитный поток трансформатора синусоидален, поэтому напряжение на вторичной стороне также синусоидально. В идеале, при отсутствии гистерезиса, поток Φ и ток намагничивания I , вызывающий его, связаны нелинейной кривой намагничивания. Следовательно, синусоидальный поток соответствует несинусоидальной кривой намагничивания.

Ток намагничивания с высоким содержанием высших гармоник в этих режимах может превышать в 3-5 раз номинальные токи трансформатора. Хотя срок службы таких токов составляет всего несколько периодов, влияние на работу устройств релейной защиты и автоматики может быть значительным.

Вращающиеся машины также являются источником высших гармоник. Поскольку магнитный поток электромагнитной системы не является строго синусоидальным, появляются нечетные гармоники. Поэтому ЭДС генератора можно представить в виде гармонического ряда.

При рассмотрении вопроса изменений действующих (мгновенных) значений напряжений на зажимах электроприборов необходимо оценить влияния напряжения высших гармоник на напряжение питающей сети.

Допустим, в сети появляется напряжение $U_{n=2}$ гармоники с порядковым номером $n=2$ (вторая гармоника). В этом случае для расчета действующего значения напряжения на зажимах электроприборов необходимо воспользоваться:

$$U = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_0^2}, \quad (1)$$

где U_0 – действующее напряжение на зажимах электроприборов n -ой гармоники.

В общем случае, при наличии гармоник с $n=2, 3, 4, \dots, \infty$ напряжение на зажимах электроприборов рассчитывается согласно выражению:

$$U = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_n^2} \quad (2)$$

При этом наличие гармоник в сети приводит к увеличению напряжения на зажимах электроприбора. Это увеличение поясняется на рис.1. [3, с.37].

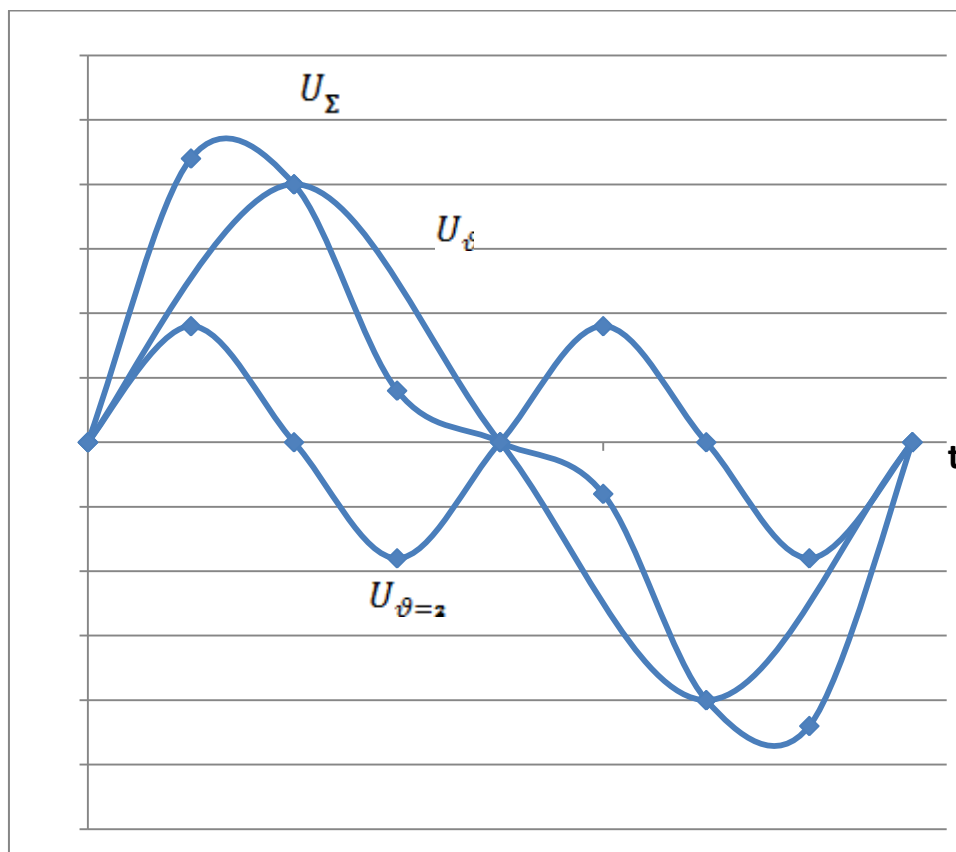


Рис. 1. Влияние напряжения высшей гармоники на результирующее напряжение сети

Токи высших гармоник, проходя через элементы системы электроснабжения, способствуют возникновению дополнительных потерь электроэнергии и активной мощности. В трансформаторах, генераторах и двигателях происходят наибольшие дополнительные потери активной мощности. В некоторых случаях эти потери могут привести к перегреву обмоток электрических машин, но во всех случаях приводят к дополнительным потерям электрической энергии.

Высшие гармоники отрицательно влияют на технологические процессы, примером служат процессы в электролизных установках. Пульсирующее напряжение с высоким содержанием высших гармоник способствует увеличению обратимых восстановительных процессов, влияет на подвижность ионов, а следовательно, приводит к снижению эффективности работы электролизных установок и ухудшению качества продукции.

Процесс старения изоляции протекает более интенсивно при наличии высших гармоник в кривой напряжения. Это объясняется ускорением физико-химических процессов в диэлектриках, которые и вызывают старение изоляции.

Высшие гармоники тока и напряжения влияют на точность электрических счетчиков. Погрешность индукционных счетчиков активной и реактивной энергии значительно возрастает, что, в свою очередь, приводит к недостоверности учета потребления электроэнергии.

Присутствие высших гармоник затрудняет, а в некоторых случаях и совсем становится невозможным использование силовых цепей в качестве каналов передачи информации. Высшие гармоники ухудшают работу телемеханических устройств, вызывают сбои в их работе.

Ограничение несинусоидального напряжения с наибольшей эффективностью может быть достигнуто на стадии проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий, но это требует соответственно дополнительных затрат. Снижение несинусоидальности напряжения обеспечивается рациональным построением электросети предприятия, при котором коэффициент "перекручивания" кривой напряжения будет находиться в допустимых пределах, либо с помощью специальных нелинейных схем нагрузки, различных корректирующих устройств. На практике для регулирования синусоиды напряжения чаще всего используются комбинированные методы.

Наиболее эффективные средства борьбы с высшими гармониками - это средства предотвращающие явления, при которых гармоники генерируются. Но такие меры не всегда экономичны, поэтому необходимо искать оптимальное соотношение между стоимостью устройства и потерями, вызванными наличием высших гармоник в сетях электроснабжения. Примером служит трансформатор, в котором необходимо значительно увеличить поперечное сечение сердечников и ярма, а, следовательно, вес и стоимость этого устройства, для того чтобы избавиться от гармоник.

Бывают такие случаи, когда гармоники не могут быть уменьшены конструктивными средствами, примером служат выпрямители. В этом случае между приемником и системой должно устанавливаться устройство, способное блокировать распространение гармоник в систему питания. Это устройство называют фильтром [6, с.137].

Необходимо также отметить, что несимметрия линейных и фазных напряжений также существенно влияет на режимы работы электрических сетей и в целом электрической системы. Примером этому является Забайкальская энергосистема. Существует достаточное количество научных исследований, посвященных моделированию систем электроснабжения, в целях повышения качества работы энергосистемы и снижению потерь, обусловленных высшими гармониками. Примером служит разработка математической модели и алгоритма для определения параметров схемы замещения силового трансформатора с учетом сопротивления, вносимого несимметричной нагрузкой, и влияния взаимной индукции обмоток. Расчет по классической формуле на

основе паспортных номинальных данных с учетом загрузки трансформатора, но без учета *несимметрии* нагрузок, дает заниженные потери, в отличие от измеренных. При этом предлагаемые функциональные зависимости для расчета потерь активной мощности от *несимметричного* режима активно-индуктивной нагрузки и измеренные дают наименьшую погрешность [2, с. 12].

Энергосистема Забайкальского края охватывает территорию Забайкальского края и входит в ОЭС Сибири. Основными потребителями электрической энергии являются население и Забайкальская железная дорога. Железная дорога потребляет значительную долю электрической энергии. В Забайкальском крае имеется небольшое количество источников генерации электрической энергии, где слабо развиты районные распределительные сети, которые удалены от источников генерации. Тяговые подстанции являются основным источником электрической энергии для небольших населенных пунктов и предприятий горной промышленности. Обобщены результаты исследований качества электрической энергии в узлах сетей 0,4; 6; 35; 110 кВ энергосистемы Забайкальского края. Общий вывод – качество электрической энергии в обследованных сетях Забайкальской энергосистемы не соответствует установленным требованиям, величины показателей в узлах сетей изменяются в широких пределах [1, с. 16-25, с.33-34].

Особенно ярко проявляется влияние несимметрии и несинусоидальности напряжений в Могочинском районе указанной энергосистемы, где выявлены превышения нормативных значений показателей в несколько раз, и где асинхронные электродвигатели могут «сгорать» одномоментно практически по всему району [4].

Выводы

1. Несмотря на значительное количество работ, посвященных несимметричным и несинусоидальным режимам работы электрической сети, вопросы повышения качества электрической энергии и снижения потерь активной мощности, вызванных несимметрией токов (напряжения), рассмотрены в недостаточно полном объеме. Это связано со значительным количеством трудно учитываемых случайных факторов, поэтому проблема управления качеством электроэнергии на основе интеллектуальных технологий приобретает особую актуальность [5, с. 134].

2. Разработанные методы моделирования систем электроснабжения позволяют повысить достоверность информации о параметрах и режимах работы электрических систем.

3. Проблема высших гармоник в электрических сетях не теряет своей актуальности и требует пристального внимания со стороны научно-исследовательских структур, электроизмерительных лабораторий, электрических служб предприятий. Рассматриваемая проблема особо должна интересовать энергосбытовые компании, так как они не учитывают потери в электрических сетях от высших гармоник. По нашему мнению, указанные потери

могут существенно влиять на электробаланс электрической системы. В связи с этим требуется разработка методики расчета потерь электроэнергии от высших гармоник.

Библиографический список

1. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л. И. Коверникова [и др.]; отв. ред. Воропай Н. И. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
2. **Костинский, С. С.** Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах распределительных сетей внутренним симметрированием их нагрузок: дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук. / С.С. Костинский. - Юж.-Рос. гос. тех. универ. - Новочеркасск, 2013. - 215с.
3. **Курбацкий, В. Г.** Качество электроэнергии электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях: учеб. пособие / В.Г. Курбацкий. – Братск: БрГТУ, 1999. -220 с.
4. **Романова, В.В.** Новый подход к нормированию коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2u} для узлов нагрузок систем электроснабжения с асинхронными двигателями / В.В.Романова, С.В.Хромов, И.Ф.Суворов. - Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. Научный журнал. - Иркутск: Изд-во ИрГУПС №1(53), 2017. – с.209 – 214.
5. **Черепанов, А. В.** Управление качеством электроэнергии и энергоэффективностью в системах электроснабжения железных дорог на основе интеллектуальных сетей (SMART GRID): дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук / А.В. Черепанов. - Ирк. гос. универ. пут. сооб. - Иркутск, 2015 - 207 с.
6. Управление качеством электроэнергии: Сборник трудов Международной научно-практической конференции (Москва- 26-28 ноября 2014 г.) - Москва: «Центр полиграфических услуг «Радуга», 2014. - 380 с: ил.

УДК 621.316.722:681.5

DOI 10.46960/39255930_2020_232

Е.Н. Соснина¹, Р.Ш. Бедретдинов¹, Е.В. Крюков¹, А.И. Смирнов²**АКТИВНО-АДАПТИВНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
ТИРИСТОРНОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ**Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева¹,
ООО «Теком»²

Статья посвящена разработке активно-адаптивной системы управления (ААСУ) тиристорного регулятора напряжения (ТРН) и исследованию ее работоспособности. Описан принцип построения ААСУ. Для исследования работоспособности ААСУ ТРН разработана имитационная модель. Выполнено моделирование нормальных, предаварийных и аварийных режимов работы ААСУ ТРН. Установлено, что разработанная двухуровневая система управления позволяет обеспечить оптимальный режим работы распределительной электрической сети.

The article considers the issues about an active-adaptive control system (AACS) of the thyristor voltage regulator (TVR) development and its operability. The principle of AACS construction has been described. To study the operability of TVR AACS a simulation model has been created. The simulation of normal, pre-emergency and emergency network modes of the TVR AACS has been performed. It has been established that the developed two-level control system allows providing the power distribution network optimal operation mode.

Ключевые слова: адаптивное управление, эмуляция, автоматическое регулирование напряжения, интеллектуальные сети.

Key words: adaptive control, emulation, automatic voltage control, smart grids.

Введение

Характерной особенностью Smart Grids (Интеллектуальных сетей) является объединение энергетических и информационных процессов. При этом необходимы эффективные методы управления сетями передачи и распределения электроэнергии. Это наиболее актуально для распределительных электрических сетей (РЭС) 6-20 кВ, в которых растет доля автоматических средств регулирования. Эти устройства основаны на технологии D-FACTS и реализуют следующие функции:

- генерирование или потребление активной и/или реактивной мощности для изменения напряжения в точке подключения;
- включение в сеть управляемого источника напряжения или управляемого сопротивления с целью регулирования потоков мощности.

Коллектив авторов статьи разработал тиристорный регулятор напряжения (ТРН), который является одним из перспективных устройств на основе технологий D-FACTS. ТРН предназначен для плавного регулирования величины и фазы напряжения в РЭС в месте подключения. Это позволяет стабилизировать

напряжение и оптимизировать распределение потоков мощности в статических и динамических режимах работы сети [1, 2].

Важным моментом создания ТРН является разработка активно-адаптивной системы управления (ААСУ). Вопросы создания цифрового управления устройствами D-FACTS рассмотрены в статьях [3-5]. Формирование управляющих воздействий на тиристорные регуляторы должно осуществляться с использованием информации о мгновенных значениях токов и напряжений. Управление должно быть быстродействующим и вестись в режиме реального времени. Это предполагает наличие комплекса оборудования для мониторинга процессов в электрической сети. Внедрение цифровых активно-адаптивных систем управления станет основой для надежной работы устройств D-FACTS в РЭС среднего напряжения.

Цель работы – создание активно-адаптивной системы управления (ААСУ) ТРН и исследование ее работоспособности.

Активно-адаптивная система управления ТРН

Разработанная ААСУ ТРН включает в себя системы управления первого и второго уровней. Структура ААСУ ТРН показана на рис. 1.

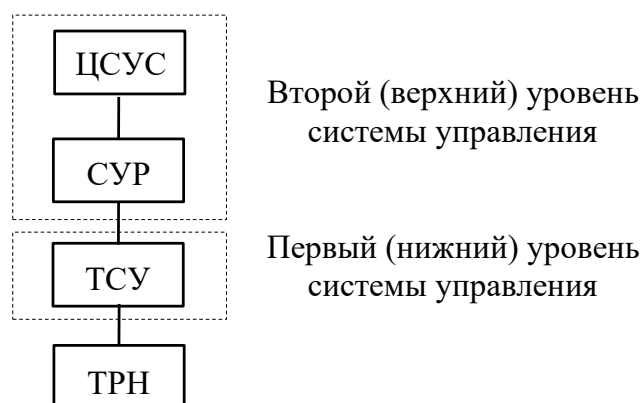


Рис. 1. Структура ААСУ ТРН:

ЦСУС – централизованная система управления сетью; СУР – система управления регулятором; ТСУ – технологическая система управления

Система управления ТРН 2 уровня осуществляет контроль входных и выходных электрических параметров участка электрической сети в режиме реального времени с последующей выработкой управляющих команд для системы управления ТРН 1 уровня.

ЦСУС представляет собой серверное решение для реализации централизованного управления группой СУР ТРН, реализации иерархии управления и удаленного доступа к информации.

СУР выполняет функции оперативного управления ТРН, его диагностики, защиты, измерения, оперативного хранения и передачи информации на уровень

вышестоящей иерархии. СУР обеспечивает работу в автономном режиме при нарушениях связи с верхним уровнем управления. В составе распределительной электрической сети СУР представляет собой блок мониторинга и управления.

Второй уровень управления выполнен на базе необслуживаемых промышленных компьютеров.

ТСУ обеспечивает физическое выполнение команд оперативного управления ТРН, диагностику и измерение необходимых величин функционирования. Первый уровень управления осуществляет прием, регистрацию и выполнение команд управления от СУР, а также передачу в СУР информации о текущем состоянии и нагрузке ТРН.

На рис. 2 показаны два географически распределенных ТСУ. Каждая ТСУ подключена к обслуживаемому ею ТРН. Все ТСУ связаны по выделенным каналам связи в единую сеть. Она используется для организации активно-адаптивного управления работой устройств ТРН и для централизованного управления ТСУ.

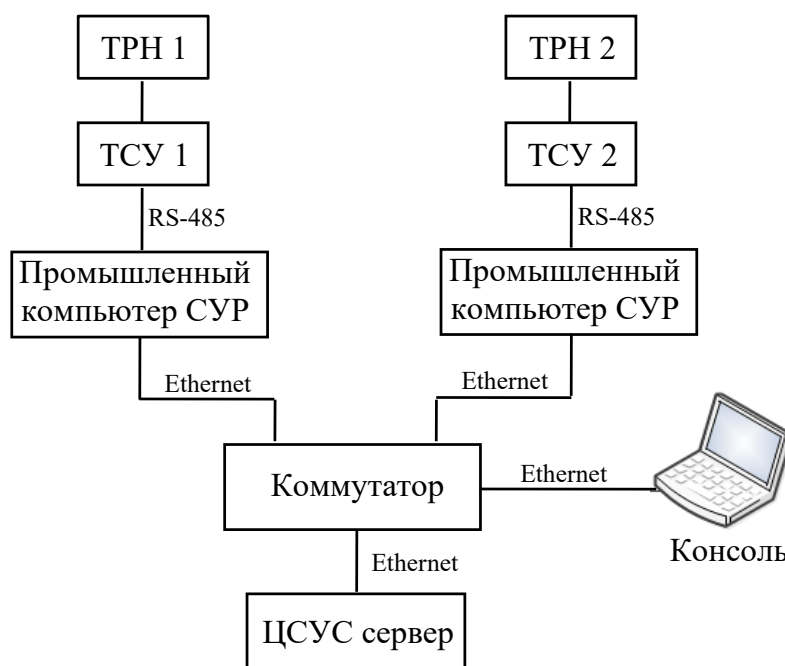


Рис. 2. Структурная схема ААСУ группы ТРН

Моделирование ААСУ ТРН

Исследование работы алгоритмов управления ТРН выполнено на основе имитационного моделирования. На языке С++ разработана имитационная модель ААСУ ТРН. С помощью этой модели возможно исследовать работу СУР и ЦСУС. При этом не надо физически подключаться к системе управления первого уровня. Такой подход позволяет снизить:

- стоимость эксперимента;
- временные затраты на обработку полученных данных.

Имитационная модель ААСУ ТРН эмулирует: ТСУ; каналы связи ЦСУС-СУР; структуру сети с группой СУР и каналами связи.

На рис. 3 показана структурно-функциональная схема имитационной модели ААСУ ТРН.

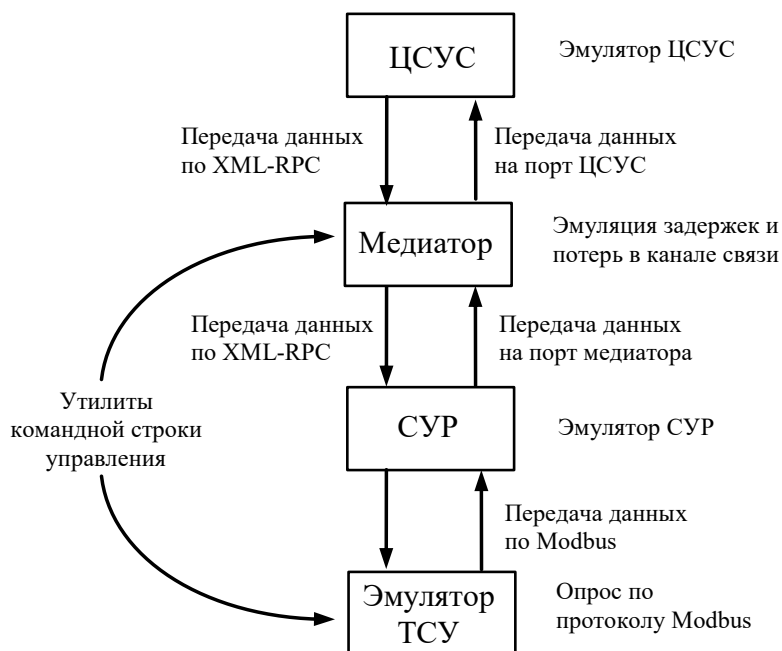


Рис. 3. Структурно-функциональная схема имитационной модели ААСУ ТРН

Исследование ААСУ ТРН выполнено на эмуляции сети из 96-ти СУР, связанных между собой в гексагональную сеть (рис. 4).

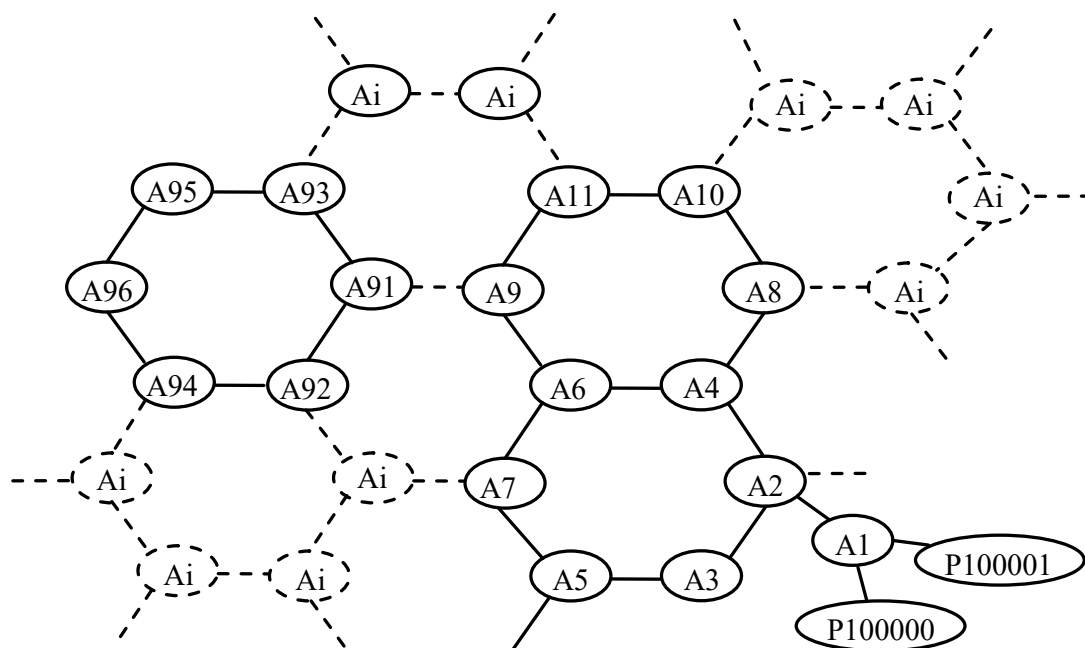


Рис. 4. Исследуемый участок гексагональной сети:
 A1, A2...A96 – устройства СУР; P100000, P100001 – активная и резервная ЦСУС

Консольные утилиты динамической конфигурации медиатора и эмулятора ТСУ используются для симулирования изменения параметров сети и возникновения различных аварийных ситуаций. При помощи утилиты динамической конфигурации эмулятора ТСУ возможно симулировать подключение к ТСУ дополнительной нагрузки путем изменения значений величин напряжений и токов после ТРН. При помощи утилиты динамической конфигурации медиатора возможна симуляция потери пропускной способности канала связи путем увеличения задержки при передаче по нему данных или симуляция полного разрыва канала связи путем выставления 100 % величины потери пакетов передачи данных.

При моделировании использовались следующие характеристики каналов передачи данных:

- пропускная способность: 90 кБит/сек.;
- предел изменения пропускной способности: $\pm 10\%$ от номинала;
- вероятность потери сообщения: 1%.

После запуска имитационной модели выполняется опрос сети. Осуществляется сбор, хранение, обработка и передача информации от элементов сети. Затем моделируются различные режимы работы системы управления и сети. В случае нормального режима работы запускается алгоритм агрегации данных. Информация периодически передается в ЦСУС. В предаварийных ситуациях запускается алгоритм определения состояния сети и отложенной передачи сообщений. Происходит поиск альтернативных маршрутов передачи данных. В аварийных режимах запускается алгоритм отслеживания аварийных ситуаций по превышению пороговых значений. Информация сохраняется в кэш для последующей её передачи в ЦСУС. После моделирования на экране выводятся статистические данные работы ААСУ.

Результаты и оценка

Исследование ААСУ ТРН проведено для пяти сценариев работы сети. Были рассмотрены следующие нормальные, предаварийные и аварийные режимы:

- А. Нормальный режим работы сети;
- В. Разрыв соединения между двумя элементами сети;
- С. Уменьшение пропускной способности между несколькими элементами сети;
- Д. Увеличение объема данных, генерируемых элементом сети, вызванное аварийной ситуацией на нем;
- Е. Разрыв нескольких каналов, приведший к полной изоляции сегмента сети.

В нормальном и предаварийном режиме работы ААСУ ТРН (сценарии А – С) происходит обмен информацией между СУР, ЦСУС и элементами сети. При потере связи между двумя элементами сети происходит переключение на другой путь передачи данных. В случае недостаточной пропускной способности

сти на некоторых участках сети, данные записываются на дисковый кэш. После восстановления пропускной способности данные с кэша передаются в ЦСУС. Аварийные режимы работы (сценарии D, E) не приводят к отключению потребителей. В ситуации выхода из строя элемента сети или разрыве каналов связи происходит значительное снижение пропускной способности. В этом случае данные записываются на кэш и постепенно отправляются в ЦСУС.

Выводы

С помощью разработанной имитационной модели выполнен анализ предаварийных и аварийных режимов работы ААСУ, связанных с разрывом соединения между элементами сети, уменьшением пропускной способности, увеличением объема данных и разрыва нескольких каналов связи.

Результаты исследований показали, что ААСУ повышает надежность функционирования ТРН. В случае ненормальных режимов работы системы управления и сети исключается риск потери информации.

ААСУ согласует между собой работу всех компонентов сети. Управление с помощью ААСУ является быстродействующим и ведется в режиме реального времени. При этом важной особенностью ААСУ является кибербезопасность.

Установлено, что ААСУ ТРН является полностью работоспособной и выполняет все заданные функции. Таким образом, разработанная ААСУ ТРН удовлетворяет требованиям, которые предъявляются к Smart Grid.

Библиографический список

1. Разработка автоматического регулятора напряжения для снижения электрических потерь и эффективного управления потоками мощности в распределительных электрических сетях. Этапы 1 – 3 : отчеты о прикладных научных исследованиях (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 № 14.577.21.0242) / НГТУ; рук. Е. Н. Соснина. – Нижний Новгород : НГТУ, 2017 – 2019. № гос.рег. АААА-А17-117102470019-7.
2. Пат.2710886 РФ. Универсальное модульное вольтодобавочное устройство для распределительных сетей среднего напряжения / А.А.Асабин, Е.Н. Соснина, А.А. Кралин, Е.В. Крюков; заявитель и патентообладатель Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р. Е. Алексеева. – опубл. 14.01.2020; бюл. № 2.
3. **Асабин, А.А.** Система управления тиристорного регулятора напряжения / А.А. Асабин [и др.] // Интеллектуальная электротехника. – 2020. - №1(9). – С. 25 – 39.
4. **Sosnina, E.** Active-adaptive control system of the thyristor voltage regulator / E. Sosnina, R. Bedretdinov, E. Kryukov, A. Smirnov // 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT 2019). – 2019. – P. 1165–1169.
5. **Yip, T.** Application of IEC 61850 for distribution network automation with distributed control / T. Yip, B. Xu , Z. Zhu, Y. Chen, C. Brunner // The Journal of Engineering (DPSP 2018). – 2018. – P. 993-996.

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_238

Е.Н. Соснина, А.В. Иванов**ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ**Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева²

Приведены особенности представления электротехнического комплекса в условиях цифровой трансформации энергетики. Рассмотрен используемый для электроэнергетики инструмент формализации информации – язык разметки SCL. Перечислены факторы, сдерживающие внедрение методов автоматизированного анализа данных в процесс проектирования отечественных электротехнических комплексов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-19-0054).

The article deals with features of digital electrotechnical complex representation. Means of formalization of the information for electricity are specified in article. Barriers of automated analysis integration are listed

Ключевые слова: цифровизация, МЭК 61850, SCL, ИЭУ.

Key words: digitalization, IEC 61850, SCL, IED.

Введение

Процесс перехода России к цифровой экономике подразумевает в том числе «цифровую трансформацию» электроэнергетики [1, 2], поскольку общее состояние энергетического сектора напрямую связано с потенциалом экономического роста. Процесс цифровизации энергетики стимулируется стремительным развитием и широким внедрением во все сферы деятельности человека информационно-коммуникационных технологий.

Вместе с изменением принципов и механизмов обмена информацией между отдельными единицами электрооборудования меняется и представление об электротехнических комплексах в целом.

Традиционное представление электротехнического комплекса объекта основано на его однолинейной схеме и схемах вторичных соединений (рис. 1) [3]. Однолинейная схема является наглядным визуальным отображением информации об используемом силовом (первичном) электрооборудовании и его взаимосоединениях, а схемы вторичных соединений – о логике работы различных видов автоматики (автоматика управления выключателем, противоаварийная автоматика и т.п.) и защит (максимальная токовая защита, дифференциальная защита и т.п.).

При цифровом подходе функционал вторичных цепей осуществляется коммуникационной сетью интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ)

[5,7], за счет аппаратной и программной части которых выполняются алгоритмы, соответствующие логике того или иного вида автоматики или защиты. Физически коммуникационная сеть представляет собой совокупность коммутаторов, объединенных каналами связи. Данные, предназначенные для передачи, организуются по определенной информационной модели (рис. 2).

Важной отличительной особенностью цифрового подхода является формализованное представление информации [6,7, 9]. Формализация позволяет применить автоматизированные средства при анализе информации на этапе пусконаладочных работ, в процессе эксплуатации, а также входе проектирования. С практической стороны возможность автоматизации анализа информации – одно из основных преимуществ цифрового подхода к проектированию.

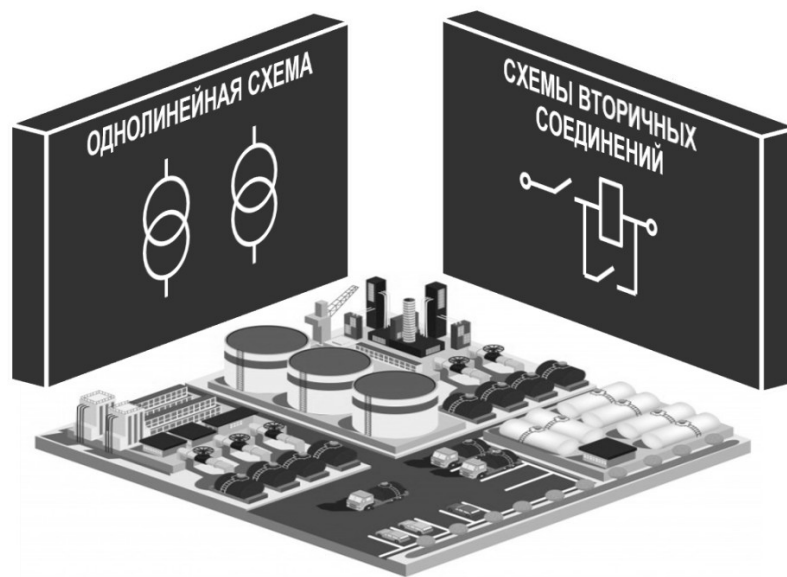


Рис. 1. Традиционное представление электротехнического комплекса

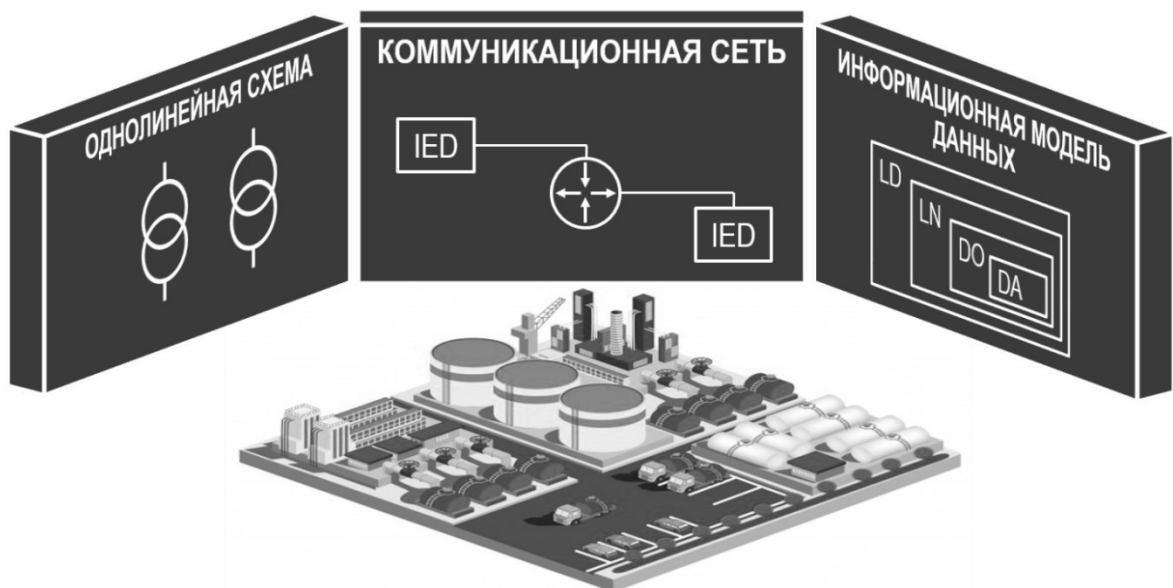


Рис. 2. Цифровое представление электротехнического комплекса

Обеспечение возможности автоматизированного анализа данных при цифровой трансформации электроэнергетики

Реализация цифрового подхода для электроэнергетики основывается на использовании серии стандартов 61850 Международной электротехнической комиссии (МЭК). МЭК 61850 направлен на организацию цифровых коммуникаций энергообъектов. Указанный стандарт предоставляет информационную модель [11] и регламентирует процесс передачи данных и способ их формализованного описания [9, 10], что необходимо для автоматизированного анализа информации.

Согласно МЭК 61850, формализация осуществляется благодаря языку разметки System Configuration description Language (SCL). За счет использования SCL документ, помимо пользовательской информации (информации об энергообъекте), также содержит служебную: информацию о структуре документа, указания, как отдельные его фрагменты должны быть интерпретированы и т.д. Как показано на рис.3, файлы SCL могут быть обработаны ИЭУ любого производителя (при условии соответствия продукции производителям требованиям МЭК 61850).

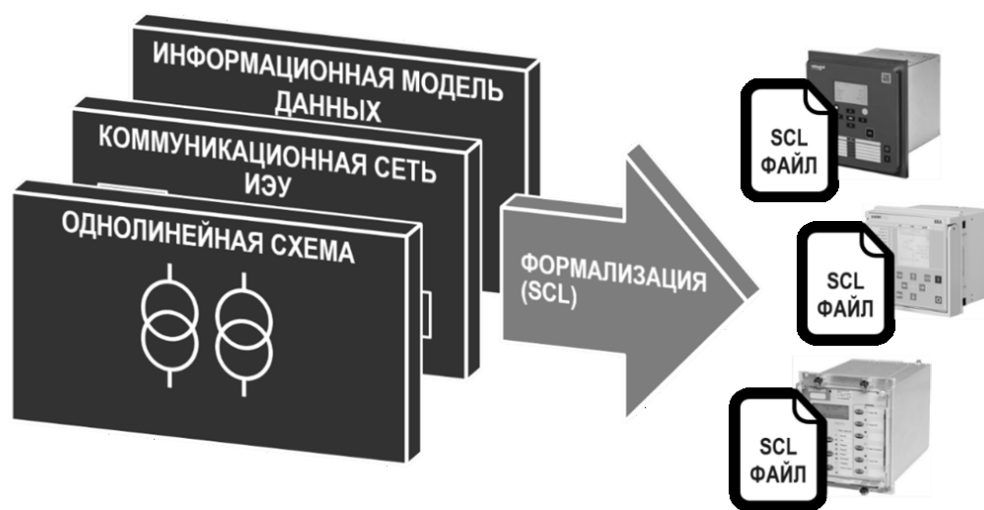


Рис. 3. Формализация информации о цифровом электротехническом комплексе с помощью языка разметки SCL

Использование языка разметки SCL как единого инструмента для формализованного представления информации, обеспечивает возможность применения автоматизированного анализа. К примеру, информация, визуально отображаемая однолинейной схемой при традиционном подходе, в рамках цифрового подхода представляется с помощью файла электронной проектной документации типа System Specification Description (SSD). SSD файл, являясь фактически совокупностью SCL элементов и атрибутов, в свою очередь может быть автоматически обработан.

Наличие стандартизированных МЭК 61850 файлов электронной проектной документации (SSD и др.) обеспечивает возможность применения автоматизированного анализа данных об электротехническом комплексе, в том числе и в процессе его проектирования.

Разработка файлов электронной проектной документации

На сегодняшний день разработка файлов электронной проектной документации для отечественных цифровых электротехнических комплексов осуществляется в большинстве случаев вручную: файлы электронной проектной документации (SSD и др.) формируются проектировщиком без использования автоматизированного анализа данных. Это обусловлено рядом факторов [6, 7]:

- МЭК 61850 находится пока в процессе развития и не является исчерпывающим нормативом для строительства цифровых электротехнических комплексов;
- специальные виды автоматики и особенности защит, обусловленные высокой степенью централизации Единой энергосистемы России, делают невозможным использование зарубежного программного обеспечения (ПО);
- процесс профилирования (адаптации) МЭК 61850 в России не закончен;
- накоплен (а то и вовсе отсутствует) малый опыт применения МЭК 61850 как у производителей электрооборудования при реализации систем автоматики и защит, так и у персонала сетевых и генерирующих компаний при обслуживании и наладке.

Перечисленные факторы не позволяют полностью использовать возможности автоматизированного анализа данных в процессе проектирования. Вследствие этого одна из основных целей цифровизации электроэнергетики – повышение эффективности процессов за счет сокращения времени их выполнения – становится недостижимой. При этом проблема применения методов автоматизированного анализа данных носит комплексный характер, так как ее решение находится «на стыке» знаний о цифровых технологиях и электротехнике и требует научного подхода.

Объектом исследования выбран электротехнический комплекс участка районных электрических сетей.

Предмет исследования – новые методы автоматизированного анализа данных.

Целью исследования является разработка электронной проектной документации цифрового электротехнического комплекса в части SSD файлов, соответствующих МЭК 61850, с использованием методов автоматизированного анализа данных.

Результаты исследования будут являться основой для программного обеспечения, позволяющего автоматизированно разрабатывать файлы электронной проектной документации.

Автоматизация процесса проектирования сведет вероятность допущения ошибок к минимуму, ускорит сам процесс, что существенно повысит эффективность проектирования.

Выводы

Полный переход к цифровой экономике невозможен без цифровизации основных ее секторов, основным из которых является электроэнергетика. Одной из множества задач по цифровизации электроэнергетического комплекса является успешное внедрение методов автоматизированного анализа данных, в частности, в процесс проектирования электротехнических комплексов.

В основе внедрения автоматизированного анализа данных при цифровой трансформации энергетики лежат инструменты формализованного представления информации. Для электроэнергетики таким инструментом является язык разметки SCL, использование которого регламентировано МЭК 61850.

При исследовании возможности применения методов автоматизированного анализа данных для разработки файлов электронной проектной документации (SSD и др.) должны быть учтены факторы, затрудняющие автоматизацию проектирования отечественных цифровых электротехнических комплексов.

Библиографический список

1. Указ Президента РФ «О стратегии научно-технического развития Российской Федерации» от 1 декабря 2016 г. № 642 // Сайт Президента России – режим доступа: <http://kremlin.ru/acts/bank/41449>.
2. Указ Президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» от 7 мая 2018 г. № 204 // Сайт Президента России – режим доступа: <http://kremlin.ru/events/president/news/57425>.
3. ГОСТ 2.702-2011 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем.
4. ГОСТ Р 54835-2011/IEC/TR 61850-1:2003. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Введение и обзор.
5. ГОСТ Р 54325-2011/IEC/TS 61850-2:2003. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения.
6. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 6 к приказу от 17.05.2018 № 170 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 №373».
7. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. Приложение №1 к протоколу Правления ПАО «Россети» от 22.06.2015 № 356 пр.
8. IEC/TS 61850-2. Communication networks and systems for power utility automation – Part 2: Glossary, International Standard, Edition 2. (Термины и определения).
9. IEC 61850-6. Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, International Standard, Edition 2. (Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях).
10. IEC 61850-6(2009)/Amd.1(2018). Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in power utility automation systems related to IEDs, Consolidated version, Edition 2.1. (Язык описания

конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях, изменения 1).

11. IEC 61850-7-4. Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes, International Standard, Edition 2. (Базовая структура связи для оборудования подстанции и питающих линий – Совместимость классов логических узлов и классов данных).

УДК 621.3

DOI 10.46960/39255930_2020_244

Е.Н. Соснина, Н.В. Шумский, П.А. Шрамко**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ РЕГУЛЯТОРОМ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ
НА ОСНОВЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В статье рассмотрен подход к реализации концепции “Энергетический интернет” для распределительной электрической сети (РЭС) среднего напряжения, основанный на технических решениях по интеллектуализации процесса управления потоками мощности. Объектом исследования является интеллектуальный регулятор потоков мощности (ИРПМ). Предложена децентрализованная система управления ИРПМ на основе искусственной нейронной сети.

В работе показаны этапы ее обучения и тестирования. Создана модель участка РЭС с ИРПМ. Получен массив данных параметров смоделированного участка РЭС. Проведена фильтрация и оптимизация данных. Сформированный массив данных использован для обучения и тестирования системы управления в компьютерной модели участка РЭС с ИРПМ. Показана эффективность применения ИРПМ, управляемого по разработанному алгоритму.

The article considers an approach to implementing the concept of "Energy Internet" for a medium-voltage distribution electric network (DEN) based on technical solutions to the intellectualization of the power flow control process. The object of research is a smart power flow regulator (SPFR). A decentralized SPFR control system based on an artificial neural network has been proposed. The stages of its training and testing are shown. A model of the DEN section with SPFR has been created. An array of parameters data for the modeled DEN section has been obtained. Data have been filtered and optimized. The generated data set have been used for training and testing of the control system in a computer model of the DEN section with SPFR. The efficiency of using the SPFR controlled by the developed algorithm is shown.

Ключевые слова: энергетический интернет, интеллектуальный регулятор потоков мощности, децентрализованная система управления, искусственная нейронная сеть.

Keywords: energy internet, smart power flow regulator, decentralized control system, artificial neural network.

«Энергетический интернет»

Мировая энергетика претерпевает глобальные изменения. Ежегодно потребители становятся более требовательными к доступности и качеству электроэнергии. Традиционная энергетика становится неэффективной, а используемые электромеханические технологии уже сейчас проигрывают новым цифровым [1, 2].

Правительством Российской Федерации поставлена задача цифровизации энергетики, перехода электроэнергетики России на интеллектуальные сети [3]. Основные изменения коснутся распределительных электрических сетей. Струк-

турные и технологические особенности построения энергосистем будут напоминать Интернет, поэтому новый подход часто называют «Интернет энергии» [4].

Данная технология позволит расширить взаимодействие производителей и потребителей энергии за счет обеспечения свободных перетоков мощности в РЭС среднего напряжения. Новые участники сети смогут беспрепятственно интегрироваться в общую инфраструктуру и обмениваться электроэнергией так же легко, как и при передаче информации по сети интернет [5].

Реализация концепции «Энергетический интернет» возможна с использованием устройства активно-адаптивного управления потоком мощности, представляющего собой энергетический аналог привычного маршрутизатора сети Интернет. Данное устройство будет являться базовым устройством энергетического интернета, осуществляющим взаимодействие пользователей внутри объединенных групп участников энергетического рынка [6].

В Нижегородском государственном техническом университете им. Р.Е. Алексеева разработан экспериментальный образец интеллектуального устройства регулирования потоков мощности (ИРПМ) – тиристорный регулятор вольтодобавочного напряжения [7]. ИРПМ выполнен на основе тиристорных ключей, шунтового и серийных трансформаторов и имеет активно-адаптивную систему управления [8]. ИРПМ объединяет в себе функции фазоповоротного трансформатора и устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Интеграция ИРПМ в сеть среднего напряжения позволит эффективно управлять потоками мощности, менять конфигурацию сети и повышать качество передаваемой электроэнергии.

В данный момент стоит задача разработки системы управления устройствами с возможностью их интеграции в информационную сеть для приема и передачи сигналов управления. Основное назначение системы управления - обеспечение наиболее подходящего режима работы электрической сети.

Выбор типа системы управления ИРПМ

При выборе типа системы управления (СУ) ИРПМ рассматривались два варианта: централизованная СУ и децентрализованная СУ.

В централизованной СУ информация о параметрах и качестве электроэнергии собирается с измерительных приборов и отправляется в центральный пункт управления. После обработки информация преобразуется в сигнал управления для каждого ИРПМ. Для реализации централизованной СУ требуется единый сервер с большой вычислительной мощностью. Также необходимы дополнительные меры по обеспечению отказоустойчивости и кибербезопасности. Выход из строя центрального пункта управления может привести к нарушению работы всей энергосистемы [9].

Децентрализованная СУ предполагает установку автономной СУ на каждый ИРПМ. Устройства собирают информацию на своем участке сети и сами принимают решение о необходимости регулирования. При наличии соседних устройств возможна организация обмена информацией для повышения эффективности и точности работы. При большом количестве устройств (больше трех) предусматривается иерархия управления, в которой ключевые решения по рас-

пределению потоками мощности будут принимать ведущие ИРПМ большой мощности, а локальные менее мощные устройства будут осуществлять точечную настройку.

Для реализации децентрализованной модели СУ требуется разработать алгоритм управления, удовлетворяющий критериям быстродействия, точности, эффективности, гибкости к конфигурации сети и способности к дальнейшему развитию. Перспективным решением является СУ на основе искусственных нейронных сетей. Теоретически данное решение способно удовлетворить высокие требования, предъявляемые к СУ группой ИРПМ, однако прежде необходимо решить проблему ее обучения и тестирования.

Этапы разработки системы управления ИРПМ

Разработку системы управления ИРПМ на основе искусственной нейронной сети можно разделить на пять этапов: генерация, фильтрация, оптимизация, обучение и тестирование.

На этапе **генерации** выполняется расчет установившегося режима математической модели участка РЭС. Генерация происходит путем перебора возможных комбинаций переменных параметров сети: напряжение на источнике и мощность нагрузки. Для каждой комбинации производится расчет системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с определением всех параметров установившегося режима сети: тока, напряжения, мощности и КПД системы.

На этапе **фильтрации** данные об электрических параметрах установившихся режимов разделяются на три части по степени превышения длительно-допустимого тока $I_{дд}$ и отклонения напряжения:

1. Данные будут отнесены к «зеленой» зоне, если ток в линии не превышает 80% от $I_{дд}$ и отклонение напряжения находится в пределах $\pm 5\%$ от номинального значения U_n .
2. Данные будут отнесены к «желтой» зоне, если ток в линии находится в диапазоне 80 - 90% от $I_{дд}$, или отклонение напряжения находится в пределах от ± 5 до $\pm 10\%$ от U_n .
3. Данные попадут в «красную» зону, если ток в линии превышает 90% от $I_{дд}$ или отклонение напряжения превышает $\pm 10\%$ от U_n .

На этапе **оптимизации** для отфильтрованных данных рассчитывается оптимальная вольтодобавка ИРПМ по алгоритму, описанному в [11]:

4. Для «зеленой» зоны вольтодобавка выбирается по критерию максимального КПД.
5. Для «желтой» зоны вольтодобавка выбирается по критерию вывода системы в «зеленую» зону. Если это невозможно, то выбирается вариант с наименьшим возможным током в кабельной линии + поддержание отклонения напряжения на шинах потребителя в пределах $\pm 5\%$ от $U_{ном}$.
6. Для «красной» зоны вольтодобавка выбирается по критерию вывода системы в «зеленую» зону или «желтую», по возможности. В случае, если это невозможно, то выбирается вариант с наименьшим возможным током в кабельной линии + поддержание отклонения напряжения на шинах потребителя в пределах $\pm 10\%$ от $U_{ном}$.

На этапе **обучения** данные по рассчитанным режимам сети и соответствующие им оптимальные значения вольтодобавки идут на обучения нейронной сети при помощи блока Function Fitting Neural Network программного комплекса Matlab Simulink.

В качестве входных данных используются активные и реактивные составляющие токов в ветвях, напряжений на нагрузке и источнике, мощности на нагрузке. В качестве выходных данных используются амплитуда и угол добавочного напряжения.

Схема нейронной сети представлена на рисунке рис.1. При обучении используется математический алгоритм Levenberg-Marquardt [12], минимизирующий сумму квадратов ошибки. Обучение нейронной сети считается законченным, если градиент ошибки в ходе обучения начинает стремиться к нулю.

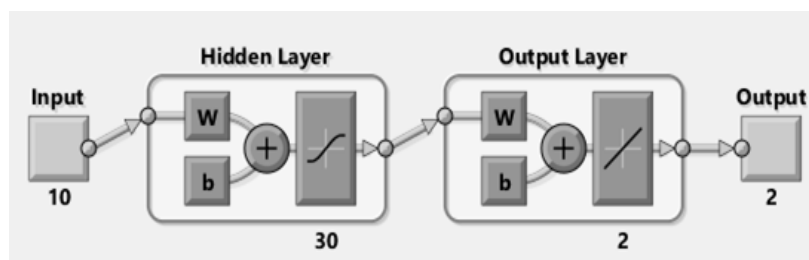


Рис.1. Схема нейронной сети

В результате обучения нейронной сети для анализа предлагается набор графиков. Пример графика распределения ошибок представлен на рис.2. Визуальная оценка графика позволяет сделать вывод о виде распределения ошибок. На рис.3 показан пример регрессионного графика. Исходя из распределения значений влодь целевой линии, можно сделать вывод о качестве используемой выборки данных. Пример графика среднеквадратичной ошибки представлен на рис.4. На графике виден процесс изменения среднеквадратичной ошибки в зависимости от эпохи обучения. (Эпоха – один просмотр всех примеров обучающей выборки с одновременной коррекцией весов нейросети). Процесс обучения считается успешным при устремлении градиента ошибки к нулю.

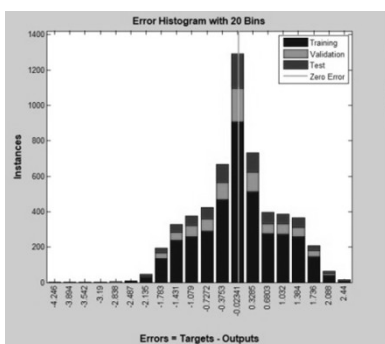


Рис.2. График распределения ошибок

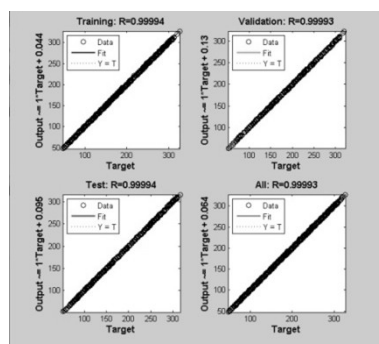


Рис.3. Регрессионный график

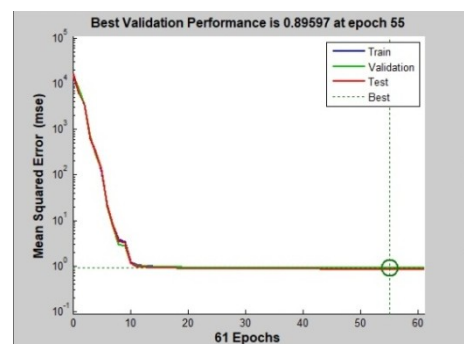


Рис.4. График среднеквадратичной ошибки

На этапе тестирования происходит анализ работы обученной СУ в рамках компьютерной модели участка РЭС (рис. 5). Для моделирования может быть использована библиотека Matlab Simulink.

При запуске компьютерной модели на вход СУ придут данные о токах в ветвях, напряжении на источнике и нагрузке, а также активная и реактивная составляющая мощности нагрузки. Обученная модель нейросети будет выдавать управляющий сигнал на ИРПМ, создающий требуемый уровень вольтодобавки. Эффективность работы алгоритма можно увидеть на примере сравнительного анализа одного из режимов электрической сети до и после включения ИРПМ.

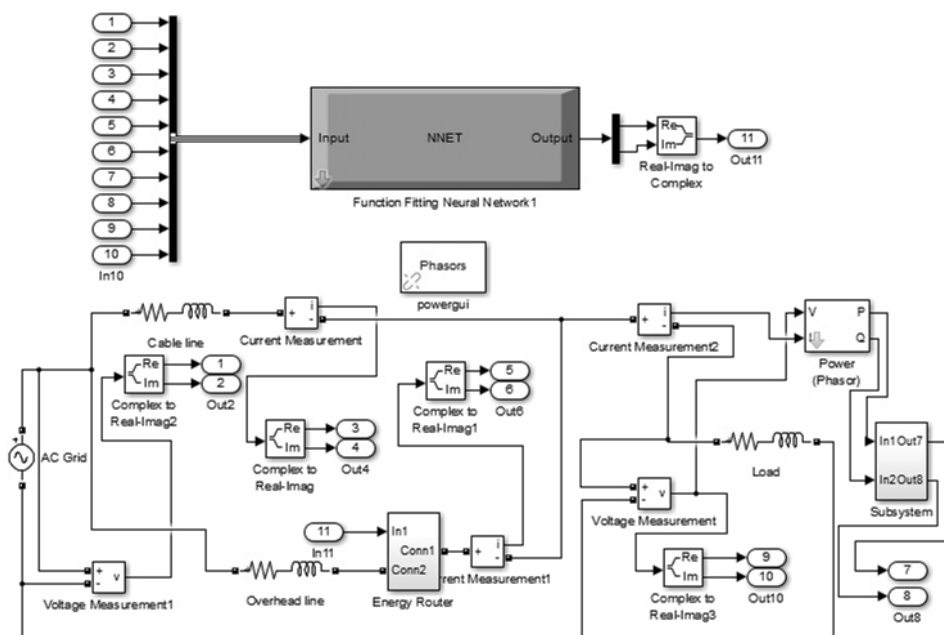


Рис.5. Компьютерная модель участка РЭС с ИРПМ и СУ

Эксперимент по работе СУ

В работе использована математическая модель участка РЭС напряжением 6 кВ. В РЭС требуется оптимизация распределения тока между параллельными линиями электропередачи (ЛЭП) с различными сопротивлениями (рис. 6). Такие случаи имеют место при параллельной работе воздушной (ВЛ) и кабельной (КЛ) ЛЭП, а также в случае параллельной работы двух КЛ.

Схема состоит из кабельной линии и воздушной линии с различными длительно-допустимыми значениями протекающего тока. Номинальное линейное напряжение источника питания $U_{ном} = 6$ кВ. В рассечку ВЛ подключен ИРПМ, позволяющий вносить продольную и поперечную вольтодобавку.

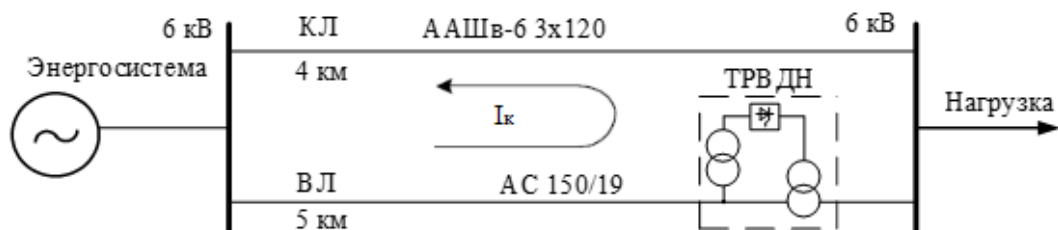


Рис.6. Схема участка РЭС с ИРПМ

При естественном потокораспределении большая часть тока нагрузки протекает по КЛ, имеющей меньшее сопротивление. ИРПМ вводит в контур добавочную ЭДС, обеспечивающую протекание контурного тока встречно току КЛ. В результате ток КЛ уменьшается, а ток ВЛ возрастает [9].

В эксперименте №1 задан режим сети с изменяющейся нагрузкой (рис.7). Сопротивление нагрузки изменяется дважды на 4 и 8 секундах. Стартовые значения активного и реактивного сопротивления нагрузки равны 6 и 2 Ом соответственно. В промежутке с 4 по 8 с значение активного сопротивления нагрузки увеличивается до 8 Ом, а реактивного до 4 Ом. Фазное напряжение на источнике оставалось неизменным и равным 3603 В.

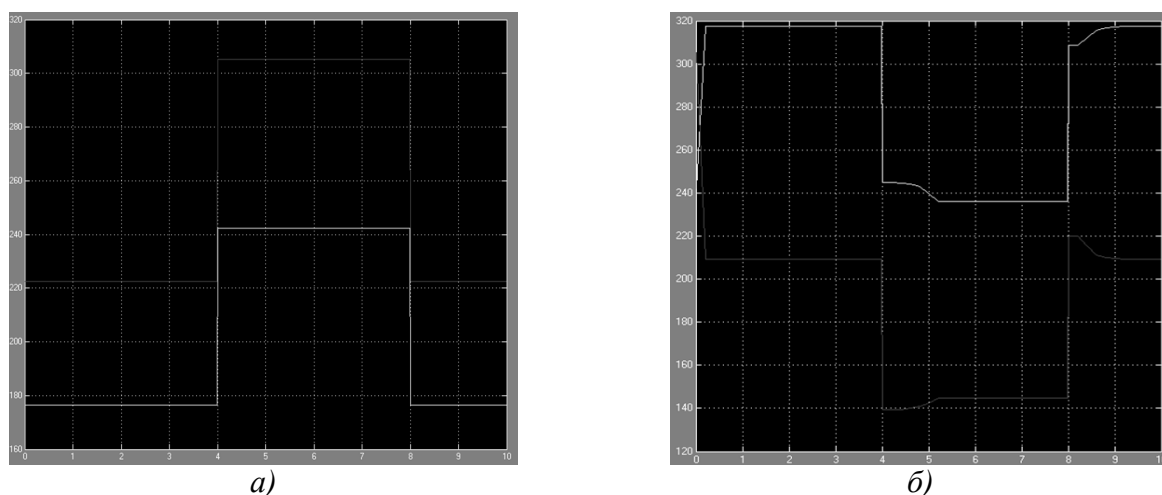


Рис. 7. График токов в КЛ и ВЛ для эксперимента №1:

$I_{\text{кл}}$ – фиолетовый; $I_{\text{вл}}$ – желтый; а) – без СУ; б) – с СУ

При текущих условиях ток КЛ равен 305 А, что превышает $I_{\text{дд}}$ для данного типа КЛ (рис. 7, а). Следует учесть, что ВЛ недогружена. СУ определяет оптимальную вольтодобавку ($U_{\text{прод}} = 6,3\text{ В}$, $U_{\text{поп}} = 270,9\text{ В}$) и применяет ее на отрезке 0,2с (рис. 7, б). Введение вольтодобавки позволяет перераспределять токи и вывести систему в «зеленую» зону. На 4 секунде происходит упомянутое выше увеличение сопротивления нагрузки, что приводит к уменьшению токов (рис. 7, а и б). СУ реагирует на это, изменяя вольтодобавку для уменьшения потерь активной мощности в ЛЭП. На 8 секунде значение сопротивления нагрузки вернулись к исходному состоянию, СУ при этом определила вольтодобавку ту же, что и ранее для этого режима.

В эксперименте №2 проводился опыт с изменением напряжения на источнике в диапазоне от 4180 до 3602 В и с изменением активной и реактивной нагрузки от 6 и 3 Ом до 8 и 4 Ом соответственно (рис.8). Начальные значения сопротивления – 8 и 4 Ом, напряжения – 4180 В.

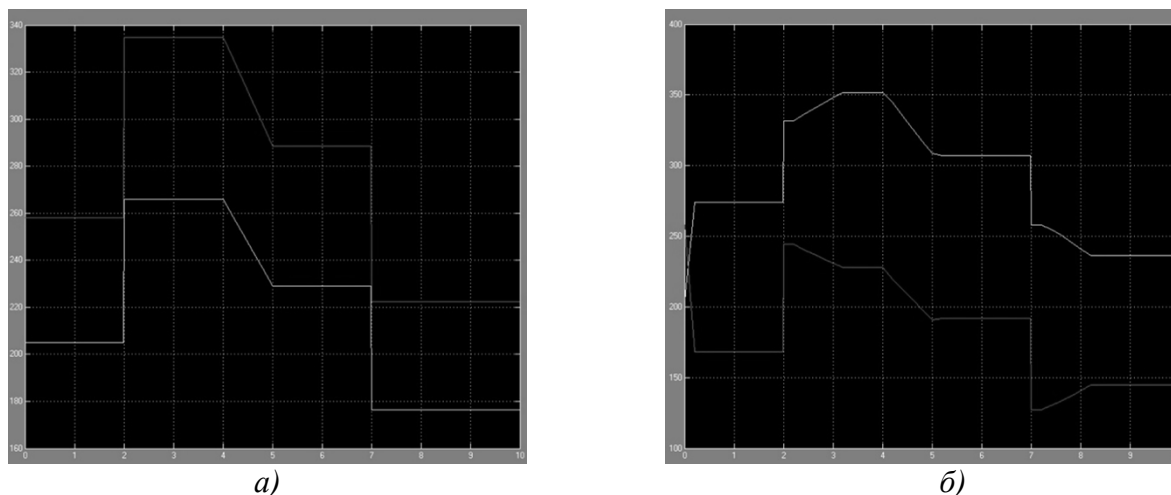


Рис. 8. График токов в КЛ и ВЛ для эксперимента №2:
 $I_{\text{кл}}$ – фиолетовый; $I_{\text{вл}}$ – желтый; а) – без СУ; б) – с СУ

При текущих условиях ток КЛ превышает $I_{\text{дд}}$. СУ вводит вольтдобавку, перераспределяя при этом потоки мощности, и выводит режим в «зеленую» зону. На 3 секунде происходит уменьшение сопротивления нагрузки, что приводит к значительному увеличению токов, ИРПМ также корректирует вольтдобавку, удерживая режим в «зеленой» зоне. На 5 секунде происходит уменьшение напряжения на источнике питания до 3602 В, при этом режим остается в «зеленой» зоне. СУ производит регулирование вольтдобавки для увеличения КПД на 1,5%. Далее, когда значение сопротивления нагрузки на 7 секунде снова возрастает, а ток уменьшаются, СУ выравнивает значения токов, уменьшая потери напряжения в линиях.

Выводы

Решение актуальных задач по повышению эффективности и надежности электроснабжения может быть достигнуто с использованием технологии энергетического интернета, в которой базовым устройством может стать энерго-роутер – интеллектуальный регулятор потоков мощности ИРПМ. Для управления ИРПМ перспективным решением является децентрализованная система управления на основе искусственной нейронной сети. Обучение нейронной сети предусмотрено в пять этапов: 1) генерация, 2) фильтрация, 3) оптимизация, 4) обучение, 5) тестирование.

При тестировании СУ был проведен ряд экспериментов, в которых удалось в режиме реального времени наблюдать за работой СУ. СУ адекватно реагирует на изменение переменных параметров сети, распределяя токи по парал-

лельным ветвям более рационально, увеличивая при этом суммарный КПД сети и стабилизируя напряжение на нагрузке.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-19-0054).

Библиографический список

1. **Лоскутов, А.Б.** Проблемы перехода электроэнергетики на цифровые технологии // Интеллектуальная электротехника, 2018, № 1 (1), с. 9–27.
2. **Холкин, Д.** Цифровая энергетика: видение, практики, технологии: Информационно-аналитические работы 2018 г. / Инфраструктурный Центр EnergyNet. — [б. м.] : [б. и.], 2018. — 224 с.
3. Указ Президента РФ от 9 мая 2017 г. N 203 "О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы".
4. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – 300 с.
5. **Сидорович, В.** AirBnB энергетического рынка? Прямые продажи ВИЭ электроэнергии. [Электронный ресурс] / В. Сидорович, Режим доступа: <http://renen.ru/>.
6. **Yingya Zhou.** Architecture of Energy Internet and Its Technologies in Application Reviewed / Yingya Zhou, Weidou Ni, Zhao Zhu. - Journal of Clean Energy Technologies, Vol. 5, No. 4, July 2018.
7. **Кралин, А.А.** Принципы работы тиристорного регулятора величины и фазы вольтодобавочного напряжения для распределительных сетей / А.А. Кралин, Е.В. Крюков, А.А. Асабин // ТрудыНГТУим. Р.Е. Алексеева. – 2019. – № 2 (125). – С. 112-118.
8. **Асабин, А.А.** Система управления тиристорного регулятора напряжения / А.А. Асабин [и др.] // Интеллектуальная электротехника, 2020, № 1 (9), С.25-39.
9. **Шеметов, А.Н.** Надежность электроснабжения: учеб. пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.
10. Патент на изобретениеRU 2621062. Тиристорное фазоповоротное устройство с вольтодобавочным трансформатором для сети среднего напряжения/А.А. Асабин, Е.Н. Соснина, А.А. Кралин, Е.В. Крюков; заявл. 06.07.2016; опубл. 31.05.2017. Бюл. №16.
11. **Соснина, Е.Н.** Разработка алгоритма определения оптимальных параметров функционирования ТРВДН / Е. Н. Соснина, А.И. Гардин, Н. В. Шумский, Л. А. Пюро // Сборник трудов конференции XXIII Нижегородская сессия молодых ученых(технич., естеств., математич. науки). - Н. Новгород, 2018. –С.172-178.
12. **Гудфеллоу, Я.** Глубокое обучение: учебник / Я. Гудфеллоу, И. Бенджио, А. Курвиль. – М: Издательство: ДМК ПРЕСС, 2018. — 651 с.: ил.

УДК 621.314.222.6

DOI 10.46960/39255930_2020_252

А.К. Фаляхов

ПОИСК ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Ульяновский государственный технический университет

В данной статье осуществлена попытка поиска экономически эффективного режима работы силового трансформатора, представлены формулы оптимальной нагрузки трансформатора, потерь электроэнергии и мощности в силовом трансформаторе, выведена формула экономически выгодной нагрузки трансформатора. В конце статьи даны рекомендации по эксплуатации силового трансформатора в условиях сезонных колебаний нагрузки.

In this article, an attempt was made to search for the optimal operating mode of a power transformer, presented formulas for the optimal load of a transformer, power losses and electric power in a power transformer, derived the formula for an economically reasonable load of a transformer. At the end of the article, recommendations are given for the operation of a power transformer under conditions of seasonal fluctuations

Ключевые слова: силовой трансформатор, оптимальная нагрузка, потери электроэнергии, экономически целесообразная нагрузка, экономическая мощность.

Key words: power transformer, optimal load, electric power loss, economically reasonable load, economic power.

Силовые трансформаторы (СТ) выступают в качестве одного из важных элементов энергосистемы, определяющего надёжность подачи электроэнергии. Поиск экономически эффективного режима работы силового трансформатора - необходимое мероприятие, направленное на улучшение качества деятельности трансформаторной подстанции (ТП).

Попытки оптимизации работы силового трансформатора, анализ загрузки и снижение потерь электроэнергии и мощности приведены в научно-технических трудах А.А. Гончара [3,4], В.М. Блока [1], М.И. Фурсанова [9], Б.Н. Гозиева [2] и других исследователей данных вопросов.

В теоретических исследованиях прослеживаются достаточно весомые рекомендации к оптимизации деятельности трансформаторного оборудования, которые базируются на каталожных данных. И, тем не менее, в реальных непредвиденных условиях работы силового трансформатора, вследствие старения его отдельных элементов либо при условиях сезонных колебаний нагрузки приходится осуществлять поиск оптимального режима работы трансформатора. К примеру, известно, что при эксплуатации трансформатора свыше 20 лет величина потерь холостого хода может увеличиваться на 1,75 % в год [8].

Зачастую на трансформаторной подстанции осуществляется одновременная работа 2-4 трансформаторов. При этом значительная часть всех потерь

электроэнергии приходится на потери в СТ. Поэтому любые экономически эффективные режимы работы трансформаторов на подстанциях относятся к необходимым мероприятиям для снижения потерь электроэнергии.

Предполагается, что в незагруженные часы выгодным является отключение 1-го трансформатора исходя из общей суммарной нагрузки. Это относится к эффективным мероприятиям, так как КПД (коэффициент полезного действия) СТ, оставшегося в работе, приближается к максимальному значению.

Вычислим оптимальную нагрузку СТ $S_{\text{опт}}$, отвечающую наиболее возможному КПД, по формуле:

$$S_{\text{опт}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (1)$$

При этом $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, (кВ·А), $\Delta P_{\text{хх}}$ - потери холостого хода, (кВт), $\Delta P_{\text{кз}}$ - потери короткого замыкания, (кВт).

Оптимально выгодный коэффициент загрузки трансформатора k_z выражается через отношение оптимальной нагрузки непосредственно к номинальной мощности трансформатора следующей формулой:

$$k_z = \frac{S_{\text{опт}}}{S_{\text{ном}}} \quad (2)$$

Выпуск СТ происходит с соотношением потерь холостого хода и короткого замыкания и находится в диапазоне от 3,3 до 5,0. Пользуясь формулами (1) и (2) можно определить, что коэффициент загрузки находится в пределах от 0,45 до 0,55 [2]. На практике используется максимальное значение нагрузки, по которым определяется и загрузка СТ. Сегодня эксплуатируются СТ с низкой загрузкой, вследствие чего большинство из них работает в неоптимальном режиме, потому что k_z оказывается существенно ниже оптимального значения.

Определим по формуле потери мощности в силовом трансформаторе согласно справочнику Э. А. Киреевой [7]:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} k_z^2 \quad (3)$$

Для поиска оптимального режима работы трансформаторов следует учитывать и потери электроэнергии в СТ как один из подвидов технических потерь электроэнергии, которые обуславливаются особенностями физических процессов, осуществляемых при передаче энергии [6].

Так, в СТ на потери электроэнергии оказывают влияние: форма графика электрических нагрузок и время включения СТ. Потери электроэнергии определим по формуле [2]:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \Delta P_{\text{кз}} k_z^2 \tau \quad (4)$$

где $T_{\text{год}}$ - объем часов работы трансформатора за год, ч; τ - время максимально возможных потерь, которое определяется по фактическому графику нагрузки или через справочное значение объема часов использования максимальной на-

грузки, ч. За год потери электроэнергии будут сведены к минимуму при условии равенства потерь энергии холостого хода с энергией короткого замыкания.

Нагрузку СТ при минимуме потерь электроэнергии за год найдем по формуле:

$$S_{\text{опт}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}}}{\Delta P_{\text{кз}} \tau}} \quad (5)$$

Периодическое отключение части трансформаторов, которые осуществляют работу на суммарную нагрузку $S_{\text{н}}$, считается целесообразной мерой.

Определим экономически эффективную нагрузку $S_{\text{эк,}\Delta P}$ при работе, когда достигается наиболее выгодная загрузка СТ. Если нагрузка изменится от 0 до $S_{\text{эк,}\Delta P}$, то считается выгодной работа только одного СТ. В случае, когда нагрузка превышает $S_{\text{эк,}\Delta P}$, экономически эффективной будет работа двух СТ. Нагрузка $S_{\text{эк,}\Delta P}$, при которой целесообразно отключать один из СТ и обусловленная равенством потерь мощности при работе одного и двух СТ определяется по формуле [2]:

$$S_{\text{эк,}\Delta P} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{хх}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (6)$$

Нагрузку $S_{\text{эк,}\Delta W}$, обусловленную равенством потерь электроэнергии при работе одного и двух силовых трансформаторов, предлагается, по аналогии с (6), определять с учетом времени включения силового трансформатора и формы графика электрических нагрузок по формуле:

$$S_{\text{эк,}\Delta W} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{хх}} T_{\text{год}}}{\Delta P_{\text{кз}} \tau}} \quad (7)$$

Зависимости потерь электроэнергии и мощности в СТ двухтрансформаторной подстанции от мощности нагрузки на шинах низшего напряжения $S_{\text{н}}$ показаны на рис. 1 согласно уравнениям (3) и (4).

Анализ зависимостей $\Delta W(S_{\text{н}})$ и $\Delta P(S_{\text{н}})$ при учете времени включения трансформатора и фактического графика электрических нагрузок показывает смещение экономической мощности в сторону ее увеличения. Интервал экономической мощности при расчетах $S_{\text{эк,}\Delta W}$ по (7) увеличивается. В этом случае с одним трансформатором при неравномерном графике нагрузки увеличивается продолжительность работы подстанции. Экономия достигается за счет отсутствия потерь холостого хода отключенного силового трансформатора.

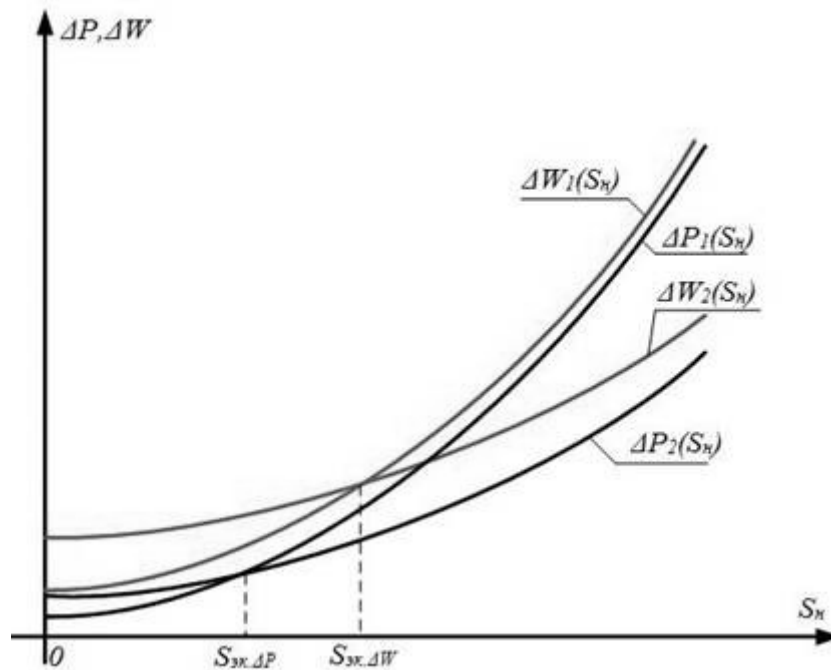


Рис. 1. По критериям минимума потерь мощности и электроэнергии определение экономической мощности силовых трансформаторов:

$\Delta P_1, \Delta W_1$ - потери мощности и энергии при работе одного трансформатора; $\Delta P_2, \Delta W_2$ - потери мощности и энергии при работе двух трансформаторов [2]

Подводя итоги исследования, отметим, что с целью сохранения надежности электроснабжения потребителей выводимые из работы силовые трансформаторы следует сопровождать устройствами автоматического ввода резерва. Кроме того, должны быть автоматизированы операции включения и отключения силовых трансформаторов. Загрузка трансформаторов согласно формуле (7) не должна превышать допустимые значения [5].

Предполагается, что представленный в работе подход к оптимизации работы силовых трансформаторов, будет актуальным в условиях сезонных колебаний нагрузок.

Библиографический список

1. **Блок, В.М.** Электрические сети и системы: учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов / В. М. Блок. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.
2. **Гозиев, Б.Н.** Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов / Б.Н. Гозиев, К.А. Махмудов, А.Х. Салиев// Профессионал года. – Пенза: «Наука и Просвещение», 2018. – С. 33-35.
3. **Гончар, А.А.** О критериях оптимизации работы силового трансформатора // Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 1. – С. 26–30.
4. **Гончар, А.А.** О максимуме КПД силового трансформатора // Энергия и Менеджмент. – 2005. – № 1(22). – С. 45.
5. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. - Введ. 2002.01.01. - Минск, 1998.

6. **Зуева, В. Н.** Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе / В.Н. Зуева, Т.Ю. Белозерская // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2015. – Т. 8. – С. 116–120. – URL: <http://e-koncept.ru/2015/65024.htm>. (Дата обращения: 11.05.19).
7. **Киреева, Э.А.** Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов): справочное издание / Э.А. Киреева, С.Н. Шерстнев; под общ.ред. С.Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - М.-: Кнорус, 2013. - 864 с.
8. **Коротков, В.В.** Количественная оценка зависимости потерь холостого хода силовых трансформаторов от срока эксплуатации / В.В. Коротков, А.Б. Козлов, А.В. Коротков // Труды ИГЭУ. – 2007. – №8. – С. 351-356.
9. **Фурсанов, М.И.** Теоретические основы обеспечения оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем // Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2005. – № 6. – С. 5–13.

Л.В. Фетисов, С.М. Каримуллин

ТЕПЛОВИЗИОННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ОСНОВНЫЕ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Казанский государственный энергетический университет

В статье представлен анализ метода исследования электрооборудования с помощью тепловизионного оборудования. Приведены главные достоинства и недостатки данного метода. В последнее время вопросы диагностирования электрооборудования обретают большую актуальность, связанную с рядом причин. В первую очередь по причине того, что последние десятилетия наблюдается высокий темп роста числа оборудования, которое отработало свой срок службы. В Российской Федерации еще в 2000 году доля такого оборудования превысила 50% от общего числа оборудования. Так же по причине недостаточного финансирования в течение продолжительного времени планово-профилактические работы проводились в неполном объеме, что привело к снижению качества и надежности энергоснабжения, а также к увеличению степени повреждаемости электрооборудования.

The article presents an analysis of the parameters of the study of electrical equipment using thermal imaging equipment. The main advantages and disadvantages of this method are given. Recently, the issues of diagnostics of electrical equipment are gaining great relevance. Due to the fact that in recent years we have had a high service life. In Russia in 2000, the share of such equipment exceeded 50% of the total number of equipment. The implementation of planned and preventive work carried out in an incomplete state has led to a decrease in the quality and reliability of energy supply, as well as to the need for electrical equipment.

Ключевые слова: диагностика электрооборудования, тепловизионный метод, трансформатор, надежность, дефектовка, повреждаемость электрооборудования.

Key words: diagnostics of electrical equipment, thermal imaging method, transformer, reliability, fault detection, damage to electrical equipment.

Диагностика электрооборудования весьма актуальна по ряду причин. В последние годы наблюдается увеличение числа оборудования, отработавшего нормативный срок службы, такая картина характерна для трансформаторов на подстанциях 35-750 кВ, являющихся одним из их важнейших элементов, определяющих надежность электроснабжения [1].

Данная ситуация неизбежно привела к тому, что проблема оценки состояния и прогнозирования остаточного ресурса и работоспособности является одной из главных в системе обслуживания на сегодняшний день. Именно по этой причине большое внимание уделяется разработке методов и устройств диагностики, позволяющих осуществлять контроль состояния оборудования в процессе его эксплуатации.

По данным анализа отказов силовых трансформаторов, проведенного «ОРГРЭС», 60% отказов приходится на трансформаторы старше 12 лет.

Одним из современных и эффективных способов диагностики является тепловизионное обследование, которое позволяет обнаружить дефекты на ранней стадии [2]. Тепловизионные обследования по выявлению дефектов действующего электрооборудования позволяют провести оценку теплового состояния трансформаторов различного назначения в процессе их эксплуатации без снятия напряжения.

Суть тепловизионного метода диагностики заключается в дистанционном определении температурного поля на поверхности контролируемого устройства посредством измерительной аппаратуры, составлении термограммы и ее анализа с использованием ЭВМ для определения места и вида дефекта и принятия решения о возможности или недопустимости дальнейшей эксплуатации оборудования [3]. Наличие дефекта при такой диагностике характеризуется отклонением температуры в зоне дефекта по сравнению с температурой качественными участками. Такая диагностика электрооборудования информативна, экономична и удобна для мониторинга технического состояния электрооборудования.

Преимуществами тепловизионной диагностики электрооборудования по сравнению с другими методами неразрушающего контроля являются:

- обследование объектов в процессе эксплуатации без снятия напряжения;
- возможность классификации дефектов по степени их опасности;
- возможность объективного документирования обнаруженных дефектов [4].

Основным недостатком тепловизионного обследования является технические требования к устройствам, используемым в рамках обследования, к ним относятся:

- спектральный диапазон - 2,5-5,0 или 8,0-14,0 мкм;
- погрешность измерения температуры - $\pm 2,00$ °С;
- чувствительность - 0,20 °С; - диапазон измеряемых температур - -20°С - +150 °С;
- формат изображения - не менее 320 на 240 элементов для тепловизоров и не менее 100 элементов для сканеров;
- количество сохраняемых изображений - не менее 30;
- температурные условия работы - -15°С +50°С [5].

Проведенный в РАО «ЕЭС России» анализ повреждений маслonaполненного оборудования показал, что в силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах 87,7 % повреждений в основном приходится на три узла - маслonaполненные вводы, обмотки и устройства регулирования под нагрузкой и устройства регулирования напряжения без нагрузки.

Кроме того, число повреждений начинает активно расти после преодоления трансформатором половины срока его службы. На рис. 1 приведен график зависимости количества повреждений от срока эксплуатации трансформаторов.

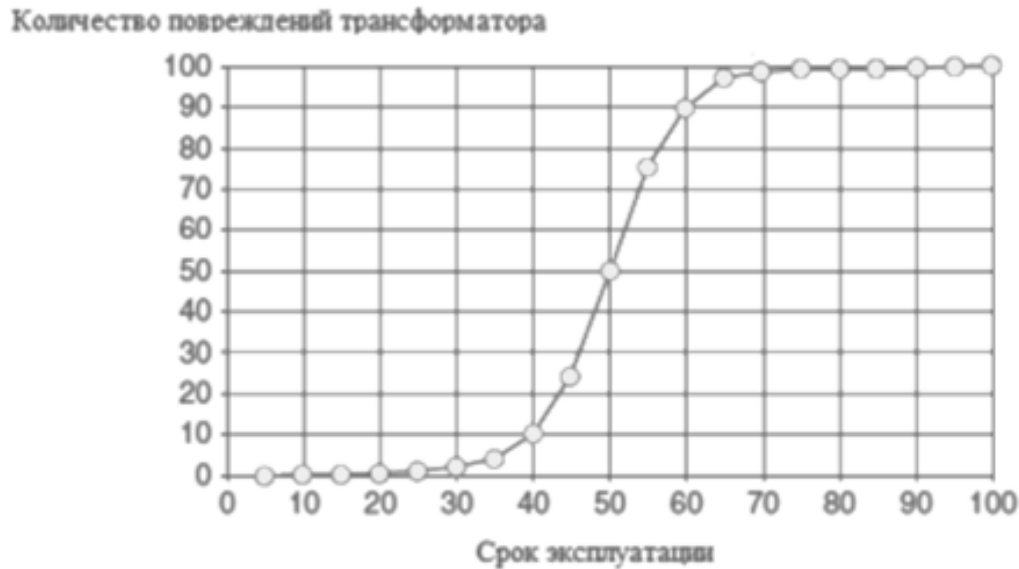


Рис. 1. Зависимость количества повреждений трансформатора от срока его эксплуатации

По этой причине при проведении тепловизионного обследования трансформаторов именно данным узлам следует уделить особое внимание. В процессе анализа результатов обследования с помощью тепловизионного оборудования важно учитывать конструктивные особенности исполнения рассматриваемого типа трансформатора, а именно способ охлаждения обмоток и магнитопровода, также немаловажным являются факторы условий эксплуатации и ее длительности [6].

Для этого необходимо провести предварительную подготовку к обследованию, которая заключается в изучении паспортных и конструктивных данных трансформатора, срока и условий эксплуатации, данных о проведенных ремонтных работах и их результатах, а также степени загрузки трансформатора [7].

Завершающим этапом тепловизионного обследования трансформатора является составление отчета, в котором фиксируется перечень обнаруженных дефектов и их степень, а также приводятся рекомендации и мероприятия по их устранению, важно приложить термограммы с их привязкой к видеоизображению, для упрощения устранения и последующего контроля [8]. Данный объем информации позволяет планировать ремонтные работы, опираясь не только на нормативы, но и используя мониторинг актуального состояния агрегата и его узлов по результатам тепловизионного обследования [9].

Тепловизионное обследование главным образом направлено на диагностику маслонаполненных трансформаторов тока, оно позволяет оценить состояние как внутренних, так и внешних контактных соединений [10].

Учитывая специфику функционирования измерительных и релейных трансформаторов тока на начальном этапе подготовки к обследованию необходимо обратить внимание на количество и величину токов контактной сети, ко-

торые протекают по обмоткам, кроме того важно обратить внимание на результаты измерения характеристик изоляции обмоток [11].

Необходимо выполнить пофазное сравнение температур, которые измерялись в идентичных зонах поверхности крышек трансформатора тока, при этом разность температур не должна превышать $0,3^{\circ}\text{C}$. Нагревание контактов внутреннего переключающего устройства на термограмме проявляется в виде температурной аномалии на поверхности расширителя [12]. При превышении температуры более чем на $10 - 15^{\circ}\text{C}$ можно говорить об аварийном состоянии переключателя [13].

Маслонаполненные трансформаторы напряжения серии НКФ работают в режиме насыщения, по этой причине при тепловизионном обследовании на термограмме наблюдается повышение температуры на фарфоровой крышке [14]. Кроме того, повышенный нагрев трансформатора напряжения может быть вызван потерями в стали магнитопровода в виду ее повреждений, витковых замыканий в обмотках или из-за попадания влаги и загрязнения [15].

Таким образом, можно заключить, что тепловизионный метод имеет ряд значимых преимуществ, таких как дистанционность, наглядность, объективность, высокая производительность и оперативность, по сравнению с традиционными методами диагностики электрооборудования. Это делает его весьма привлекательным и эффективным при необходимости обследования большой группы разнородных объектов электрооборудования в процессе его эксплуатации без отключения нагрузки. Кроме того, тепловизионные обследования электрооборудования могут применяться при периодическом обследовании, что дает возможность оперативно обнаруживать дефекты на ранней стадии их развития.

Библиографический список

1. **Фетисов, Л.В.** Повышение качества электрической энергии в сетях низкого напряжения / Л.В. Фетисов, Н.В. Роженцова, О.А. Булатов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20. – №. 11-12.
2. **Федотов, А.И.** Методика проверки эффективности токоограничивающего устройства для снижения глубины провала напряжения / А.И. Федотов [и др.] // Промышленная энергетика. – 2016. – №12. – С. 28-33.
3. **Фетисов, Л.В.** Анализ замеров показателей качества электроэнергии и расчёт экономической эффективности после установки вольтодобавочного трансформатора / Л.В. Фетисов, В.Р. Иванова, О.А. Булатов // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon): Vladivostok, 2018. P. 1-4.
4. **Кашин, Я.М.** Инфракрасная диагностика состояния электрооборудования // Промышленная энергетика. – 2016. - №3. – С. 63.
5. **Логинава, Е.П.** Прогнозирование работоспособности силовых трансформаторов на основе ХАРГ. – 2017.
6. **Хальясмаа, А.И.** и др. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учеб. пособие / А.И. Хальясмаа [и др.] – 2015.

7. **Сиухин, Р.В.** Оценка состояния оборудования подстанции с использованием ик-термографии / Р.В. Сиухин, Е.С. Дубкова // Сетевой научный журнал ОрелГАУ. – 2017. – №. 1. – С. 99-102.
8. **Сиволап, Е.А.** Анализ существующих методов диагностики силовых трансформаторов / Е.А. Сиволап, В.Г. Басманов, В.М. Холманских // Общество. Наука. Инновации (НПК-2017). – 2017. – С. 2108-2118.
9. **Воронов, А.В.** Диагностика состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, масляных реакторов с помощью средств инфракрасной техники / А.В. Воронов [и др.] // Введение в энергетику. – 2016. – С. 232-232.
10. **Прахов, И.В.** Методы оценки технического состояния высоковольтного трансформатора / И.В. Прахов [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – №. 3.
11. **Голованов, А.Д.** Тепловизионный метод диагностики трансформаторного оборудования // Новые задачи технических наук и пути их решения. – 2017. – С. 85-87.
12. **Шпиганович, А.Н.** Диагностика трансформаторов с помощью метода ХАРГ и тепловизионного контроля / А.Н. Шпиганович [и др.] // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2018. – №. 4. – С. 3-12.
13. **Волков, В.А.** Возможности применения тепловизионного контроля в качестве основного, для диагностики технического состояния силовых трансформаторов в АПК // Проблемы и перспективы развития агропромышленного комплекса России. – 2017. – С. 4-5.
14. **Черниченко, А.В.** Прогнозирование срока службы трансформаторов с использованием тепловизионного контроля // Internationalinnovationresearch. – 2019. – С. 59-61.
15. **Иванов, Д.А., Подъячих, С.В.** Инфракрасная диагностика силовых трансформаторов / Д.А. Иванов, С.В. Подъячих // Актуальные вопросы инженерно-технического и технологического обеспечения АПК. – 2019. – С. 117-123.

УДК 621.3.084.872

DOI 10.46960/39255930_2020_262

Л.В. Фетисов, Д.Г. Маврин**ПРИМЕНЕНИЕ LI-ИОН АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ
ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПЕРВОЙ И ОСОБОЙ
КАТЕГОРИЙ**

Казанский государственный энергетический университет

Изложена краткая информация о различной химии в аккумуляторах для питания электроприемников первой и особой категории. Было рассмотрено шесть основных химий в Li-ion батареях по шести основным параметрам, наиболее критичным для электроприемника.

In the text of the report, we are talking about various chemicals in batteries for powering electric receivers of the first and special categories. 6 main chemicals in Li-ion batteries were considered for 6 main parameters, the most critical for the electric receiver.

Ключевые слова: аккумулятор, химия, li-ion, категория потребителя, ИБП.

Key words: battery, chemistry, li-ion, consumer category, UPS

Введение

Прежде всего стоит построить причинно-следственную связь, дабы связать требования к электроснабжению первой особой категории и химии в Li-ion батареях. Для этого мы обратимся к ПУЭ 7, глава 1.2., раздел «Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения». В пункте 1.2.18 сказано, что всех потребителей стоит разделить на 4 категории, а в пункте 1.2.19 сказано, как эти категории нужно питать. Для первой особой категории есть следующие требования: «Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания», а для особой: «Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания», а далее написано, что этими дополнительными независимыми источниками питания могут стать «предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи». Если в роли резервного источника для первой и особой категории используют источники бесперебойного питания (далее ИБП), то есть смысл ознакомиться с его принципиальной схемой рис. 1 [1].

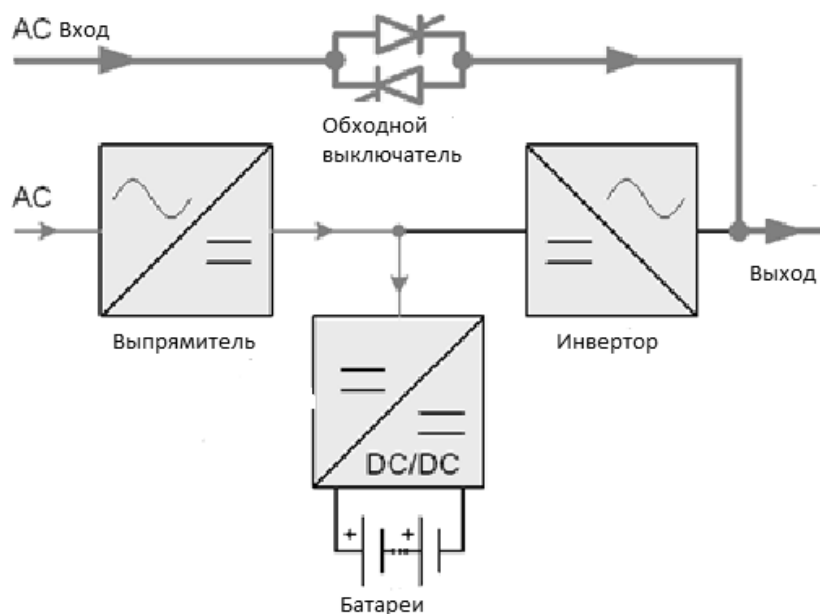


Рис. 1. Принципиальная схема ИБП

ИБП, как правило, состоит из следующих основных узлов:

- 1) выпрямитель/зарядное устройство;
- 2) инвертор;
- 3) батарея (в нашем случае на li-ion химии);
- 4) обходной переключатель/ байпас (статический/серверный).

Так как речь далее пойдет про химию в li-ion аккумуляторах, стоит отойти от ИБП и детальнее рассмотреть пункт 3. Аккумуляторные батареи – самое распространенное решение в области накопления энергии, применяемое в ИБП. Батарея представляет собой комплект связанных между собой ячеек, которые обеспечивают резервное питание в течение достаточно длительного времени (от 6 минут до нескольких часов), заменяя питание от электросети по мере необходимости [2].

Варианты исполнения Li-ion аккумуляторов

На сегодняшний день все Li-ion аккумуляторы используют неметаллический раствор, содержащий ионы лития в качестве электролита. Этот раствор является проводником электронов, который позволяет протекать току между двумя электродами, катодом (+) и анодом (-) [3]. Катод представляет собой металлоксид, а анод выполнен из пористого углеродного материала.

Эксплуатационные характеристики батареи будут меняться по мере изменения материалов или их химической модификации. Производители заменяют материалы и (или) используют добавки различных элементов, чтобы повлиять на работу конкретной ячейки. Некоторые батареи, например, спроектированы таким образом, чтобы на выходе получалась максимальная энергетическая емкость, и готовое изделие могло обеспечить длительное время работы, измеряемое в часах. Такие ячейки часто называют «energycells», или «энергетиче-

скими клетками». «Powercells» или «силовые элементы», с другой стороны, настраиваются таким образом, чтобы обеспечить очень высокую плотность мощности (то есть удельную мощность), но с более низкой энергоемкостью, вся ее мощность может быть подана на нагрузку в течение короткого периода времени. Поскольку системы ИБП, как правило, сконфигурированы так, чтобы «расходовать» свои батареи за короткий промежуток времени (минуты), используются, в большинстве случаев, силовые элементы. Таким образом, батареи проектируются для их предполагаемого применения, исходя из того, будут ли они работать в продолжительном режиме, или же рассчитывают их на короткий промежуток времени. В свою очередь новые химические технологии разрабатываются и тестируются ежедневно, это позволяет еще больше расширить границы технологии литий-ионных аккумуляторов [5].

Распространенный способ дифференциации типов литий-ионных аккумуляторов основан на их основном активном химическом материале, который придает аккумулятору его уникальные по сравнению с другими литий-ионными аккумуляторами, присущие только ему свойства [4]. Далее представлены шесть наиболее распространенных типов химии:

- Литий-кобальтовые аккумуляторы (LiCoO_2);
- Литий-марганцевые аккумуляторы (LiMn_2O_4 или “LMO”);
- Литий-никель-марганец-кобальт-оксидные или NMC аккумуляторы (LiNiMnCoO_2 или “NMC”);
- Литий-железо-фосфатные аккумуляторы (LiFePO_4);
- Литий-никель-кобальт-алюминиевый аккумуляторы (LiNiCoAlO_2);
- Литий-титанатный аккумуляторы ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$).

В таблице показано, как различные типы химии варьируются от одного параметра к другому с точки зрения их ключевых атрибутов.

Типы химии в li-ion батареях

Тип химии	Удельная энергоемкость	Удельная мощность	Безопасность	Производительность	Продолжительность работы	Стоимость
LiCoO_2 (LCO)	Самая высокая	Средняя	Средняя	Высокая	Средняя	Средняя
LiMn_2O_4 (LMO)	Высокая	Высокая	Высокая	Средняя	Средняя	Средняя
LiNiMnCoO_2 (NMC)	Самая высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Средняя
LiFePO_4 (LFP)	Средняя	Самая высокая	Самая высокая	Высокая	Самая высокая	Средняя
LiNiCoAlO_2 (NCA)	Самая высокая	Высокая	Средняя	Высокая	Высокая	Высокая
$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ (LTO)	Средняя	Высокая	Самая высокая	Самая высокая	Самая высокая	Самая высокая

Нельзя, однозначно рекомендовать, какую химию батарей выбрать для первой и особой категории потребителей. На каждом объекте, в каждой системе электропитания есть ряд своих требований. Где-то батарейкам нужно продержаться 5 минут до запуска дизель-генераторной установки, в таком случае нам нужны батарейки с максимальной удельной мощностью, где-то батарейный массив будет работать до конца аварийной ситуации, и в этом случае необходима высокая производительность и продолжительность работы. LiNiCoAlO₂ аккумуляторы выглядят очень интересно в плане удельной энергоёмкости, производительности и продолжительности работы, но технологию не назвать дешевой, да и в плане термической стабильности куда предпочтительнее выглядят LFP, LMO и NMC. LTO может иметь низкую ёмкость, но эта химия переживает большинство других батарей с точки зрения продолжительности жизни, а также имеет лучшие показатели холодной температуры.

Есть и другие аспекты, помимо химии, которые отличают одну батарею от другой. Отдельные элементы батареи могут быть упакованы по-разному, и это оказывает влияние на производительность батареи. Существуют призматические мешочки и банки, а также цилиндрические банки. То, как элементы упакованы, а также тип и качество материалов, используемых при их изготовлении, влияет на батарею с точки зрения веса, плотности энергии, способности проводить тепло, долговечности (безопасности) и цены.

Библиографический список

1. **Уэн, С.** Выравнивание заряда батарей обеспечивает долгое время работы и продлевает срок службы. / Уэн С. -США: Техас Инструментс. 2010. С. 14.
2. **Фетисов, Л.В.** Использование альтернативных источников энергии для энергообеспечения жилых и производственных помещений / Фетисов Л.В., Шрыков И.В. // Международная научно-практическая конференция «Инновации в науке и практике»: сб. тез. докл. Барнаул, 2018. С. 75-79.
3. **Victor Avelar.** Battery Technology for Data Centers: VRLA vs. Li-ion / White Paper 229.
4. **Patrick Donovan.** FAQs for Using Lithium-ion Batteries with a UPS / White Paper 231.

УДК 621

DOI 10.46960/39255930_2020_266

Д.А. Филатов, В.В. Белов**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ИНФРАКРАСНОЙ ДИАГНОСТИКИ
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 6(10)/0,4 КВ**

Нижегородская государственная сельскохозяйственная академия

В настоящее время для быстрого исследования на нагрев трансформаторных подстанций начали использовать тепловизоры. Выгода от применения таких устройств – это повышение надёжности работы подстанции за счёт быстрого и точного анализа на выявление быстроразвивающихся дефектов, значительное сокращение времени на диагностику и снижение затрат на проведение контроля состояния оборудования. В статье описываются результаты исследования инфракрасной диагностики трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ в двух районах.

Currently, thermal imagers have begun to be used for rapid research on heating transformer substations. The benefit from the use of such devices is an increase in the reliability of the substation through quick and accurate analysis to identify rapidly developing defects, a significant reduction in the time for diagnostics and a decrease in the cost of monitoring the condition of the equipment. The article describes the results of a study of infrared diagnostics of 6 (10) / 0.4 kV transformer substations in two regions.

Ключевые слова: тепловизионный контроль, анализ на выявления дефектов, степени нагревов.

Key words: thermal imaging control, analysis for detecting defects, degree of heating

Введение

Диагностический подход электрических подстанций требует особого внимания к обслуживанию его электрических частей. Поскольку отказ оборудования может быть дорогостоящим как для энергоснабжающей организации, так и для конечных пользователей в плане потери продукции и выручки, приводя к снижению доходов предприятий энергоснабжения в результате ненадежного обслуживания. Так как перегрев, как и аномально низкие рабочие температуры, может указывать на ухудшение состояния электрических компонентов, тепловизоры способны предоставить возможности диагностики, необходимые для обслуживания подстанций и распределительных устройств.

Материалы и методы

Обязательный тепловизионный контроль электрооборудования предусмотрен требованиями [1]. Периодичность обязательного тепловизионного обследования электрооборудования распределительных устройств [2]:

- а) на напряжение 330-750 кВ — ежегодно;
- б) на напряжение 110-220 кВ — раз в два года;
- в) на напряжение 35 кВ и ниже — раз в три года.

При правильном обследовании тепловизионным оборудованием [3] можно обнаружить различные дефекты электрооборудования. Уникальность тепловизионной диагностики электрооборудования обусловлена тем, что диагностика проводится при задействованном оборудовании под полной нагрузкой сетей и электрооборудования, что дает реальную картину происходящих процессов во всех узлах, а также в тех местах, где сложно подобраться.

Ремонт и диагностика трансформаторных подстанций также должны осуществляться по соответствующим требованиям [4], [5].

На основе проведенного анализа выявлено три степени неисправности электрооборудования, представленные в табл. 1.

Таблица 1

Стадии нагрева электрооборудования подстанций

Стадия неисправности	Зафиксированная температура в °С	Степень неисправности
1	28-35	Начальная степень неисправности. Следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику
2	36-60	Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.
3	61 –>	Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения

Для проведения анализа трансформаторных подстанций были выбраны два района ПАО «МРСК Центр» - «Смоленскэнерго» Сафоновский РЭС филиала, состоящий из 27 подстанций, и Ярцевский РЭС, состоящий из 27 подстанций.

Результаты и обсуждения.

Результаты анализа тепловизионного исследования Сафоновского РЭС показаны на рис. 1, 2.

Анализ показал, что больше всего нагревов Сафоновского РЭС присутствует на стороне 0,4 кВ (75%). Наибольшее количество нагревов приходится на начальный дефект (44%). Однако больше половины нагревов (56%) приходится

на развившийся и аварийный дефект, что требует принятия мер по их устранению.

Результаты анализа тепловизионного исследования Ярцевского РЭС показаны на рис.3, 4.

Анализ показал, что больше всего нагревов Ярцевского РЭС присутствует на стороне 0,4 кВ (85%). Наибольшее количество нагревов приходится на начальный дефект (57%). К аварийному и развивающемуся дефекту относится меньше половины нагревов (43%), однако они тоже нуждаются в немедленном устранении.

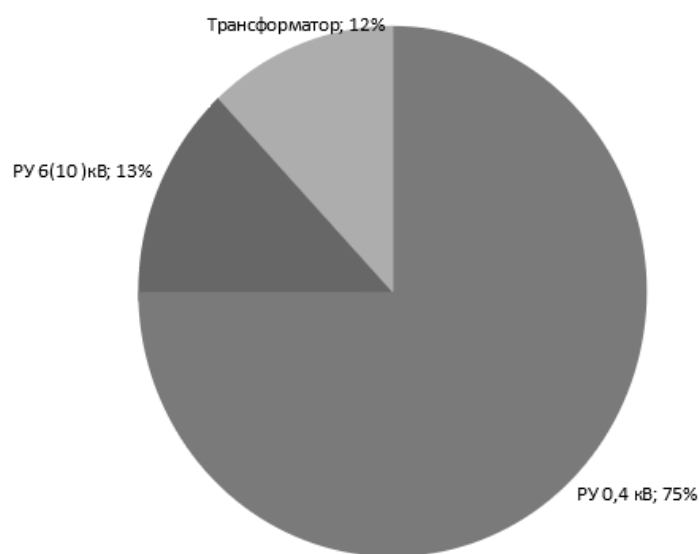


Рис. 1. Результаты анализа инфракрасной диагностики Сафоновского РЭС по типу оборудования

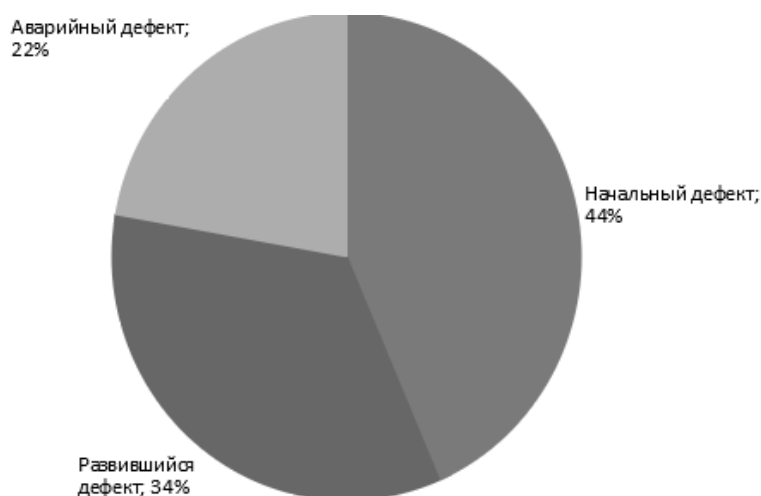


Рис. 2. Результаты анализа инфракрасной диагностики Сафоновского РЭС по уровню дефекта

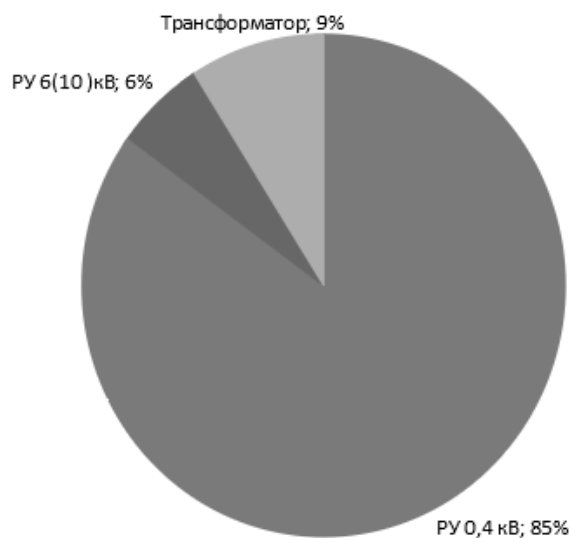


Рис.3 Результаты анализа инфракрасной диагностики Ярцевского РЭС по типу оборудования

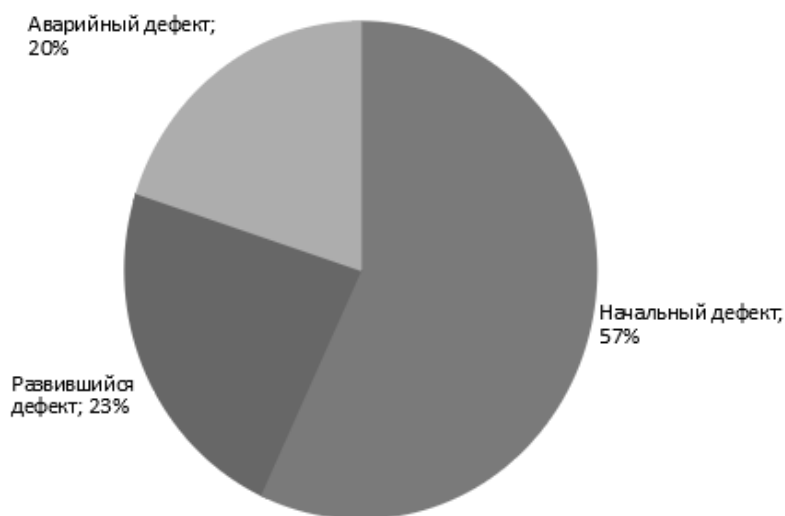


Рис 4. Результаты анализа инфракрасной диагностики Ярцевского РЭС по уровню дефекта

Выводы

На основании проведенной ИК-диагностики электрооборудования подстанций 6(10)/0,4 кВ установлено, что наибольшее количество нагревов присутствует на стороне 0,4 кВ Сафоновского РЭС (75%), Ярцевского РЭС (85%), при этом нагревы Сафоновского РЭС (56%), Ярцевского РЭС (43%) приходятся на развившийся и аварийный дефект, что требует принятия мер по их устранению.

Библиографический список

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-1.300-97.
2. Тепловизионная диагностика подстанций [Электронный ресурс]
<https://teplovizo.ru/teplovizionnaya-diagnostika-podstanciy.htm>.
3. ГОСТ Р 8.619-2006 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Приборы тепловизионные измерительные.
4. ГОСТ 14312-79. Контакты электрические.
5. ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний.

Секция 4. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 662.76.032

DOI 10.46960/39255930_2020_271

Е.А. Бойко, А.В. Страшников

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕПЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ОПЫТНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА ОСНОВЕ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА ДЛЯ НУЖД МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Сибирский федеральный университет, г.Красноярск

В статье приведены данные по химическому составу генераторного газа при различных режимах газификации твердого органического топлива (воздушном, паровоздушном, кислородном, парокислородном), полученные на пилотной (опытной) установке. Приведены результаты опробования пилотной (опытной) установки, а также расчетных технико-экономических характеристик ее промышленного аналога, выполненных на основе полученных опытных данных.

The article presents data on the chemical composition of generator gas under various modes of solid organic fuel gasification (air, steam, oxygen, paroxysmal) obtained at a pilot (experimental) installation. The results of testing a pilot (pilot) installation, as well as the calculated technical and economic characteristics of its industrial counterpart, performed on the basis of the experimental data obtained, are presented.

Ключевые слова: малая распределенная энергетика, когенерация, газификация угля, генераторный газ, химический состав, себестоимость, тарифы.

Key words: small distributed energy, cogeneration, coal gasification, generator gas, chemical composition, cost, tariffs.

В рамках федеральной технологической платформы «Малая распределенная энергетика», для решения задачи энергообеспечения потребителей децентрализованных районов субъектов РФ, с целью изучения перспективной технологии и варианта ее реализации в виде когенерационной газопоршневой электростанции для нужд малой распределенной энергетике на кафедре ТЭС СФУ была создана пилотная (опытная) когенерационная энергетическая установка мощностью 5,5 кВт на основе газификации твердого органического топлива, проведены пуско-наладочные испытания и исследованы различные режимы её работы с определением технико-экономических показателей [1].

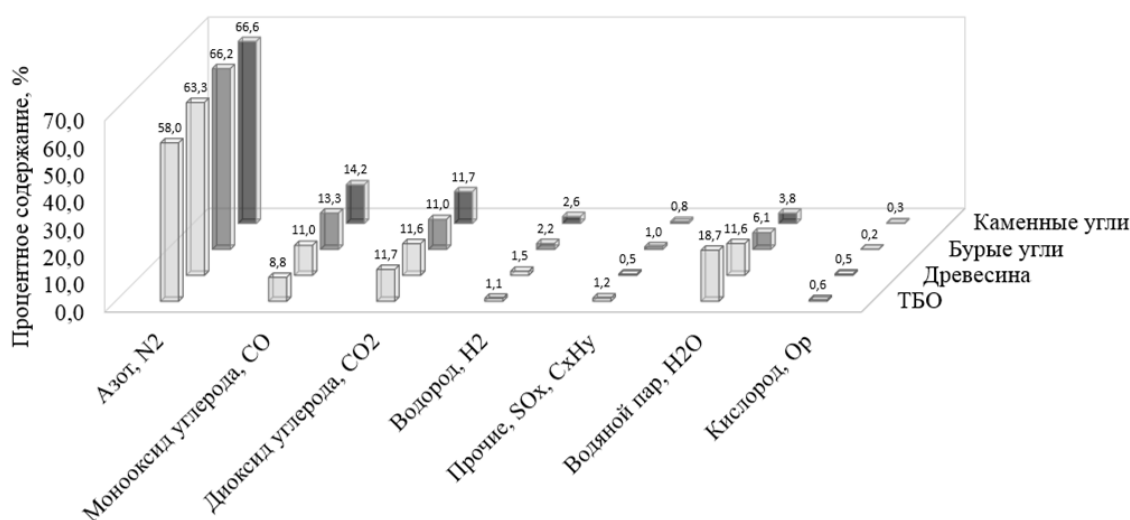
В процессе опытной эксплуатации для газификации были опробованы различные виды твердого органического топлива, наименование и химический состав которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики твердого органического топлива

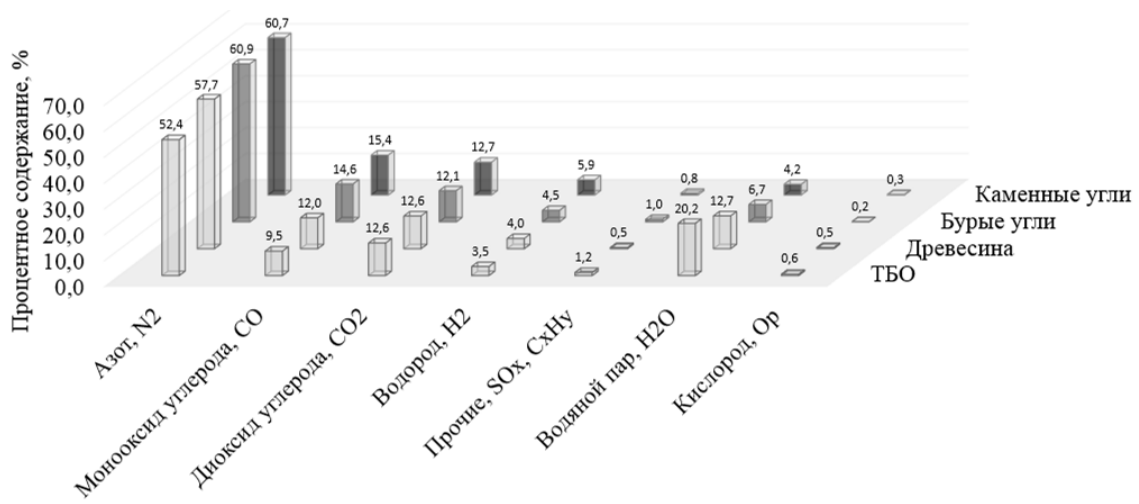
Наименование параметра	Твердые бытовые отходы (ТБО)	Древесина (деревянные чурки, щепа, кора)	Пеллеты	Бородинский бурый уголь марки Б2	Березовский бурый уголь марки Б2	Балахтинский бурый уголь марки Б3	Кокуйский каменный уголь	Черногорский каменный уголь
Общая влага топлива, % (W^p)	45.0	40.0	8.9	32.5	35.5	28.0	11.7	12.3
Зольность топлива средняя, % (A^p)	0.5	1.0	1.6	7.8	6.3	8.5	15.8	13.4
Общая сера топлива, % (S^p)	0.5	0.1	0.1	0.4	0.3	0.4	0.35	0.35
Углерод, % (C^p)	13.0	30.4	45.0	47.2	47.4	49.6	55.3	57.6
Водород, % (H^p)	6.0	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.4
Азот, % (N^p)	0.1	0.4	0.4	0.6	0.9	1.2	0.9	1.1
Кислород, % (O^p)	34.9	25.1	41.0	8.4	6.5	9.1	12.8	11.9
Выход летучих, V^c , %	35	85	85	48	48	48	38	38
Теплота сгорания, Q_{H}^p , МДж/кг	4.9	11.7	17.6	16.8	15.6	16.9	18.2	20.1

В качестве газифицирующего агента при проведении натурных испытаний установки были использованы разные среды: воздух, паровоздушная смесь, кислород, парокислородная смесь (Рис. 1) [2].

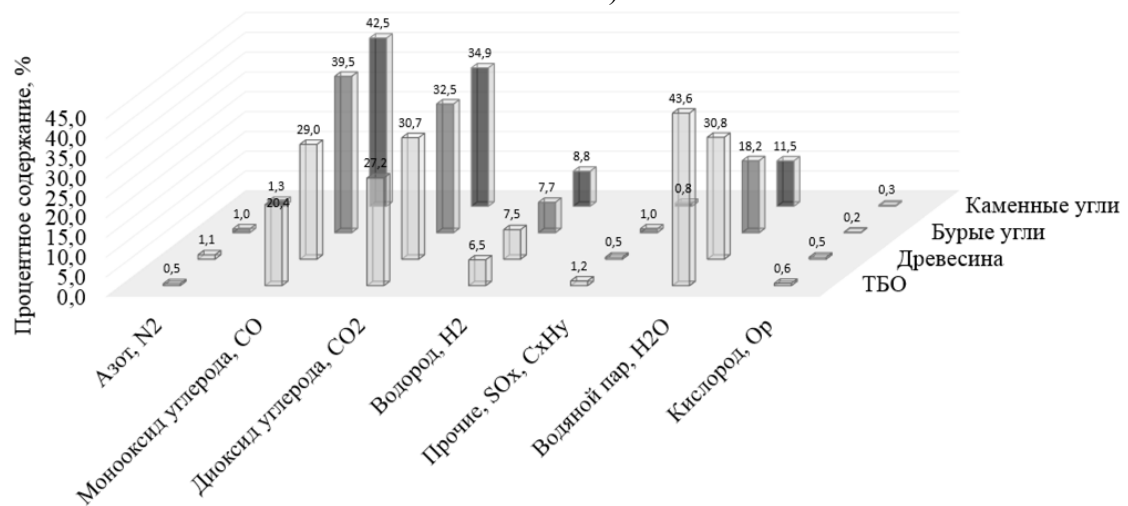


а)

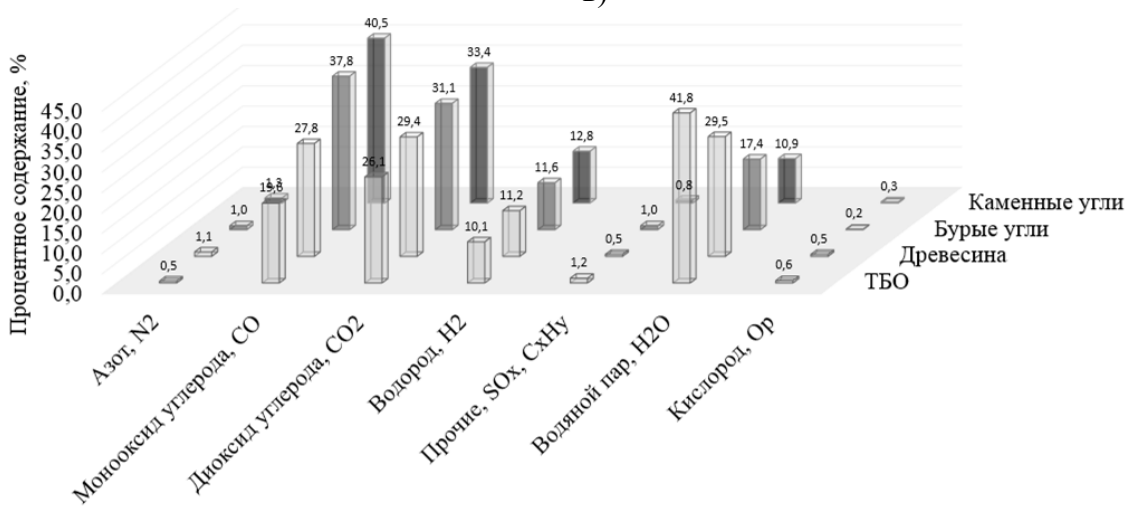
Рис. 1. Химический состав генераторного газа при воздушной (а), паровоздушной (б), кислородной (в), парокислородной (г) газификации твердого органического топлива (начало)



б)



в)



г)

Рис. 1. Химический состав генераторного газа при воздушной (а), паровоздушной (б), кислородной (в), парокислородной (г) газификации твердого органического топлива (окончание)

Генераторный газ, полученный на воздушном дутье, характеризуется значительным содержанием азота N_2 (до 67%), содержанием водяного пара H_2O (до 20%), вследствие этого пониженной теплотой сгорания Q_H^p (от 1228 кДж/м³ для твердых бытовых отходов до 2084 кДж/м³ для каменного угля) (рис. 2). Содержание водорода H_2 небольшое (1-3%), вследствие низких температур в зоне газификации (450 – 500 °С). Для маловлажного топлива (каменный уголь) характерны повышенные температуры в зоне газификации (более 700 °С), вследствие этого наблюдается некоторое увеличение выхода водорода (до 3%) и более высокие значения теплоты сгорания генераторного газа (до 2084 кДж/м³) [3].

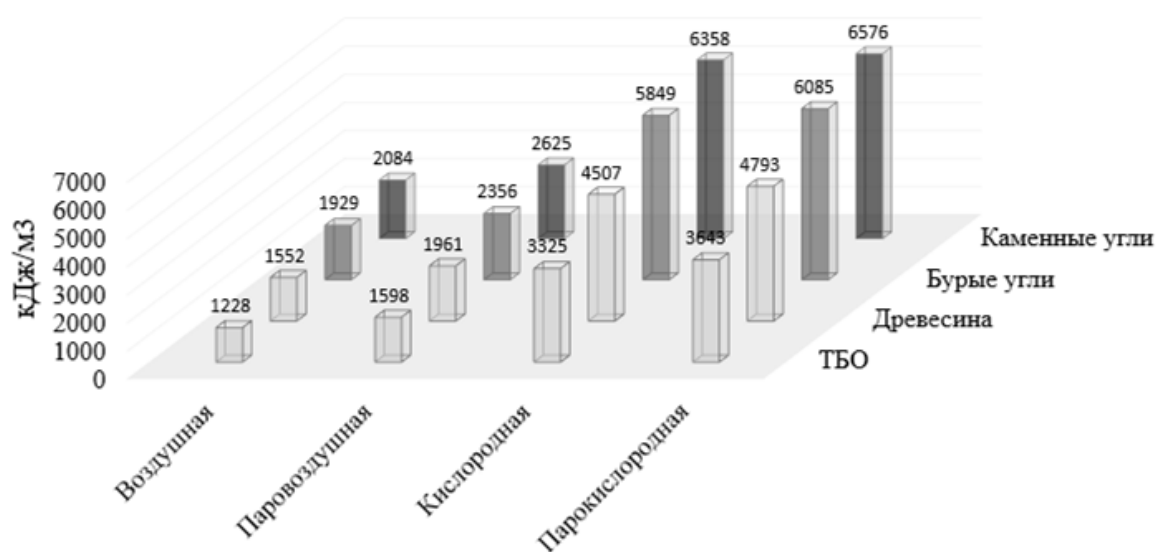


Рис. 2. Низшая теплота сгорания генераторного газа, Q_H^p

При добавлении насыщенного пара (10 – 15%) к воздушному дутью при газификации высоковлажного топлива (твердые бытовые отходы, древесина), температура в зоне газификации снижается значительно (до 320 – 350 °С), выход водорода практически прекращается, процесс газификации становится неустойчивым, теплота сгорания генераторного газа существенно снижается (менее 1000 кДж/м³). При этом доля водяных паров в генераторном газе может достигать более 40%. По этой причине для высоковлажного топлива (твердые бытовые отходы, древесина) добавлять к воздушному дутью паровую присадку нецелесообразно. Ухудшение условий газификации, в том числе снижение температуры в зоне газификации, приводит к необходимости осуществлять смешение ТБО с низковлажным, структурированным топливом (пеллеты, каменный уголь) в определенной пропорции, и подавать ТБО на газификацию в смеси. В этом случае удастся повысить температуру в зоне газификации более 700 °С, получить выход водорода (до 4%) и более высокие значения теплоты сгорания генераторного газа (до 1598 кДж/м³). Для маловлажного топлива (каменный уголь), за счет более высокой температуры в зоне газификации (более 700 °С), ввод пара к воздушному дутью приводит к повышению выхода водорода (до 6.0%) и повышению теплоты сгорания генераторного газа (до 2625 кДж/м³) [4].

Генераторный газ, полученный на кислородном дутье, характеризуется практически полным отсутствием азота N_2 (до 1%), повышенным выходом водорода H_2 (6 – 9%) и более высокими значениями теплоты сгорания генераторного газа Q_H^p (от 3325 кДж/м³ для твердых бытовых отходов до 6358 кДж/м³ для каменного угля), а также существенным снижением, в 2-3 раза, объема выхода генераторного газа с 1 кг исходного топлива (с 3.78 м³ до 1.52 м³ для ТБО и с 8.38 м³ до 2.58 м³ для каменного угля) (рис. 3) [5].

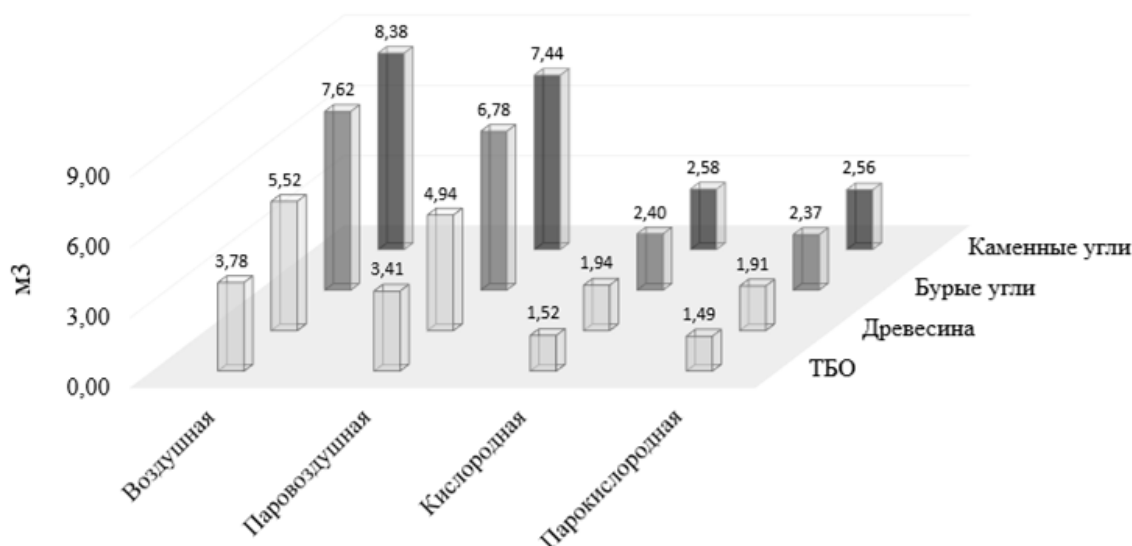


Рис. 3. Выход генераторного газа с 1 кг исходного топлива

Присадка пара к кислородному дутью приводит к повышению выхода водорода H_2 (10 – 13%) и повышению теплоты сгорания генераторного газа Q_H^p (от 3645 кДж/м³ для твердых бытовых отходов до 6576 кДж/м³ для каменного угля), при этом объем выхода генераторного газа с 1 кг исходного топлива практически не изменился [6].

Выводы

1. Газификация всех испытуемых видов топлива при различных режимах газификации (воздушная, паровоздушная, кислородная, парокислородная) привело к удовлетворительным результатам. При этом отмечаются несколько лучшие результаты газификации маловлажных топлив (пеллеты, каменные угли) по сравнению с высоковлажными (ТБО, древесина, бурые угли).

2. При газификации ТБО, с целью улучшения условий газификации, в том числе повышения температуры в зоне газификации, необходимо осуществлять смешение ТБО с низковлажным, структурированным топливом (пеллеты, каменный уголь) в определенной пропорции, и подавать ТБО на газификацию в смеси.

3. При газификации с использованием кислородного дутья, полученный генераторный газ характеризуется практически полным отсутствием азота N_2 (до 1%), вследствие этого повышенным теплосодержанием (от 3325 кДж/м³ для

твердых бытовых отходов до 6358 кДж/м³ для каменного угля), а также существенным снижением, в 2-3 раза, объема выхода генераторного газа с 1 кг исходного топлива (с 3.78 м³ до 1.52 м³ для ТБО и с 8.38 м³ до 2.58 м³ для каменного угля). Но при этом дополнительные затраты на получение кислорода (капитальные затраты на установку разделения воздуха и эксплуатационные затраты на ее обслуживание) приводят к тому, что общий экономический эффект становится отрицательным, также при этом появляется необходимость обеспечения дополнительных мер по взрыво- и пожаробезопасности.

4. Расчетная себестоимость выработки электрической энергии на перспективной установке промышленного образца составила 5–7 руб./кВт*ч. Расчетная себестоимость комбинированной выработки тепловой энергии оставила 1750-1950 руб./Гкал[7]. Большие значения характерны при работе установки на твердых бытовых отходах, меньшие – на каменном угле. Общий экономический эффект реализации мероприятий по замещению ДЭС и котельных когенерационными энергетическими установками составит 75 – 197 млрд руб./год [8].

Библиографический список

1. **Бойко, Е.А.**, Когенерационная энергетическая установка на основе газификации твердого органического топлива для нужд малой распределенной энергетики / Е.А. Бойко, А.В. Страшников. – Промышленная энергетика, 2020, №2, С. 34-43.
2. **Копытов, В.В.** Пиролиз и перспективы газификации твердых топлив // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ, 2011, №3(8), С.15-19.
3. **Донской, И.Г.** Влияние смолообразования на эффективность процесса воздушной газификации биомассы в плотном слое // Проблемы энергетики, 2015, №5-6, С. 93-100.
4. **Донской, И.Г.** Численное исследование режимов работы одноступенчатого поточного газогенератора с паровоздушным дутьем // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика», 2017, Т. 17, №3, С. 13-23.
5. **Маляренко, В.А.** Преобразование энергии твердого топлива в газовые и жидкие энергоносители / В.А. Маляренко В.А., А.И. Яковлев // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит., 2010, №5(75), С. 36-47.
6. **Загрутдинов, Р.Ш.** Анализ работы газогенераторов Лурги при парокислородном и паровоздушном дутье / Р.Ш. Загрутдинов [и др.] // Всероссийский семинар кафедр вузов по теплофизике и теплоэнергетике: Тезисы докладов / Ин-т теплофизики им. С.С.Кутателадзе СО РАН, Сибирский федеральный ун-т, г. Красноярск, 13-15 мая 2009 г.- Новосибирск: ИТ СО РАН, 2009.- С. 36.
7. **Шестаков, Н.С.** Современные тенденции развития систем газификации угля / Н.С. Шестаков [и др.] // Промышленная энергетика, 2009, №2, С. 2-9.
8. **Николаев, Ю.Е.** Возможности создания энергокомплексов с газификацией топлива для энергообеспечения городов / Ю.Е. Николаев, А.Н. Мракин // Промышленная энергетика, 2009, №9, С. 2-7.

УДК 621.31

DOI 10.46960/39255930_2020_277

А.Н. Дадонов¹, Е.А. Кротков², И.А. Сенчев²**ВЛИЯНИЕ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕНИЯ
В ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**филиал АО «Системный оператор ЕЭС» Самарское РДУ¹,
Самарский государственный технический университет²

Рассматриваются проблемы поддержания напряжения у потребителей электрической энергии, связанные с прекращением генерации ветроэлектростанцией при снижении напряжения в прилегающем энергорайоне. Предложены технические мероприятия, направленные на решение данных проблем, приведены результаты расчетов, подтверждающие эффективность их реализации.

The problems of maintaining voltage among consumers of electric energy related to the cessation of the generation of wind farms while reducing voltage in the adjacent energy district are considered. Technical measures aimed at solving these problems are proposed, the results of calculations are confirmed, confirming the effectiveness of their implementation.

Ключевые слова: ветряная электростанция, регулирование напряжения; поддержание напряжения у потребителей; технические мероприятия по обеспечению требуемых уровней напряжения.

Key words: wind power plant, voltage control, maintaining voltage consumers; technical measures to ensure the required voltage levels.

Известно, что одним из основных источников реактивной мощности в энергосистеме является генерирующее оборудование электростанций [1]. Увеличение доли ветроэлектростанций (ВЭС) в энергосистеме приводит к повышению степени их участия в балансах активной и реактивной мощности, и как следствие, в поддержании напряжения у потребителей электрической энергии [2] в различных режимах.

В качестве исследуемого участка сети выбран энергорайон с нагрузкой, имеющий связи с энергосистемой по двум «слабым» связям напряжением 110 кВ и двум связям 220 кВ, ВЭС подключена на шины напряжением 110 кВ. Схема рассматриваемого энергорайона представлена на рис. 1.

В рамках проводимых расчётов моделируется послеаварийный режим, возникающий вследствие отключения одной из питающих энергорайон ЛЭП 220 кВ в условиях ремонта другой ЛЭП 220 кВ (отключение связей 220 кВ № 1 и № 2 на рис.1).

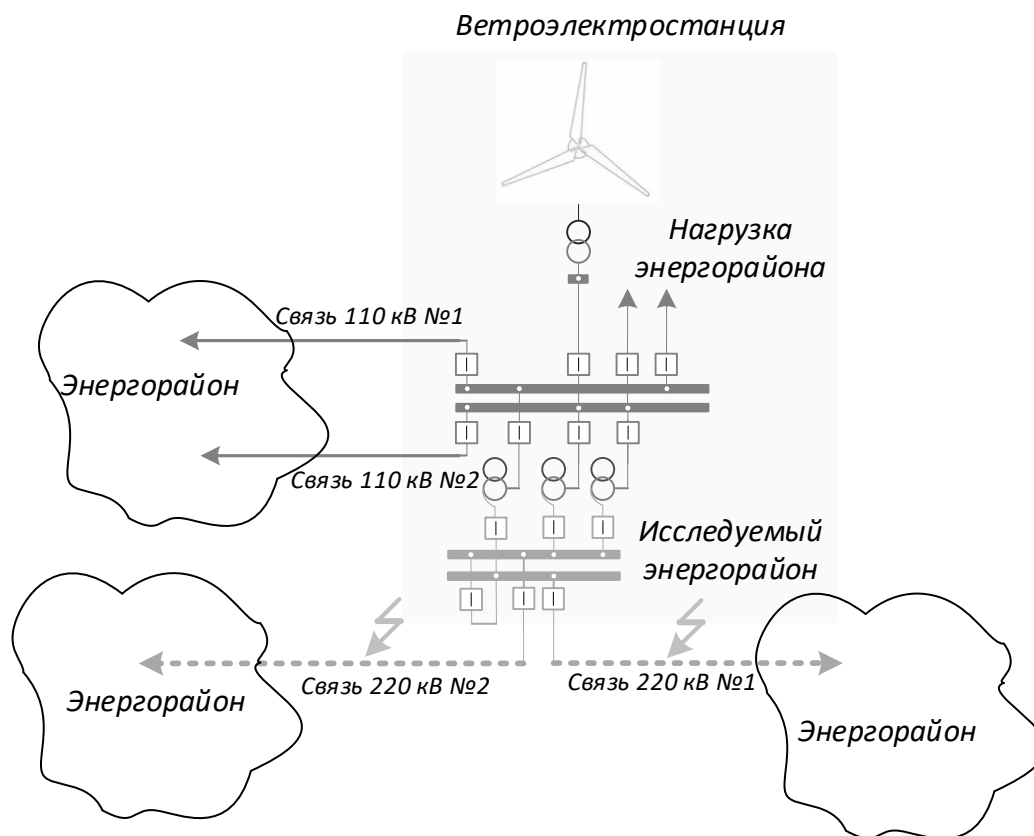


Рис. 1. Схема рассматриваемого энергорайона расположения ВЭС

Ввиду остающихся в работе двух «слабых» связей классом напряжения 110 кВ такой режим сопровождается возникновением дефицита мощности и, как следствие, значительным снижением напряжения на шинах объектов рассматриваемого энергорайона.

Согласно [2] должна быть обеспечена длительная работа ВЭС без отключения ВЭУ при отклонениях напряжения на шинах 110 кВ и выше (посредством которого осуществляется выдача мощности ВЭС) от минимально допустимого напряжения до наибольшего рабочего напряжения, определённого в соответствии с требованиями [3] и от минимально допустимого до аварийно допустимого напряжения продолжительностью не менее 20 мин.

При этом указанные величины допустимого напряжения определяются по формулам:

$$\text{Минимально допустимое напряжение } U_{\text{мин}} = 0,7U_{\text{ном}}(1 + K_U),$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ; K_U – коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки, равный 0,15.

$$\text{Аварийно допустимое напряжение } U_{\text{мин}}^{\text{ав}} = 0,7U_{\text{ном}}(1 + K_U), \text{ где } K_U = 0,10.$$

В соответствии с требованиями [3] при рассматриваемой схеме подключения ВЭС к сети напряжением 110 кВ величины допустимых напряжений составляют:

- минимально допустимое напряжение $U_{\text{мин}} = 0,7U_{\text{ном}}(1 + K_U) = 0,7 \cdot 110(1 + 0,15) = 88,55$ кВ должно обеспечиваться длительно (без ограничений по времени);
- аварийно допустимое напряжение $U_{\text{мин}}^{\text{ав}} = 0,7U_{\text{ном}}(1 + K_U) = 0,7 \cdot 110(1 + 0,1) = 84,7$ кВ. В диапазоне от 84,7 до 88,55 кВ работа ВЭУ должна обеспечиваться не менее 20 мин.

Согласно проведённым расчётам (рис. 2) в исследуемом энергорайоне напряжение на шинах 110 кВ подключения ВЭС в послеаварийном режиме составляет 87,83 кВ, работа ВЭУ в данном режиме должна обеспечиваться не менее 20 мин.

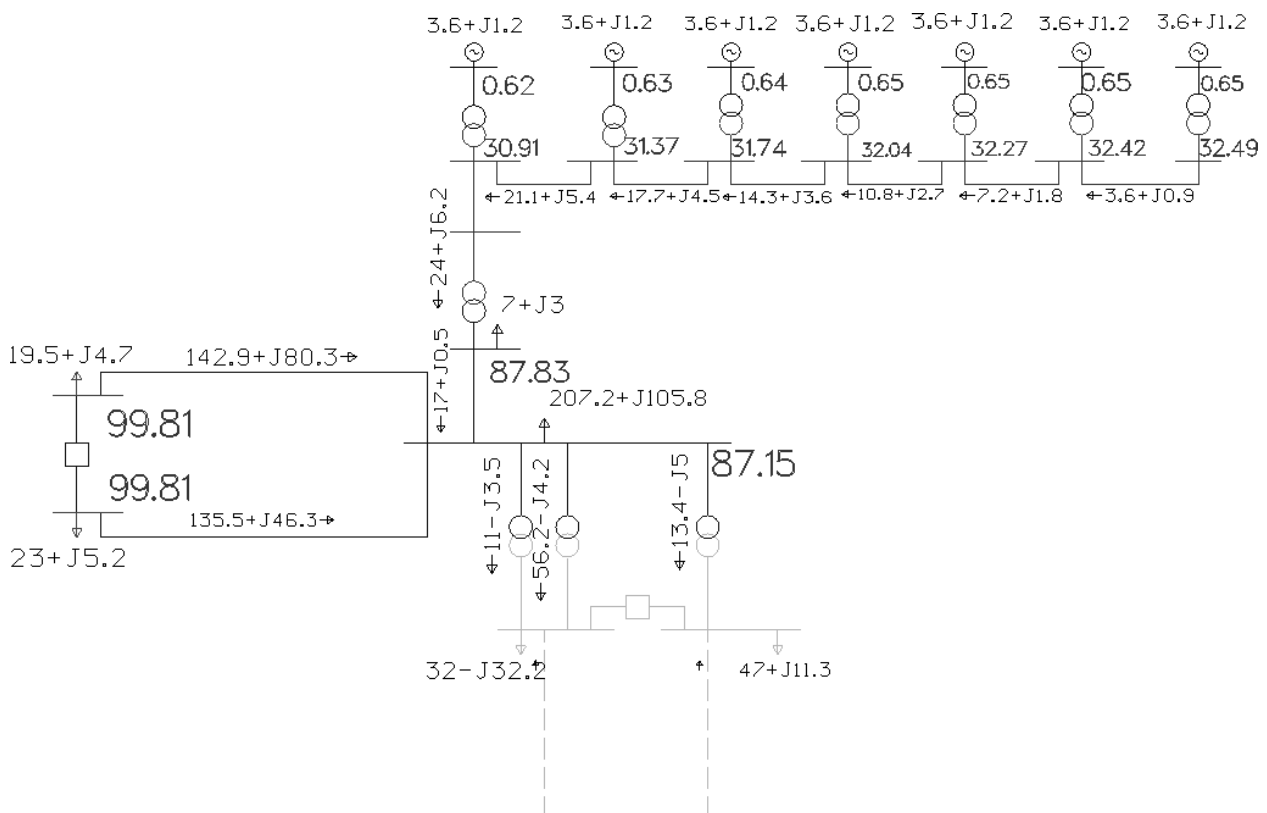


Рис. 2. Схема рассматриваемого энергорайона расположения ВЭС с отображением параметров электрического режима после отключения одной из питающих энергорайон ЛЭП 220 кВ в условиях ремонта другой ЛЭП 220 до отключения генерации ВЭС действием технологических защит ВЭУ

Напряжение на шинах низкого напряжения ВЭУ при этом составляет менее $0,9U_{\text{ном}}$ (0,63 кВ). Коэффициент трансформации повышающего силового трансформатора рассматриваемой ВЭС принят номинальным.

Настройка технологических защит каждого отдельно взятого ВЭУ обеспечивает контроль нахождения напряжения на выходе инвертора в диапазоне от 0,9 до 1,1 номинального значения напряжения. При выходе напряжения за

указанные пределы автомата с минимальной выдержкой времени, близкой к нулю, действует на отключение инверторного оборудования от электрической сети вместе с генерацией ВЭС.

В рассматриваемом на рис. 2 режиме работы электрической сети снижение напряжения на шинах низкого напряжения ВЭУ приводит к работе технологических защит ВЭУ на их отключение (рис. 3).

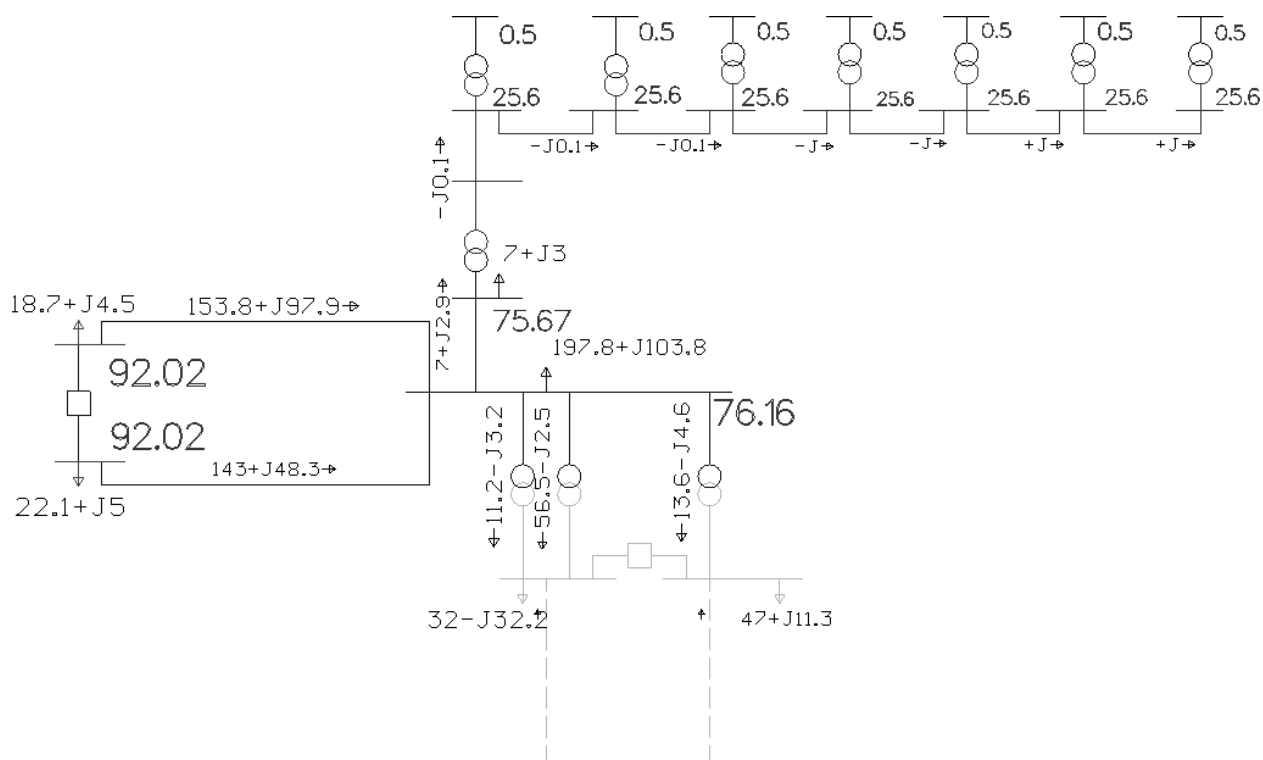


Рис. 3. Схема рассматриваемого энергорайона расположения ВЭС с отображением параметров электрического режима после отключения одной из питающих энергорайон ЛЭП 220 кВ в условиях ремонта другой ЛЭП 220 после отключения генерации ВЭС действием технологических защит ВЭУ

Напряжение на шинах 110 кВ подключения ВЭС в послеаварийном режиме составляет 75,67 кВ, что ниже величины аварийно допустимого напряжения и приводит к нарушению требований к обеспечению коэффициента запаса по статической устойчивости в узлах нагрузки. В соответствии с [2] в целях обеспечения требуемых уровней напряжения у потребителей электрической энергии необходима разработка технических мероприятий по обеспечению требуемого режима работы ВЭС в различных диапазонах напряжения.

В качестве технического мероприятия предлагается оснащение повышающего трансформатора 35/110 кВ ВЭС устройством РПН совместно с оснащением ВЭС дополнительным источником мощности (БСК).

Схема рассматриваемого энергорайона расположения ВЭС с отображением параметров электрического режима после отключения одной из питающих энергорайон ЛЭП 220 кВ в условиях ремонта другой ЛЭП 220 кВ, с учетом ус-

тановки неуправляемой БСК мощностью 10 Мвар на стороне 110 кВ ВЭС и одновременного изменения положения РПН повышающего трансформатора 35/110 кВ ВЭС в сторону повышения напряжения на шинах 35 кВ ВЭС приведена на рис. 4.

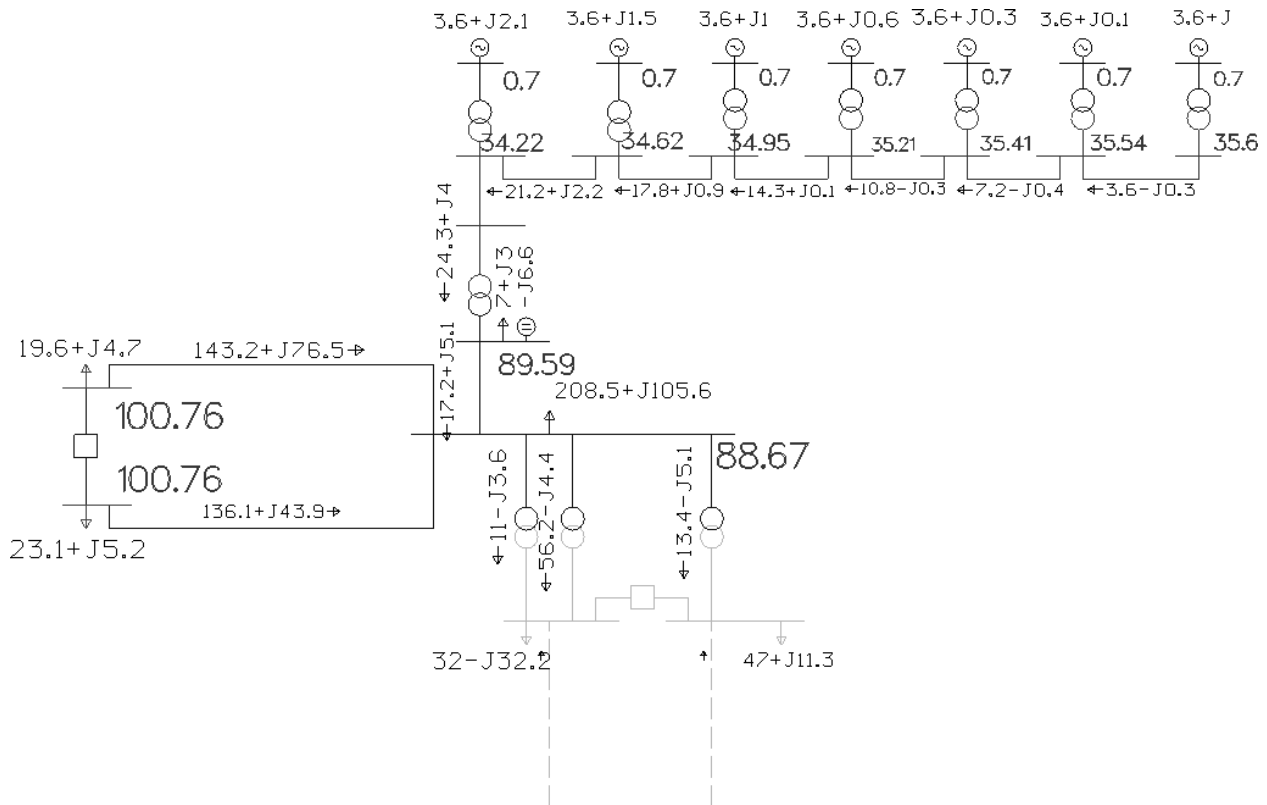


Рис. 4. Схема рассматриваемого энергорайона расположения ВЭС с отображением параметров электрического режима после отключения одной из питающих энергорайон ЛЭП 220 кВ в условиях ремонта другой ЛЭП 220 кВ

Напряжение на шинах низкого напряжения ВЭУ при этом соответствует $U_{\text{ном}}$, что обеспечивает работу ВЭС в данном режиме. При этом в сети 110 кВ наблюдается повышение напряжения выше величины минимально допустимого (89,6 кВ при минимально допустимом 88,55 кВ), что допустимо без ограничений по времени.

Заключение

Аварийное развитие событий, приводящих к нарушению требований к поддержанию напряжения у потребителей электрической энергии районов размещения ВЭС связано с режимом работы таких станций при снижении напряжения в прилегающей электрической сети.

В качестве технических мероприятий, направленных на поддержание напряжения у потребителей электрической энергии энергорайона размещения ВЭС, рассмотрено оснащение повышающего трансформатора электростанции

устройством РПН и дополнительными источниками реактивной мощности (БСК).

Библиографический список:

1. **Каланов, А.** Пять гигаватт возобновляемой энергетики — только начало. <https://www.snob.ru/entry/179025>.
2. *ГОСТ Р 58491–2019.* Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок (утв. и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.08.2019 г. № 519-ст). <http://docs.cntd.ru/document/1200167517>.
3. *ГОСТ Р 57382-2017.* Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст). <http://docs.cntd.ru/document/1200143498>.
4. Батарея статических конденсаторов 110-220 кВ
<http://khomovelectro.ru/catalog/bsk/batareya-staticheskikh-kondensatorov-110-220-kv.html>.

УДК 621.314

DOI 10.46960/39255930_2020_283

А.Б. Дарьенков, О.С. Хватов**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ВАРИАНТОВ
ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТЫ
ВРАЩЕНИЯ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Важным направлением развития распределенной энергетики России является разработка дизель-генераторных установок переменной частоты вращения. Регулирование частоты вращения вала двигателя внутреннего сгорания в функции мощности нагрузки обеспечивает снижение удельного расхода топлива до 30% и более. В статье рассматриваются варианты построения дизель-генераторных установок переменной частоты вращения. Проведен сравнительный анализ дизель-генераторных установок переменной частоты вращения по их удельной стоимости.

An important direction in the development of distributed energy in Russia is the development of variable-speed diesel generator sets. Adjusting the speed of the internal combustion engine shaft in the function of load power reduces the specific fuel consumption by up to 30% or more. The article discusses options for constructing diesel generator sets of variable speed. A comparative analysis of diesel generator sets of variable speed by their specific cost is carried out.

Ключевые слова: дизель-генератор, преобразователь частоты, синхронный генератор, электростанция.

Key words: diesel generator, frequency converter, synchronous generator, power plant.

Введение

На значительной части территории России потребители получают электроэнергию от автономных электростанций на основе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) с суммарным годовым расходом топлива 6 млн тонн. Поскольку электростанции работают с постоянной частотой вращения вала, то у них отсутствует возможность экономии топлива при пониженной нагрузке. В этой связи актуальной является разработка дизель-генераторных установок переменной частоты вращения (ДГПЧВ), обеспечивающих значительную экономию топлива (до 30% и более) [1].

Разработан ряд топологий силовых структур ДГПЧВ, в которых основным устройством, обеспечивающим стабилизацию параметров генерируемой электроэнергии, является полупроводниковый преобразователь [2-7]. Среди возможных структур построения ДГПЧВ можно выделить основные – наиболее приемлемые для практического применения (рис. 1):

- схема 1 – ДГПЧВ на основе матричного преобразователя частоты (МПЧ);
- схема 2 – ДГПЧВ на основе синхронного генератора (СГ) специального типа;
- схема 3 – ДГПЧВ на основе двухзвенного преобразователя частоты (ПЧ);
- схема 4 – ДГПЧВ на основе широтно-импульсного преобразователя (ШИП);
- схема 5 – ДГПЧВ на основе высокочастотного трансформатора.

Среди отмеченных вариантов ДГПЧВ можно выделить две группы, исходя из технических (аппаратных) способов стабилизации параметров генерируемой электроэнергии: трансформаторные (схемы 1, 3, 5) и бестрансформаторные топологии ДГПЧВ (схемы 2, 4).

Оценка удельной стоимости вариантов дизель-генераторных установок

Важным вопросом при выборе варианта ДГПЧВ является его удельная стоимость. Для этого проведен расчет себестоимости электростанций для вариантов автономных электростанций номинальной мощностью 4, 40 и 160 кВт. При расчете себестоимости учитывалась среднерыночная стоимость основных элементов электростанций: ДВС, СГ, преобразователей параметров электрической энергии, трансформаторов. Расчет себестоимости, конечно, является ориентировочным, но так как выполнялся по единой методике, то вполне может быть пригоден для сопоставительной оценки вариантов электростанций.

Результаты расчета себестоимости рассматриваемых вариантов автономных электростанций приведены в табл. 1–6. Стоимость системы управления для всех рассматриваемых вариантов автономных электростанций можно считать примерно одинаковой и несущественной по отношению к общей стоимости электростанций. Поэтому при сопоставительном анализе она не учитывалась.

Таблица 1

Себестоимость ДГУ постоянной частоты вращения

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс. руб.		
		ДВС	Генератор	ДГУ
1	4	55	65	120
2	40	710	190	900
3	160	1530	270	1 800

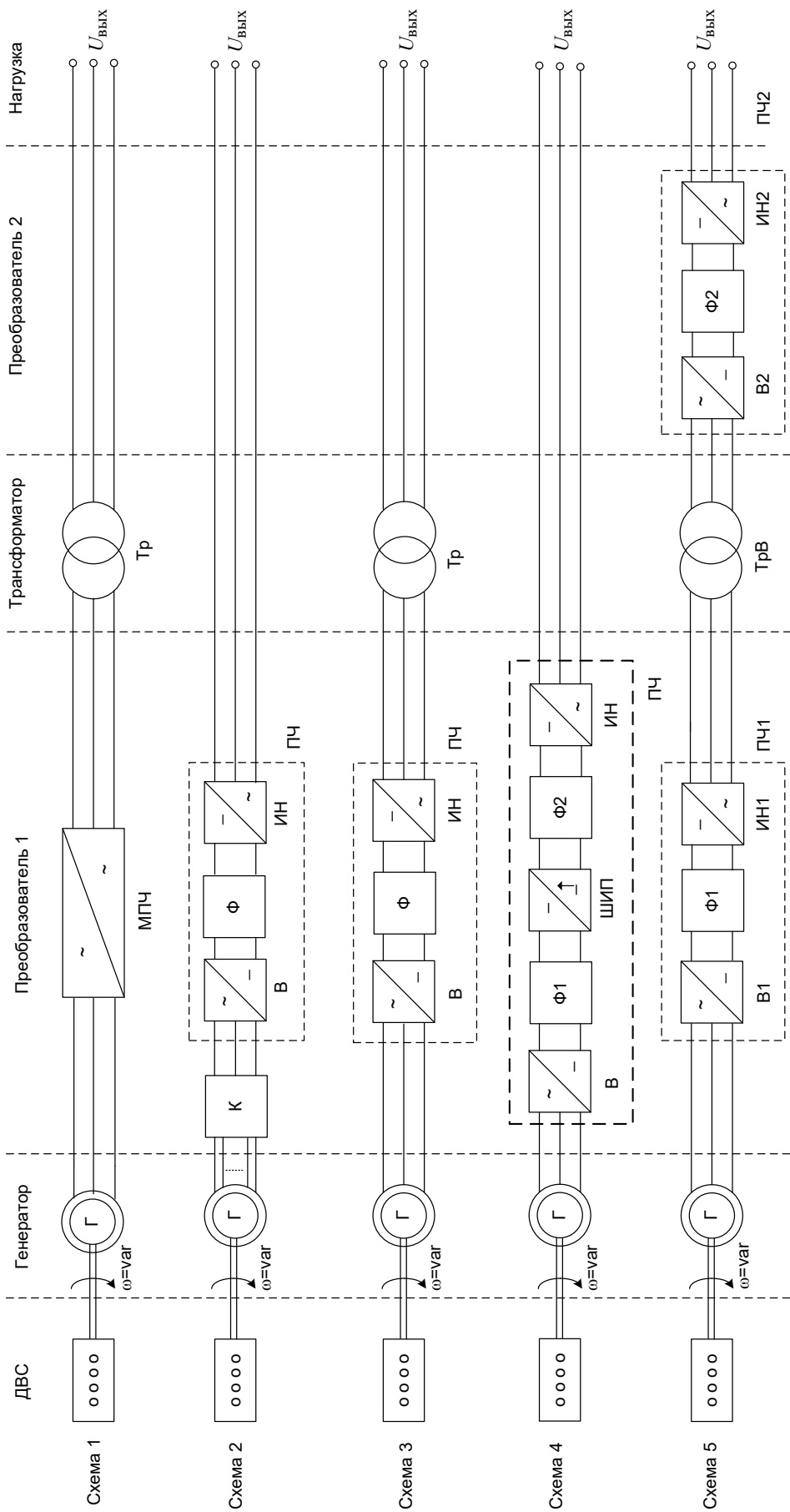


Рис. 1. Структуры силового канала ДПЧВ:

ВС – двигатель внутреннего сгорания; Г – генератор; ПЧ – преобразователь частоты; МПЧ – матричный преобразователь частоты; В – выпрямитель; Ф – фильтр; ИН – инвертор; ШИП – широкоимпульсный преобразователь; К – коммутатор; Тр – трансформатор; ТрВ – трансформатор высокочастотный

Таблица 2

Себестоимость ДГПЧВ на основе МПЧ

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс. руб.				
		ДВС	Генератор	МПЧ	Трансформатор	ДГПЧВ
1	4	55	65	10	13	143
2	40	710	190	80	90	1070
3	160	1530	270	250	250	2300

Таблица 3

Себестоимость ДГПЧВ на основе СГ специального типа

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс. руб.				
		ДВС	Генератор	Коммутатор	Двухзвенный ПЧ	ДГПЧВ
1	4	55	75	9	12	151
2	40	710	280	40	110	1140
3	160	1530	440	80	375	2425

Таблица 4

Себестоимость ДГПЧВ на основе двухзвенного ПЧ

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс. руб.				
		ДВС	Генератор	Двухзвенный ПЧ	Трансформатор	ДГПЧВ
1	4	55	65	15	13	148
2	40	710	190	110	90	1110
3	160	1530	270	375	250	2425

Таблица 5

Себестоимость ДГПЧВ на основе ШИП

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс. руб.			
		ДВС	Генератор	ШИП	ДГПЧВ
1	160	1530	270	350	2150
2	40	710	190	130	1030
3	4	55	65	20	140

Таблица 6
(начало)

Себестоимость ДГПЧВ на основе высокочастотного трансформатора

№ п/п	Номинальная мощность ДГУ, кВт	Стоимость, тыс.руб.				
		ДВС	Генератор	Двухзвенный ПЧ1	Трансформатор	Двухзвенный ПЧ2

Таблица 6
(окончание)

1	4	55	65	15	13	15	163
2	40	710	190	110	60	110	1180
3	160	1530	270	375	250	375	2800

Мощность и, следовательно, стоимость ДВС и СГ при одинаковой номинальной мощности автономной электростанции для ДГПЧВ по всем рассматриваемым схемам выбиралась такой же, как и для ДГУ постоянной частоты вращения. Конечно, в ДГПЧВ для компенсации потерь энергии в преобразователях параметров электрической энергии, трансформаторах, коммутаторе и фильтрах мощность на выходе СГ, а, следовательно, и ДВС должна быть выше, чем у ДГУ постоянной частоты вращения. Однако в типовых ДГУ постоянной частоты вращения номинальная мощность ДВС выше, чем номинальная мощность СГ на 20-25%. Кроме того, при превышении определенной мощности нагрузки (63-100% номинальной мощности в зависимости от схемы ДГПЧВ и номинальной мощности электростанции), работа электростанции в режиме с переменной частотой вращения нецелесообразна с точки зрения экономии топлива [1]. При этом ДГУ необходимо переводить в режим с постоянной (номинальной) частотой вращения, шунтируя дополнительные силовые элементы (преобразователи параметров электрической энергии и трансформаторы). Следовательно, для ДГПЧВ не требуется выбирать мощность ДВС и СГ выше, чем для ДГУ постоянной частоты вращения.

В схеме ДГПЧВ на основе СГ специального типа применяется многообмоточный генератор, стоимость которого на 35-50% больше, чем в схеме ДГУ постоянной частоты вращения.

Трансформаторы для ДГПЧВ на основе МПЧ и ДГПЧВ на основе двухзвенного ПЧ выбраны серийные из каталогов. Мощные высокочастотные трансформаторы, которые применяются в ДГПЧВ на основе высокочастотного трансформатора, в настоящее время производятся только под заказ. Поэтому примерные цены на них получены по запросу от потенциальных производителей.

Двухзвенные ПЧ, МПЧ и ШИП, а также полупроводниковый коммутатор для ДГПЧВ на основе СГ специального типа, применяемые в рассматриваемых схемах автономных электростанций, являются нестандартными. Поэтому их стоимость была определена на основе экспертных оценок.

На основании табл. 1-6 получены расчетные зависимости удельной стоимости $C_{уд}$ электростанций от их номинальной мощности $P_{ном}$ для ДГПЧВ по схемам 1-5 и ДГУ постоянной частоты вращения (рис. 2).

Как видно из рис. 2, среди рассматриваемых вариантов наибольшей удельной стоимостью обладает ДГПЧВ на основе высокочастотного трансформатора, а наименьшей – ДГПЧВ на основе ШИП.

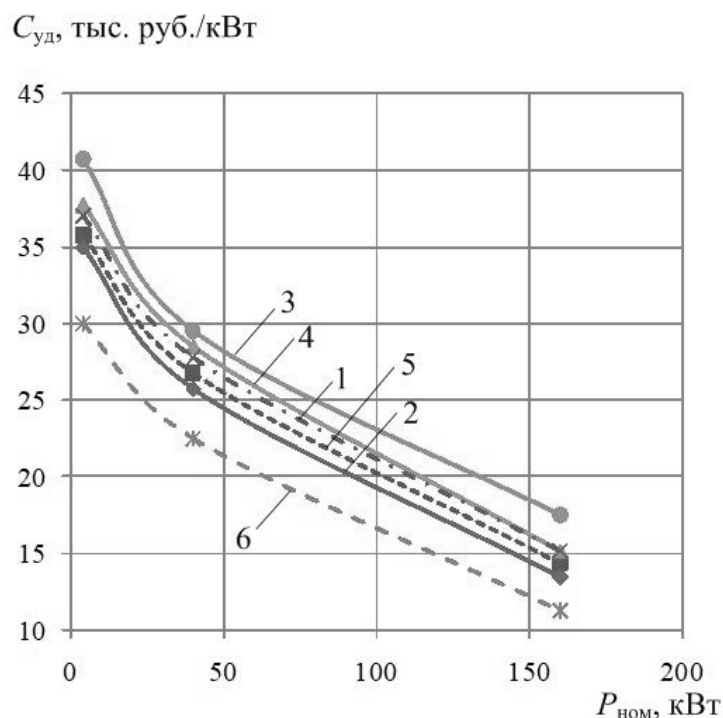


Рис. 2. Зависимости удельной стоимости от номинальной мощности для вариантов ДППЧВ и ДГУ постоянной частоты вращения:

1 – ДППЧВ на основе двухзвенного ПЧ; 2 – ДППЧВ на основе ШИП; 3 – ДППЧВ на основе высокочастотного трансформатора; 4 – ДППЧВ на основе СГ специального типа; 5 – ДППЧВ на основе МПЧ; 6 – ДГУ постоянной частоты вращения

Удельная стоимость ДГУ постоянной частоты вращения меньше любой из рассматриваемых ДППЧВ. При этом удельная стоимость ДППЧВ на основе высокочастотного трансформатора выше стоимости ДГУ постоянной частоты вращения на 35-40%. Наименьшей удельной стоимостью среди рассматриваемых вариантов обладает ДППЧВ на основе ШИП. Ее удельная стоимость выше удельной стоимости ДГУ постоянной частоты вращения на 16-17%.

Выводы

Рассчитана удельная стоимость ДГУ постоянной частоты вращения и вариантов ДППЧВ на основе матричного МПЧ, на основе СГ специального типа, на основе двухзвенного преобразователя ПЧ, на основе ШИП и на основе высокочастотного трансформатора. Расчет проведен для электростанций номинальных мощностей 4, 40 и 160 кВт. Среди исследуемых вариантов ДППЧВ в рассматриваемом диапазоне мощностей наибольшей удельной стоимостью обладает ДППЧВ на основе высокочастотного трансформатора, а наименьшей – ДППЧВ на основе ШИП, а удельная стоимость ДГУ постоянной частоты вращения меньше любого из рассматриваемых вариантов ДППЧВ.

Библиографический список

1. **Дарьенков, А.Б.** Оценка расхода топлива дизель-генераторной электростанции переменной частоты вращения на основе матричного преобразователя частоты // Интеллектуальная электротехника. - 2019. - № 1. - С. 4-17.
2. **Хватов, О.С.** Дизель-генераторная электростанция с переменной частотой вращения вала / О.С. Хватов., А.Б. Дарьенков, И.М.Тарасов // Вестник ИГЭУ. - 2010. - № 2. - С. 53-57.
3. **Хватов, О.С.** Высокоэффективная система электродвижения автономного объекта / О.С. Хватов, А.Б. Дарьенков, И.С. Самоявчев // VIII межд. конф. по автоматизированному электроприводу. Саранск. - 2014. - С. 396-400.
4. **Хватов, О.С.** Электростанции автономных объектов на базе дизель-генераторных установок переменной частоты вращения / О.С. Хватов, А.Б. Дарьенков, И.С. Самоявчев // I Всерос. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы электроэнергетики». Н. Новгород. - 2015. - С. 62-68.
5. **Dar'enkov, A.** «Improving energy performance power station of ship with integrated electric propulsion» / A. Dar'enkov, I. Samoyavchev, O. Khvatov, V. Sugakov // «Improving energy performance power station of ship with integrated electric propulsion» // International Conference on Mechanical, Aeronautical and Automotive Engineering, ICMAA: International Conference. – 2017. - Volume 108, DOI:10.1051/mateconf/201710814002
6. **Дарьенков, А.Б.** Топливная экономичность единой электростанции автономного объекта на базе двигателя внутреннего сгорания переменной скорости вращения / А.Б. Дарьенков, И.С. Самоявчев, О.С. Хватов // X межд. молодежной науч.-техн. конф. «Будущее технической науки». Н. Новгород. - 2012. - С.61-62.
7. **Самоявчев, И.С.** Повышение энергетических показателей электростанций судов с электродвижением / И.С. Самоявчев, А.Б. Дарьенков, О.С. Хватов // IX межд. конф. по автоматизированному электроприводу. Пермь. - 2016. - С. 409-413.

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_290

И.А. Липужин**УСТОЙЧИВОСТЬ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ
ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Предложен подход для оценки устойчивости сетей с распределенной генерацией по величине напряжения в узлах сети. В отличие от существующих методик, он может быть использован для микросетей низкого и среднего напряжения, а величина напряжения оценивается как для узлов нагрузки, так и узлов источников питания. В качестве основного критерия используется коэффициент запаса устойчивости по напряжению. Разработан алгоритм оценки устойчивости в микросети. Эффективность функционирования алгоритма зависит от точности определения критического напряжения в каждом узле сети.

An approach to assessing the stability of networks with distributed generation by the voltage value at the network buses is proposed. Unlike existing methods, it can be used for low and medium voltage microgrids, and the voltage value is estimated for both load nodes and power sources nodes. The voltage stability margin factor is used as the main criterion. An algorithm for assessing stability in a microgrid has been developed. The effectiveness of the algorithm depends on the accuracy of determining the critical voltage at each node of the network.

Ключевые слова: устойчивость, напряжение, микросеть, распределенная генерация.

Key words: stability, voltage, microgrid, distributed generation.

Введение

Несмотря на развитие нормативной базы в области распределенной энергетики, до сих пор в нашей стране не решены вопросы подключения источников малой генерации к сетям напряжения среднего и низкого напряжения. Отсутствие четких рекомендаций и правил значительно тормозит развитие микросетей изолированных и автономных объектов. Одновременно с этим интерес к таким системам и их количество постоянно растет.

В Европе [1, 2] и США [3, 4] уже несколько десятилетий действуют нормативные документы, регламентирующие требования к подключению источников распределенной генерации любого типа. Подключение каждого источника к сети выполняется через полупроводниковые преобразователи, удовлетворяющие требованиям приведенных стандартов. Из-за существующих отличий в структуре электроэнергетического комплекса, принципах организации системы управления, релейной защиты и противоаварийной автоматики в зарубежных сетях и в России, использование данных стандартов без проведения дополнительных исследований недопустимо.

Для потребителя принципиальным является качество электрической энергии в точке подключения нагрузки, а с точки зрения оператора системы во всех режимах необходимо поддерживать параметры режима (напряжение, частота) в пределах допустимых границ. Решение данных задач связано с поддержанием устойчивости работы системы (рис. 1).



Рис. 1. Классификация видов устойчивости систем электроэнергетики [5]

Традиционные подходы к исследованию устойчивости заложены еще в середине прошлого столетия, в то время как электроэнергетическая отрасль в последние десятилетия претерпела значительные изменения: развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), полупроводниковой техники, новые архитектуры построения сети и методы управления [6]. В 2018 году введены новые методические рекомендации по устойчивости энергосистем [7], которые распространяются на объекты напряжением 110 кВ и выше. Рекомендации в области нормирования устойчивости систем электроэнергетики напряжением до 110 кВ в России отсутствуют.

Устойчивость систем с распределенной генерацией

В современных сетях (и сетях будущего) с распределенной генерацией, к которым можно отнести микросети и виртуальные электростанции, ключевая роль отдана источникам на основе возобновляемой энергии. Поэтому традиционные подходы к исследованию устойчивости уже не актуальны.

Стохастический характер выработки мощности ВИЭ приводит к необходимости использовать новую архитектуру построения системы электроснабжения. Помимо синхронных генераторов, в таких системах используются асинхронные, асинхронизированные, генераторы с двойным питанием (ветроэлектрические).

ские установки), источники постоянного тока (солнечные панели), накопители электроэнергии, которые подключаются к общей сети через полупроводниковые преобразователи. Таким образом, задачу поддержания параметров режима на себя берут контроллеры, а устойчивость системы зависит от алгоритмов, которые лежат в основе их работы. Все эти факторы должны быть учтены при выборе общей стратегии управления микросетью.

По этим причинам во многих странах действовали директивы об ограничении мощности ВИЭ в пределах 20% в общем энергобалансе системы [8]. В первую очередь это вызвано необходимостью резервирования возобновляемых мощностей, и связано с проблемами поддержания уровня частоты и напряжения. Однако уже есть системы, в которых доля ВИЭ доходит до 100 %, а значит, функционирование такой сети будет отличаться от традиционной.

Преобразователи не имеют вращающихся частей, а значит не обладают инерцией. Необходимая частота в сети будет поддерживаться за счет контроллеров инверторов, а задача управления будет сведена к необходимости поддерживать требуемое напряжение на выводе преобразователя. Как реактивная, так и активная мощность зависят от напряжения. Поэтому уровень напряжения в узлах сети имеет ключевое значение, как для потребителя, так и для режима всей системы в целом. Поэтому все регулирование можно свести к управлению напряжением.

В данной статье предлагается в качестве единого критерия устойчивости микросетей с распределенной генерацией использовать коэффициент запаса по напряжению в узле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}, \quad (1)$$

где U – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме, В; $U_{кр}$ – критическое напряжение в узле нагрузки, В.

В отличие от традиционного подхода [7, 9], предлагается контролировать напряжение как в узле нагрузки, так и в узле источников питания.

Алгоритм оценки устойчивости сети с распределенной генерацией

Для оценки устойчивости режима сети с источниками распределенной генерации предлагается алгоритм, представленный на рис. 2, а.

На первом этапе задается исходная конфигурация сети (структура сети, наличие связи с энергосистемой, количество узлов n , количество, тип и расположение источников и потребителей) и вводятся параметры схемы (номинальное напряжение сети, мощности источников и потребителей, тип и параметры линий связи, допустимые значения $K_{U_{\min}}$) и исходного режима.

На втором этапе производится расчет сети, который может быть выполнен в любом программном комплексе. Задачей расчета является вычисление

значений критического напряжения в каждом i узле сети $U_{крi}$, и их накопление в базе данных. На этом этапе должны быть рассчитаны все допустимые сценарии работы сети, так чтобы полученные значения критического напряжения были справедливы при всех возможных режимах.

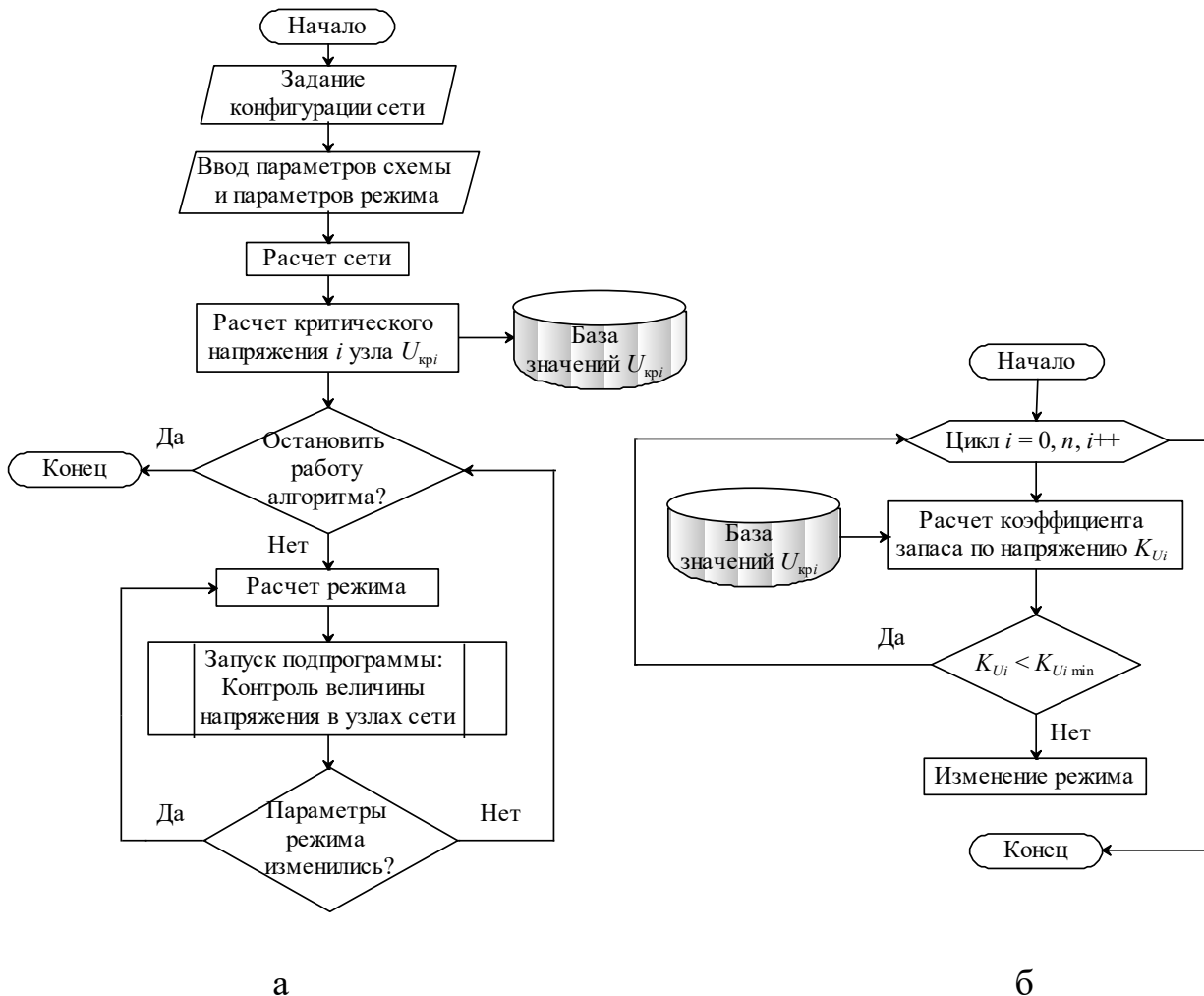


Рис. 2. Алгоритм оценки устойчивости микросети:
 а) общий вид; б) подпрограмма: контроль величины напряжения в узлах сети

Далее производится расчет текущего режима работы сети и вычисляются значения напряжения U_i . После подготовительных этапов, на этапе 3 происходит запуск подпрограммы (рис. 2, б), и в циклическом режиме осуществляется контроль напряжения в каждом узле сети. Используя (1), вычисляется коэффициент запаса по напряжению K_{U_i} , и производится его сравнение с минимально допустимым значением $K_{U_{i\min}}$, установленным оператором системы:

- если $K_{U_i} < K_{U_{i\min}}$, то узел устойчив и алгоритм переходит к проверке следующего узла;
- если $K_{U_i} > K_{U_{i\min}}$, то узел не устойчив, режим опасен для сети, и системе управления необходимо его изменить. В этом случае, подалгоритм завершается, и в основном алгоритме необходимо произвести расчет нового

режима, который устанавливается после произведенных изменений. Затем переходят к этапу 3.

Этап 3 повторяется до тех пор, пока оператор не остановит основной алгоритм.

Ключевое значение в данном алгоритме отводится величине критического напряжения, которое необходимо определить для каждого узла сети, выполняя утяжеление исходного нормального режима.

Критическое напряжение

Критическое напряжение – это минимальное значение напряжения, снижение напряжения ниже которого недопустимо по условиям обеспечения устойчивости энергосистем, электроприемников и синхронной работы генераторов [10].

В действующих рекомендациях [7] не приведены правила или рекомендации по определению точного значения критического напряжения в узле, и для всех классов напряжения (для сетей 110 кВ и выше) принимается $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$. Такая же величина приводится в [11] для узлов 110 кВ и выше с ветроэлектростанциями мощностью более 5 МВт.

В ходе исследований был проведен анализ уровней критического напряжения, используемых за границей (табл. 1).

Таблица 1

Требования к допустимым уровням напряжения в узле подключения источников распределенной генерации в различных странах

Страна	Напряжение сети / мощность источника	Допустимый уровень напряжения; интервал времени
Германия	0,4 кВ / любая	$(0,7 \div 1) \cdot U_{ном}; \leq 0,2$ с. и $(1 \div 1,15) \cdot U_{ном}; \leq 0,2$ с.
Италия	0,4 кВ / менее 50 кВт 15 ÷ 20 кВ / от 20 до 50 кВт	$0,8 \cdot U_{ном}; \leq 0,2$ с. и $1,2 \cdot U_{ном}; \leq 0,1$ с.
Испания	0,4 кВ / любая 11 ÷ 30 кВ / более 100 кВт	инвертор: $0,85 \cdot U_{ном}; \leq 1,2$ с. $1,1 \cdot U_{ном}; \leq 0,5$ с. СГ или АГ: $0,85 \cdot U_{ном}; \leq 1,5$ с. $1,1 \cdot U_{ном}; \leq 1,5$ с.
США	0,24 ÷ 0,6 кВ / до 10 МВА	$< 0,5 \cdot U_{ном}; \leq 0,16$ с. и $\leq 0,88 \cdot U_{ном}; \leq 2$ с. $> 1,1 \cdot U_{ном}; \leq 1$ с. и $\geq 1,2 \cdot U_{ном}; \leq 0,16$ с.

Как видно из табл. 1, установленные значения критического напряжения не зависят от типа используемого источника питания и его мощности. Помимо величины просадки/превышения напряжения нормированию подлежит длительность допустимого провала/скачка напряжения.

Подход к определению критического напряжения будет различным в зависимости от типа узла:

1) узел нагрузки – могут использовать классические подходы по определению критического напряжения. Конкретное значение критического напряжения будет зависеть от конкретного типа электрооборудования, которое под-

ключено в этом узле. Методики расчета критического напряжения для двигательной нагрузки приведены в [9, 12];

2) узел источника – зависит от типа используемого генератора. Если источник подключается через инвертор - критическое напряжение будет определяться минимальным напряжением, при котором будет работать этот инвертор.

Самым простым вариантом является использование одной величины критического напряжения для всех узлов одного класса напряжения. Однако от точности определения критического напряжения зависят расчетные допустимые границы устойчивости режима. Если принятое значение критического напряжения будет ниже реального значения, система управления вовремя не распознает нарушение устойчивости режима, что может привести к нарушению электроснабжения. В обратном случае, если рассчитанная величина выше реального значения, перегрузочная способность оборудования полностью не используется, и система управления будет производить изменения режима в тех ситуациях, когда это в реальности не требуется. Поэтому необходимо рассчитывать критическое напряжение для каждого узла индивидуально (с помощью расчетов, или с помощью моделирования).

Выводы

Эффективность разработанного алгоритма оценки устойчивости сетей с распределенной генерацией зависит от:

- 1) способа и точности расчета параметров режима системы (тип используемого программного обеспечения, количество исходных данных, точность прогноза потребления и выработки мощности ВИЭ);
- 2) точности определения критического напряжения;
- 3) выбранного минимально допустимого значения коэффициента запаса по напряжению в узле.

В [7] приведены значения $K_{U_{\min}}$ для сетей 110 кВ и выше в различных режимах: нормальный – 0,15; послеаварийный – 0,10; вынужденный – 0,10. Для сетей с распределенной генерацией необходимо провести дополнительные исследования по оценке величины $K_{U_{\min}}$.

Библиографический список

1. VDE-AR-N 4105:2011-08. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks.
2. EN 50438-2014. Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks.
3. UL 1741 (ed. 2). Standard for inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources.
4. IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003). IEEE Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces.– 138p.

5. **Kundur, P.** Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions / P. Kundur [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. – 2004. – V. 19. – N. 3. – P. 1387-1401.
6. **Холкин, Д.** Архитектура Интернета энергии (Internet of Distributed Energy Architecture). White Paper / Д. Холкин, И. Чаусов, И. Бурдин. – 2018. – 47 с.
7. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023).
8. **Абдушукуров, П.Ф.** Развитие мировой энергетики. Россия в тренде? [Электронный ресурс]. URL:<https://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2019/04/2.-PAO-Fortum-Abdushukurov-P.F.pdf> (дата доступа: 14.05.20).
9. РД 34.20.578-79. Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Часть II. Глава 6. Устойчивость нагрузки. – М.: Союзтехэнерго, 1979. – 157 с.
10. ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. – Введ. 01.03.2017 – М.: Стандартиформ, 2016. – 16 с.
11. ГОСТ Р 58491-2019. Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок. – Введ. 01.01.2020 – М.: Стандартиформ, 2019. – 16 с.
12. **Чершова, В.А.** Контроль устойчивости узлов двигательной нагрузки электрических сетей в режиме реального времени / дис. канд. техн. наук по спец. 05.14.02. – Новосибирск: НГТУ, 2016. – 136 с.

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_297

Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа, Ю.Д. Бай

ОЦЕНКА УРОВНЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

ФГАОУ ВО НИ «Томский политехнический университет»

В настоящее время в мировой электроэнергетике активно изучаются и вводятся в эксплуатацию объекты распределенной генерации, в частности, на основе возобновляемых источников энергии. Данный тип генерации широко востребован ввиду возможности сокращения ввода объектов традиционной генерации для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию, которая, в свою очередь, оказывает негативное влияние на экологическую обстановку. Преимуществом распределенной генерации является также возможность локальной установки в непосредственной близости от потребителя электроэнергии. При выборе оптимального места и мощности объекта распределенной генерации его установка оказывает положительное влияние на параметры электроэнергетической системы, в частности, способствует снижению потерь активной мощности и повышению относительного уровня напряжения в узлах. Однако сопутствующее изменение перетока мощности в сети с введением распределенной генерации влияет на величину и направление токов короткого замыкания, что определяет необходимость пересмотра установленного коммутационного оборудования, а также устройств релейной защиты. В работе представлен анализ влияния объектов распределенной генерации на токи короткого замыкания в сети.

At present in the world electric power engineering distributed generation is being under study and penetrate, in particular, based on the renewable energy sources. This type of generation is widely in demand due to the possibility of reducing penetration of the traditional power generation for demand growing response of energy which, in turn, has negative impact on the environmental situation. The advantage of distributed generation is also possibility of local siting near the electricity consumer. When choosing the optimal location and optimal power of distributed generation ist siting has positive impact on the parameters of the electric power system, in particular, it helps to reduce active power losses and increase voltage profile. However, concomitant change of power flow in the network with penetration of distributed generation affects the magnitude and direction of short-circuit currents, which determines need to review the standing switching equipment, as well as relay protection. This paper presents analysis impact of distributed generation on short-circuit currents in the network.

Ключевые слова: распределенная генерация, токи короткого замыкания, влияние, релейная защита.

Key words: distributed generation, short-circuit currents, impact, relay protection.

Мировое потребление электроэнергии планомерно увеличивается, на покрытие растущей нагрузки ежегодно вводятся в эксплуатацию новые генерирующие мощности. Так, в России с 01.01.2018 года по 01.04.2020 года суммарная установленная мощность генерации увеличилась на 3% и в настоящее вре-

мя составляет 247 ГВт [1]. Установленная мощность генерации по видам представлена следующим соотношением:

- традиционная генерация: тепловые электростанции (ТЭС) 164,8 ГВт, гидравлические электростанции 49,9 ГВт, атомные электростанции 30,3 ГВт;
- возобновляемая генерация: солнечные электростанции 1,5 ГВт, ветряные электростанции 0,5 ГВт [1].

Согласно приведенным данным, единая энергетическая система (ЕЭС) России преимущественно, а именно на 66,8%, представлена ТЭС ввиду их экономической эффективности. Тем не менее, имеется ряд отрицательных аспектов прироста установленной мощности исключительным вводом данного вида генерации: неблагоприятное воздействие на состояние экологической обстановки, ограниченность углеводородных топливных ресурсов и др. Поэтому в настоящее время внимание исследовательских лабораторий сосредоточено на изучении альтернативных методов выработки электроэнергии, в частности, на возобновляемой генерации, которая, в свою очередь, относится к распределенной генерации (РГ).

На сегодняшний день представлено множество определений и синонимов РГ, например, рассредоточенная генерация, децентрализованная генерация, малая генерация и т.д. Обобщив существующие формулировки, получим, что РГ представляет собой совокупность устройств, назначением которой является генерация электроэнергии в непосредственной близости от конечного потребителя. В совокупность устройств входят: генерирующее оборудование (возобновляемые источники энергии (солнце, ветер и другое) и невозобновляемые источники энергии (газ, дизель и другое), накопители электроэнергии, устройства контроля, релейной защиты и автоматики.

При установке РГ в электроэнергетическую систему (ЭЭС) они оказывают взаимное влияние. Ввиду увеличения доли объектов на возобновляемых источниках энергии в нашей стране до 0,79% с 2016 года по 01.04.2020 года [1] необходимо изучать и прогнозировать данное влияние на этапе проектирования новых вводов РГ.

РГ способствует уменьшению потерь мощности, передаваемой по линиям электропередачи, увеличению напряжения в узлах, а также оказывает влияние на величину токов короткого замыкания (КЗ) [2]. Последнее выражается в следующем виде:

- изменение амплитудного значения и направления протекания токов КЗ. Определяется типом установленной РГ (способностью генерировать и (или) потреблять активную и реактивную мощность);
- снижение чувствительности релейной защиты (РЗ) в ЭЭС;
- отказ или ложное срабатывание РЗ, вызванное описанными выше причинами в нормальном и послеаварийном режимах работы ЭЭС;
- неэффективность режима работы ЭЭС и повреждение установленного коммутационного оборудования.

Рассмотрим влияние объектов РГ на величину и направление токов КЗ в ЭЭС на примере схемы, представленной на рис. 1.

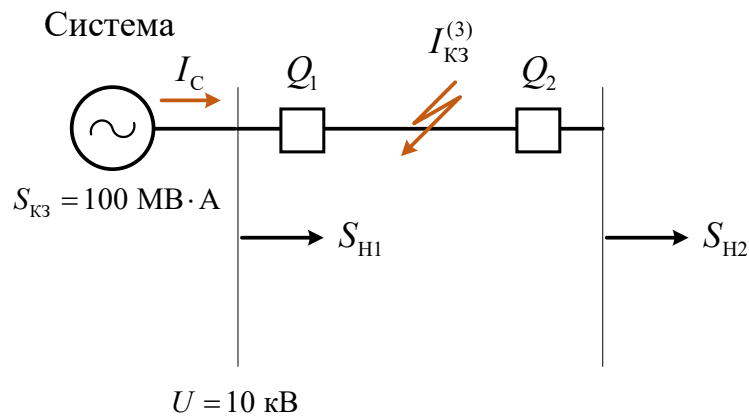


Рис. 1. Исследуемая схема

Внедрение РГ в ЭЭС способствует увеличению тока КЗ $I_{КЗ}$ на величину токов, генерируемых каждым из объектов РГ: $I_{РГ1}$ и $I_{РГ2}$. Таким образом, отключающая способность автоматического выключателя Q_1 должна быть пересмотрена в сторону увеличения. Для обеспечения надежности коммутации автоматического выключателя Q_2 необходимо установить систему направленной адаптивной защиты. В свою очередь, влияние установки объекта РГ в ЭЭС на величину токов КЗ зависит от типа, мощности и расположения РГ.

В программном комплексе MATLAB/Simulink собрана схема, представленная на рис. 1. В первой серии опытов объект РГ был установлен в узел нагрузки 1. Во второй серии опытов – в узел нагрузки 2, при этом мощность РГ уменьшена вдвое. После этого оба объекта были установлены одновременно. Результаты проведенного исследования приведены в табл. 1-3. Место контроля соответствует обозначениям токов на рисунках в табл. 1-3.

Таблица 1

Установка РГ в узел 1

Система	РГ	I_C , отн. ед.	$I_{РГ1}$, отн. ед.	$I_{КЗ}$, отн. ед.
	нет	10	0	10
	РГ в узел 1	10	2	12

Таблица 2

Установка РГ в узел 2

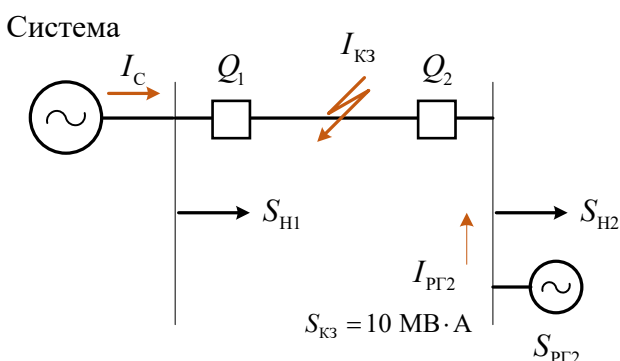
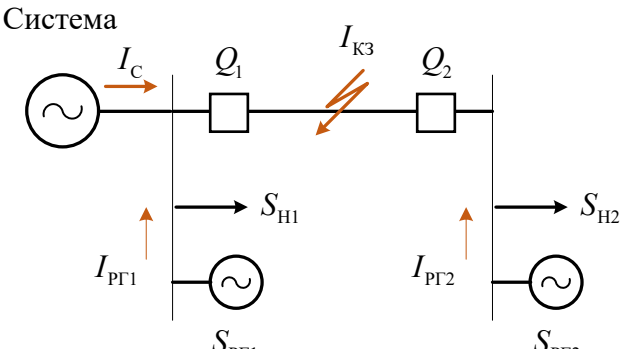
Система	РГ	I_C , отн. ед.	$I_{РГ2}$, отн. ед.	$I_{КЗ}$, отн. ед.
 <p>Система</p> <p>I_C</p> <p>Q_1</p> <p>$I_{КЗ}$</p> <p>Q_2</p> <p>$S_{Н1}$</p> <p>$I_{РГ2}$</p> <p>$S_{Н2}$</p> <p>$S_{КЗ} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$</p> <p>$S_{РГ2}$</p>	РГ в узел 2	10	1	11

Таблица 3

Установка РГ в узел 1,2

Система	РГ	I_C , отн. ед.	$I_{РГ1}$, отн. ед.	$I_{РГ2}$, отн. ед.	$I_{КЗ}$, отн. ед.
 <p>Система</p> <p>I_C</p> <p>Q_1</p> <p>$I_{КЗ}$</p> <p>Q_2</p> <p>$S_{Н1}$</p> <p>$I_{РГ1}$</p> <p>$S_{РГ1}$</p> <p>$S_{Н2}$</p> <p>$I_{РГ2}$</p> <p>$S_{РГ2}$</p>	РГ в узел 1, 2	10	2	1	13

Кроме того, на увеличение тока КЗ оказывает влияние удаленность объекта РГ от места КЗ. Чем дальше установлен объект РГ, тем меньший вклад в увеличение тока КЗ он вносит [2, 3, 4]. Однако в случае применения РГ на основе синхронного генератора, подключаемого напрямую в сеть, величина тока КЗ может достигать 500-1000% от значения номинального тока, тогда как при подключении через статический преобразователь напряжения – 100-300% [2, 3]. Это объясняется тем, что в случае прямого подключения к сети величина тока КЗ ограничена только внутренним сопротивлением, в то время как уровень и длительность выходного тока РГ, подключаемого через статический преобразователь напряжения, определяется настройками системы автоматического управления (статический преобразователь напряжения имеет внутреннюю защиту по току, которая ограничивает его максимальную величину).

К современным объектам РГ, подключаемым к сети через статический преобразователь напряжения, предъявляется ряд требований, одним из которых является требование к работе генератора при КЗ (fault-ride-through (FRT) capability). Согласно данному требованию, РГ должны оставаться в работе и поддерживать непрерывное энергоснабжение потребителей при понижении уровня напряжения (low-voltage-ride-through (LVRT) capability) путем выдачи в

сеть реактивной составляющей тока в течение определенного периода времени, который регламентируется системным оператором.

Согласно полученным результатам (табл. 1-3), можно заключить, что внедрение РГ в ЭЭС оказывает влияние на величину и направление тока КЗ. Также установлено [5, 6], что РГ изменяет длительность КЗ. Соответственно, для обнаружения и локализации КЗ в ЭЭС с РГ необходимо применять максимальные токовые защиты направленного типа.

Нашли применение и дифференциальные защиты [7], реагирующие на разницу токов по концам линии, и дистанционные защиты, регистрирующие изменения тока, напряжения и фазового угла между измеренными током и напряжением.

Дифференциальные защиты являются одним из наиболее распространенных типов защит и надежным с точки зрения обнаружения и локализации выявленной неисправности. Кроме того, данная защита характеризуется абсолютной селективностью, то есть реагирует на возможные неисправности только в пределах защищаемого участка.

К недостаткам дифференциальных защит относится следующее [8]:

- необходимо предусмотреть резервные защиты с относительной селективностью;
- наличие тока небаланса. Ввиду несбалансированности нагрузки переходные процессы, возникающие при подключении и отключении объектов РГ, могут стать причиной некорректного срабатывания защиты.

Область применения дистанционной защиты ограничивается [9] спецификой работы объектов РГ. Так, в случае применения РГ на основе асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, когда машина начинает поглощать реактивную мощность, ток в линии опережает напряжение, что может привести к некорректному измерению величины сопротивления. В случае применения РГ, подключаемой к сети через статические преобразователи напряжения, система автоматического управления инвертора изменяет величину сопротивления: при генерации реактивной мощности инвертор увеличивает полное сопротивление, а при потреблении – уменьшает [10].

Выводы

Таким образом, можно заключить, что внедрение объектов РГ в ЭЭС оказывает значительное влияние на ее параметры, в частности, способствует увеличению токов КЗ. Результаты проведенного исследования подтверждают, что уровни токов КЗ возрастают после установки РГ, что, в свою очередь, определяет необходимость пересмотра установленного коммутационного оборудования для обеспечения безопасности и надежности работы сети. Кроме того, установлено, что объекты РГ влияют на изменение направления тока КЗ, в соответствии с чем необходимо производить замену релейной защиты на

устройства направленного типа. Влияние РГ отлично в зависимости от типа, мощности и места установки РГ в ЭЭС.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант №МК-2150.2019.9.

Библиографический список

1. Единая энергетическая система России: промежуточные итоги (оперативные данные за март 2020 года). Информационный обзор. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. URL: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2020/ups_review_0320-1.pdf (дата обращения: 30.05.2020).
2. **Uqaili, M.A.** Impact of Distributed Generation on Network Short Circuit Level / M.A. Uqaili, A.A. Sahito, I.A. Halepoto, Z.A. Memon, S.B. Dars // 4th International Conference on Wireless Communications, Vehicular Technology, Information Theory and Aerospace & Electronic Systems (VITAE). – 2014. – P. 1-5.
3. **Barker, P.P.** Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems / P.P. Barker, R.W. De Mello // Power Engineering Society Summer Meeting. – 2000. – P. 1645-1656.
4. **Khederzadeh, M.** Source Type Impact of Distributed Generation (DG) on the Distribution Protection / M. Khederzadeh, H. Javadi, S.M.A. Mousavi // 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change. – 2010. – P. 436-441.
5. **Yang, Yo.** Low-Voltage Ride-Through Capability of a Single-Stage Single-Phase Photovoltaic System Connected to the Low-Voltage Grid / Yo. Yang, F. Blaabjerg // International Journal of Photoenergy. – 2013. – P. 1-9.
6. **Wang, X.** Control Strategy of Three-Phase Photovoltaic Inverter under Low-Voltage Ride-Through Condition / X. Wang, Z. Yang, B. Fan, W. Xu // Mathematical Problems in Engineering. – 2015. – P. 1-23.
7. **Zhang, Ya.** New schemes of feeder protection for distribution networks including distributed generation / Ya. Zhang, F. Dai // Automation of Electric Power Systems. – 2009. – V. 33. – No. 12. – P. 71-74.
8. **Mirsaeidi, S.** A Comprehensive Overview of Different Protection Schemes in Micro-Grids / S. Mirsaeidi, D.M. Said, M.W. Mustafa, M.H. Habibuddin, M.R. Miveh // International Journal of Emerging Electric Power Systems (IJEEPS). – 2013. – V. 14. – No. 4. – P. 327-332.
9. **Hooshyar, A.** Microgrid protection / A. Hooshyar, R. Iravani // Proceedings of the IEEE. – 2017. – V. 105. – No. 7. – P. 1332-1353.
10. **Zhou, X.Y.** The Impact of STATCOM on Distance Relay / X.Y. Zhou, H.F. Wang, R.K. Aggarwal, P. Beaumont // 15th PSCC, Liege. – 2005. – P. 1-7.

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_303

О.В. Маслеева, Н.И. Эрдили, С.Е. Борисов**ОЦЕНКА МАТЕРИАЛЬНОГО ПОТОКА ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В данной статье проводится сравнительная оценка жизненного цикла возобновляемых источников энергии по материальному потоку, который включает потребление природных ресурсов, образование отходов, потребление воды, сброс сточных вод. Выполнен расчет удельного потребления природных ресурсов и образования отходов, результат которого показывает, что наилучшие показатели имеют мини-ГЭС. В результате расчета удельного потребления воды и водоотведения по этапам жизненного цикла энергоустановок (ЭУ) было определено, что основное потребление воды идет на производство солнечных энергоустановок (СЭУ).

This article compares the life cycle of renewable energy sources by material flow, which includes the consumption of natural resources, waste generation, water consumption, and wastewater discharge. The calculation of the specific consumption of natural resources and waste generation has been performed, the result of which shows that mini-hydro power plants have the best indicators. As a result of calculating the specific consumption of water and sanitation at the stages of the life cycle of power installation (PI), it was determined that the main water consumption is used for the production of solar power installation (SPI).

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, оценка жизненного цикла, экологическая безопасность энергетики.

Key words: renewable energy sources, life cycle assessment, environmental safety of power engineering.

Введение

Основной целью государственной энергетической политики в сфере обеспечения экологической безопасности энергетики является последовательное ограничение нагрузки топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и климат путем снижения выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, а также эмиссии парниковых газов, сокращения образования отходов производства и потребления [1, 2]. Поэтому для реализации экологической безопасности функционирования энергетического сектора в данной статье рассматриваем применение экологически чистых ЭУ – на возобновляемых источниках энергии: ветровые, солнечные, мини-ГЭС, а также биогазовые.

Одним из методов, который позволяет наиболее полно проводить экологическую оценку, является метод оценки жизненного цикла (ОЖЦ). Метод

ОЖЦ помогает выявить возможности улучшения экологических показателей продукции на различных этапах жизненного цикла. Полный жизненный цикл включает в себя все последовательные этапы, начиная от добычи природных ресурсов, производства продукции, ее эксплуатация и утилизация после окончания срока службы [3, 4, 5]. Для оценки материального потока жизненного цикла рассмотрено потребление природных ресурсов и образование отходов, а также водопотребление и водоотведение данными энергоустановками. На рис. 1 показаны единичные процессы жизненного цикла.

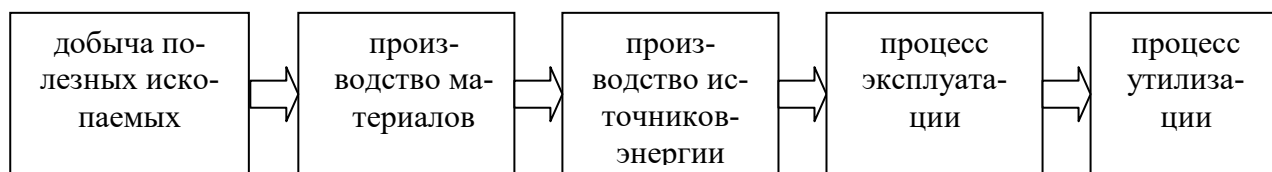


Рис. 1. Единичные процессы жизненного цикла

ОЖЦ проводится по трем направлениям: путь движения природных ресурсов (материальный поток), расход электроэнергии на процесс производства (энергетический поток), загрязнение окружающей среды (экологический поток) [6, 7].

Цель исследований: дать оценку материальной составляющей жизненного цикла возобновляемых источников энергии на примере ветровой, солнечной ЭУ, мини-ГЭС и биоустановки.

Материальный поток жизненного цикла возобновляемых источников энергии проводили по следующим составляющим:

- потребление природных ресурсов;
- образование отходов;
- потребление воды;
- сброс сточных вод.

В качестве примера были рассмотрены:

- ветрогенератор “Муссон” установленной мощностью 30 кВт, вес 3194 кг;
- СЭУ суммарной установленной мощностью 30 кВт, состоящая из 120 солнечных модулей Saana 250 LM3 MBW единичной мощностью 0.25 кВт, вес 8532 кг;
- мини-ГЭС ИНСЭТ Пр 30 установленной мощностью 30 кВт, вес 2000 кг;
- биогазовая ЭУ, состоящая из газогенератора БИОЭН, работающего на навозе животноводческого комплекса на 700 коров, и газопоршневой мини-ТЭЦ Caterpillar DM8660 установленной мощностью 103 кВт, работающей на биогазе, вес 16830 кг.

Этап эксплуатации не участвует в расчетах, поскольку энергоустановки не потребляют топливо (уголь, газ), при этом не образуются отходы и нет водопотребления.

Потребление природных ресурсов и образование отходов

Промышленное производство потребляет огромное количество природного сырья, такого как железная, медно-никелевая руда, бокситы, песок, глина, уголь, нефть и т.д.

Основная масса используемых природных ресурсов относится к невозобновляемым. Это и железная руда, руды цветных металлов. К неисчерпаемым природным ресурсам относятся песок и глина.

Образование отходов происходит на всех стадиях жизненного цикла и зависит от вида производства материалов и применяемых технологий. В горнорудном производстве отходы состоят из пустых, горных пород, шахтных и карьерных вод. На обогатительных фабриках отходы включают хвосты сепарации и флотации, шламы. В черной и цветной металлургии отходы состоят из шлаков, шлама газоочисток. В машиностроении при металлообработке отходы состоят из стружки, крошки, кусков металла и т.п. На стекольных заводах – состоят из стеклобоя и пыли. В производстве полипропилена – это отработанные катализаторы, отходы синтеза, отходы полипропилена в виде лома, литников.

Исходными данными для всех расчетов является масса составляющих материалов, из которых состоят ЭУ. Массы материалов были взяты из технических данных на ЭУ. Перечень и масса материалов приведены в табл.1.

Таблица 1

Масса материалов и масса отходов по этапам ЖЦ мини-ГЭС

Материал	Вход / выход	Масса материалов и отходов по этапам ЖЦ, кг			
		Добыча	Металлургия	Машиностроение	Утилизация
Сталь	Вход	8899	4450	2531	1962
	отходы	4450	1919	569	498
	выход	4450	2531	1962	1464
Медь	Вход	3063	245,1	49	38
	отходы	2819	196,1	11	6
	выход	245	49	38	32

Массу образующихся отходов для каждого этапа жизненного цикла рассчитывали по значениям удельных показателей образования отходов производства [8], образующихся в расчете на единицу выпускаемой продукции или перерабатываемого сырья (кг/т).

Исходя из массы материалов и образующихся отходов определяли массу на входе этапа «машиностроение», которая соответственно равна массе на выходе этапа «металлургия». А масса на входе «металлургии» равна массе на выходе этапа «добычи полезных ископаемых». Таким образом, были рассчитаны массы отходов для каждого материала и каждого этапа жизненного цикла и

масса природных ресурсов. Поскольку энергоустановки имеют различную мощность, потому результаты расчета представлены на единицу мощности.

Для примера в табл. 1 приведены результаты расчета потребления природных ресурсов и образования отходов для мини-ГЭС. На рис.2 показано удельное потребление природных ресурсов и образование отходов ВИЭ.

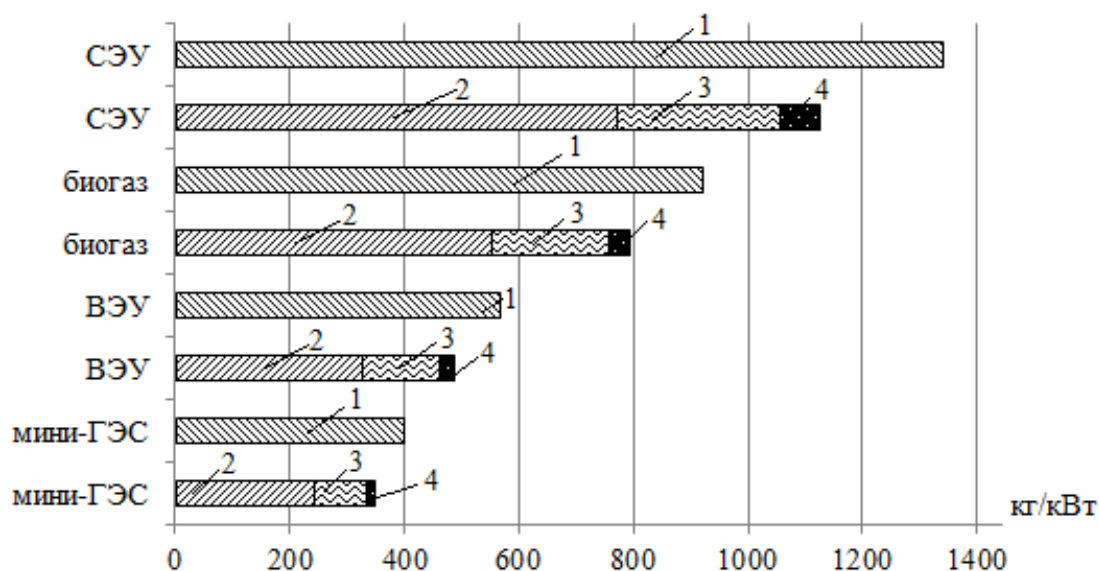


Рис.2. Удельная масса природных ресурсов и образующихся отходов в жизненном цикле ВИЭ

1 – удельная масса природных ресурсов; 2 – удельная масса отходов, добыча; 3 – удельная масса отходов, производство; 4 – удельная масса отходов, утилизация

Расчеты показывают, что удельная масса природных ресурсов и отходов имеет максимальное значение для СЭУ, как наиболее высокотехнологичных. Биоустановки потребляют большую массу природных ресурсов из-за большой массы, которая включает энергоустановку и биореактор. Наилучшие показатели имеют мини-ГЭС. Основная масса отходов приходится на этап добычи полезных ископаемых, поскольку при добыче в отходы идет пустая порода, составляющая до 12 т/т руды. Эти отходы не являются опасными и относятся к наименьшему V классу опасности.

Водопотребление и водоотведение

Вода используется во всех видах промышленности. Количество и качество используемой воды зависит от вида промышленности, используемой технологии и сырья. При открытой разработке полезных ископаемых вода расходуется на орошение горной массы в карьерах и для пылеподавления после взрывов. На обогатительных фабриках вода расходуется на измельчение руды и транспортировку, охлаждение оборудования. В черной и цветной металлургии вода расходуется на охлаждение печей и оборудования, очистку газа. На машиностроительных заводах вода расходуется на охлаждение оборудования, гидротранс-

порт горелой земли, шлака и приготовление технических растворов. В производстве стекла вода используется в основном для охлаждения оборудования и приготовления шихты.

Норма водоотведения определяется нормой водопотребления и потерями воды в процессе ее использования в соответствии с принятой схемой водоснабжения производства.

Среднегодовые расходы (W , м³) воды и количества сточных вод определяют по формуле:

$$W = Q \cdot N, \quad (1)$$

где Q — среднегодовая укрупненная норма расхода воды или объем сточных вод на единицу продукции или сырья, м³/т или м³/м³; N — объем производства, т.

В табл.2 приведены величины укрупненных норм водопотребления и водоотведения [9] на единицу продукции и результаты расчета по этапам жизненного цикла мини ГЭС.

Таблица 2

Расход воды и объема сточных вод жизненного цикла мини ГЭС

Материал	Этап ЖЦ	Масса, т	Удельный расход свежей воды, м ³ /т	Объем свежей воды, м ³	Удельный расход сточных вод, м ³ /т	Расход сточных вод, м ³
Сталь	Добыча	8,9	2,820	25,09	0,17	1,52
	Металлургия	2,53	33	83,52	4	10,12
	Машиностроение	1,96	43	84,37	13	25,51
	Утилизация	1,96	14,1	27,66	5,5	10,79
Медь	Добыча	3,06	3,23	9,9	0,15	0,46
	Металлургия	0,05	12,1	0,6	1,4	0,07
	Машиностроение	0,04	43	1,6	13	0,49
	Утилизация	0,04	0,950	0,0	0,5	0,02

Результаты расчета удельного потребления воды и водоотведения по этапам жизненного цикла ЭУ (добыча, производство, машиностроение, утилизация) приведены на рис.3.

Проведенные расчеты показывают, что основной объем водопотребления и водоотведения приходится на процесс производства источников энергии.

Основным потребителем воды является производство СЭУ за счет применения материалов, из которых состоит энергоустановка.

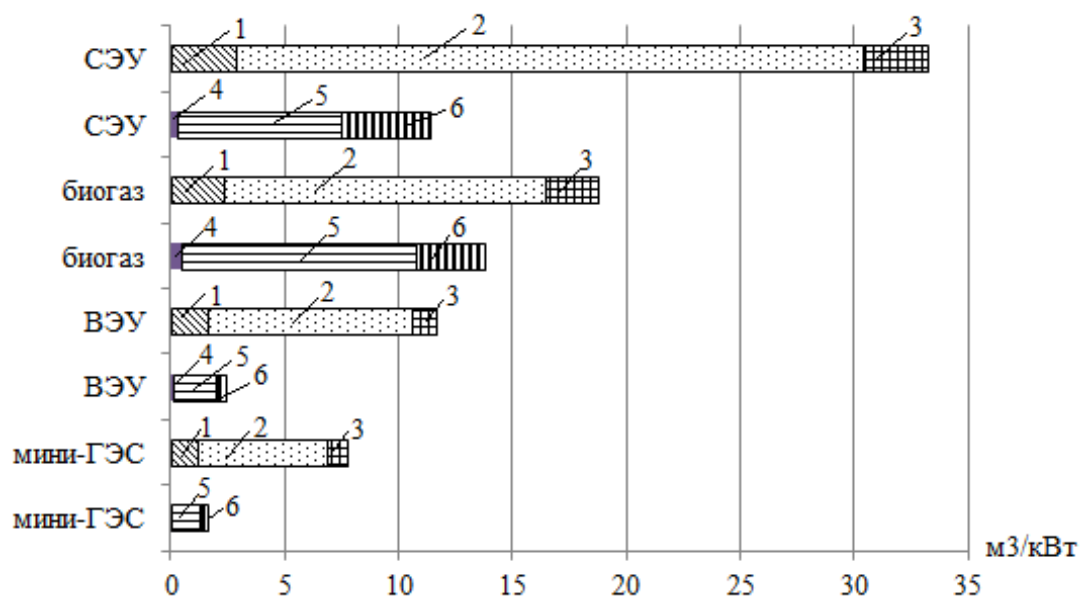


Рис.3. Удельное потребление воды и сточные воды по этапам жизненного цикла ЭУ:
 1 – удельное потребление воды, добыча; 2 -удельное потребление воды, производство; 3 - удельное потребление воды, утилизация; 4 – удельный объем сточных вод, добыча; 5 - удельный объем сточных вод, производство; 6 -удельный объем сточных вод, утилизация

Выводы

1. Анализ потребления природных ресурсов и образующихся отходов помогает определить пути по их сокращению для уменьшения воздействия на окружающую природную среду.

2. Наименее экологичным является процесс производства СЭУ за счет используемых в них материалов и способов производства.

3. Наиболее выгодным является производство мини-ГЭС, обладающее наименьшими показателями по материальному потоку.

Библиографический список

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 [Электронный ресурс]. – URL: https://sudact.ru/law/rasporiazhenie-pravitelstva-rf-ot-13112009-n-1715-r/energeticheskaja-strategiia-rossii-na-period/v/2_1/ (дата обращения: 01.05.2020).
2. **Соснина, Е.Н.** Экологические аспекты использования возобновляемых источников энергии / Е.Н. Соснина, О.В. Маслеева, Е.В. Крюков // Теплоэнергетика. - 2015. - №8. –С.
3. **Маслеева, О.В.** Экологическая и экономическая оценка жизненного цикла традиционных источников энергии и биоэнергетики / О.В.Маслеева, Т.А. Агальцова, Н.И. Эрдили // Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева. 2019. № 1 (124). С. 119-129.
4. **Sosnina, E.N.** Environmental Component Economic Evaluation of the Renewable Energy Sources Life Cycle/ E.N. Sosnina, O.V. Masleeva, E.V. Kryukov and N.I. Erdili // 01010 E3S Web of Conferences 161, 01010 (2020).-p.1-5

5. **Маслеева, О.В.** Экономический анализ энергетической составляющей жизненного цикла возобновляемых источников энергии / О.В. Маслеева, Н.И. Эрдилы // Журнал «Интеллектуальная электротехника» НГТУ им. Р.Е.Алексеева. - Нижний Новгород, 2019. №3 (7).- С.102-110
6. Воздействие возобновляемых источников энергии на окружающую среду [Электронный ресурс].– URL: Режим доступа: <https://sworld.com.ua/simpoz3/7.pdf> (дата обращения: 10.05.2020).
7. Влияние солнечных электростанций на окружающую среду [Электронный ресурс]. – URL: <http://digitrode.ru/articles/1370-vliyanie-solnechnyh-elektrostantsiy-na-okruzhayuschuyu-sredu.html> (дата обращения: 10.05.2020).
8. Сборник удельных показателей образования отходов производства и потребления 1999 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.waste.ru/uploads/library/specific_showing.pdf (дата обращения: 01.05.2020)
9. Укрупненные нормы водоотведения для различных отраслей промышленности / СЭВ, ВНИИ ВОДГЕО Госстроя СССР. – М.:Стройиздат, 1978.- С.590.

УДК 621.311.001.57

DOI 10.46960/39255930_2020_310

**И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов, М.В. Андреев,
А.Б. Аскарлов, В.Е. Рудник**

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И ПРОБЛЕМЫ, ВЫЗВАННЫЕ ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕМ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

С развитием ветроэнергетики и интеграции ветроэлектростанций в электроэнергетические системы существует необходимость перестройки систем противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетических системах, так как ветроэнергетические установки оказывают значительное влияние на токи короткого замыкания, перераспределение потоков мощности в сети. При этом моделирование ветроэлектростанций необходимо осуществлять детализированно, так как эквивалентирование значительно искажает результаты моделирования с реальными данными. Кроме этого, модели ветроэнергетических установок должны отражать динамику их работы.

The development of wind energy and the integration of wind farms in the electric power system, there is a need to restructure relay protection and automation systems in the electric power system, as wind turbines have a significant impact on short-circuit currents, and the redistribution of power flows in the network. At the same time, the modeling of the wind farm should be detailed, because equivalentization significantly distorts the simulation results with real data. While the wind turbine models should reflect the dynamics.

Ключевые слова: ветроэлектростанция, эквивалентирование, релейная защита и автоматика.

Key words: wind farm, equivalenting, relay protection and automation.

Введение

Согласно статистике глобального сообщества в области возобновляемой энергетики (REN21) среди разных типов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) большую долю в производстве электроэнергии занимают ветроэнергетические установки (ВЭУ) [1]. Во многих странах Европы, США, Китае доля ВЭУ покрывает 50-70% от всей вырабатываемой энергии ВИЭ. Для России, казалось бы, развитие ветроэнергетики, ввиду больших запасов ископаемых углеводородных ресурсов бесперспективно, однако в 2019 году была введена в эксплуатацию Адыгейская ВЭС, установленной мощностью 150 МВт, в 2018 – Ульяновская ВЭС «Фортум», установленной мощностью 35 МВт, а также ряд проектов получили развитие, «Росатом» и «Роснано» ведут строительство крупных ветроэлектростанций (ВЭС) в южных регионах России [2, 3].

Важнейшей особенностью при подключении ВЭС к ЭЭС является необходимость перестройки систем противоаварийной автоматики и релейной защиты (ПА и РЗ), так как ВЭУ оказывают значительное влияние на токи КЗ, перераспределение потоков мощности в сети. При этом значения токов КЗ и других режимных параметров ЭЭС связаны с техническими особенностями работы разных типов ВЭУ с ЭЭС, так как их реакции на различные возмущения в ЭЭС ключевым образом отличаются.

Частой причиной ложной работы РЗ и ПА в ЭЭС с ВЭУ является некорректная их настройка, ввиду несоответствия уставок, полученных результатами математического моделирования с реальными значениями. Для достижения максимально близких к реальным значениям режимных параметров помимо использования максимально полных математических моделей и средств моделирования, позволяющих осуществить расчет совокупной математической модели ЭЭС с гарантированной приемлемой точностью, необходимо моделировать ВЭС с минимальным эквивалентированием [4].

Особенности функционирования ВЭУ в ЭЭС

Понимание технических аспектов, статических и динамических характеристик ВЭУ, механического и электрического поведения в различных режимах работы имеет важное значение при проектировании РЗ и ПА ЭЭС с ВЭУ. ВЭУ используют различные типы генераторов и способы их подключения к ЭЭС, согласно МЭК 61400-27-1:2015 применяются следующие общие концепции ВЭУ:

- 1 тип: на базе асинхронной машины с короткозамкнутым ротором, с фиксированной частотой вращения ($\pm 1\%$);
- 2 тип: на базе асинхронной машины с фазным ротором, с переменной частотой вращения ($\pm 10\%$);
- 3 тип: на базе асинхронной машины двойного питания (DFIG) - статор непосредственно подключается к энергосистеме, ротором – через преобразователь, с переменной частотой вращения ($\pm 30\%$);
- 4 тип: с синхронным или асинхронным генератором, подключаемым к энергосистеме через преобразователь, с переменной частотой вращения (0-100%). В основном в качестве генератора применяются синхронные многополюсные машины на постоянных магнитах.

Согласно [5], в составе современных ВЭС используются преимущественно ВЭУ 3 и 4 типов, которые позволяют достигать оптимальной выходной мощности в широком диапазоне скоростей ветра. В связи с чем, остановимся на рассмотрении особенностей связанных с работой ВЭУ 3 и 4 типов, которые нужно учитывать при проектировании РЗ и ПА ЭЭС с ВЭУ.

Проблемы настройки РЗ и ПА в ЭЭС с ВЭУ

Проектирование и настройка РЗ и ПА производится на основе результатов моделирования ЭЭС с ВЭУ, с использованием известных программно-вычислительных комплексов (ПВК) АРМ СРЗА, САРЕ и других, позволяющих рассчитывать токи КЗ. При этом используются однолинейные расчетные схемы, расчет токов и напряжений в несимметричных режимах выполняется методом симметричных составляющих для основной гармоники, электрические машины задаются в виде постоянной ЭДС за сопротивлением. В этом случае ЭДС (сверхпереходную или переходную) и внутренний угол считают неизменными в ходе всего расчета и принимают численно равными значениям в момент, предшествующий КЗ.

Тем самым воспроизводятся только установившиеся значения тока КЗ, а апериодическая составляющая рассчитывается с учетом корректирующего ударного коэффициента, при расчете которого в сложных схемах используют эквивалентную постоянную времени. Однако её определение в реальной ЭЭС чрезвычайно сложная задача, поэтому для практических расчетов не прибегают к определению эквивалентной постоянной времени, а принимают для нее обобщенное значение, и соответствующий ударный коэффициент, в зависимости от места КЗ. Для моделирования ВЭС с ВЭУ 3 или 4 типов такая практика некорректна, так как ВЭУ подключаются через преобразователи напряжения, значительно снижающие инерционность систем. Поведение ВЭУ в режиме КЗ, в первую очередь, определяется характеристиками системы управления ВЭУ.

Таким образом, представление ВЭУ в режиме КЗ как источника ЭДС с переходным сопротивлением является неадекватным для оценки переходных процессов.

В то же время, моделирование ВЭС производят эквивалентными ВЭУ большой мощности, что является существенным недостатком в расчетах уставок РЗ и ПА, нередко приводящим к неправильной работе. Совершенно очевидно, что для крупных ВЭС выработка мощности отдельными ВЭУ будет отличаться в силу неравномерности распределения скорости ветра, перепада высот и так далее, также будет и отличаться взаимовлияние ВЭУ и ЭЭС ввиду различной удаленности ВЭУ от точки подключения к сети, следовательно и вклад отдельной ВЭУ в ток КЗ будет различным. Кроме этого, в Германии, Дании и других странах существует практика использования разных типов ВЭУ в составе одной ВЭС (например, половина ВЭУ 3 типа, остальная часть 4-го типа), поэтому эквивалентирование таких ВЭС приводит к значительным дальнейшим погрешностям [6, 7, 8].

Исследования

Рассмотрим на примере моделирования ВЭУ 3 и 4 типов при различных топологиях ВЭС динамику протекания переходных процессов в аварийных режимах. Эквивалентирование ВЭУ произведено в соответствии с рекоменда-

ми [9, 10]: линии электропередачи, трансформаторы ЭЭС представлены в явном виде, эквивалентизируются лишь параметры коллекторной системы ВЭС. ВЭУ заменяются эквивалентным генератором с соответствующим коэффициентом мощности, эквивалентным повышающим трансформатором, имеющим пропускную способность выше суммарной установленных мощностей всех ВЭУ, эквивалентным сопротивлением, отражающим совокупность кабельных линий электропередач коллекторной системы. Также система автоматического управления ВЭС сохраняет контроль поддержания коэффициента мощности, управление генерацией реактивной мощности в аварийных режимах, синхронизацию с ЭЭС.

Моделирование проводится с использованием ПВК PSCAD на примере схемы ЭЭС IEEE30bussystem [11], с подключением ВЭС к шине №1 ($U_n=230$ кВ) по следующим сценариям.

Сценарий №1. Эквивалентированная ВЭС, мощностью 200 МВт моделируется ВЭУ 4 типа и ВЭУ 3 типа поочередно. Проводятся опыты и измеряются параметры трехфазного и однофазного КЗ в точке подключения ВЭС (Шина №1).

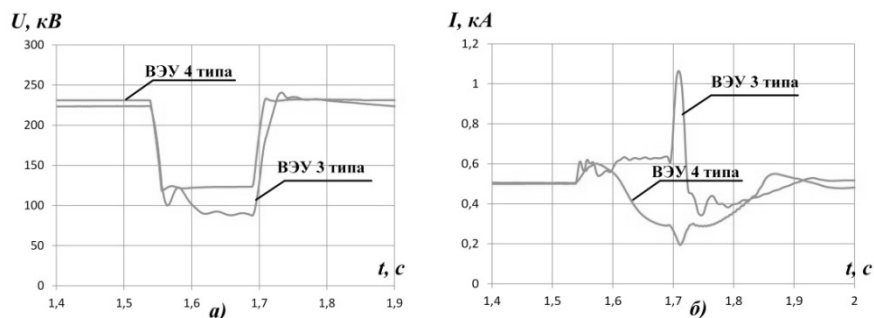


Рис. 1. Осциллограммы действующих значений напряжения а) и тока б) трехфазного КЗ

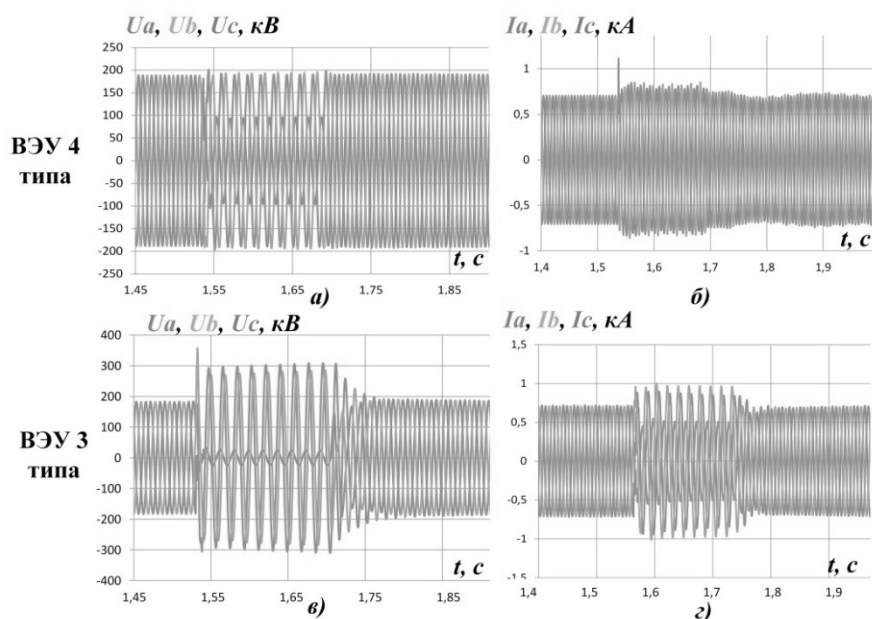


Рис. 2. Осциллограммы фазных напряжений а), в) и токов б), г) однофазного КЗ

Моделирование показывает различие в природе протекания электромагнитных переходных процессов в ВЭУ 3 и 4 типов, обусловленные техническими особенностями функционирования ВЭУ. Приобладающее влияние на величину тока КЗ оказывают ВЭУ 3 типа. При этом в момент трехфазного КЗ, когда ВЭС представлена ВЭУ 4 типа, максимальное значение тока КЗ превышает номинальное значение не более чем в 0,2 раза, что может привести к несрабатыванию РЗ и ПА ввиду превышения значений на уровне погрешности.

Сценарий №2. ВЭС моделируется из ВЭУ 4 типа (20x5 МВт) и ВЭУ 3 типа (50 x2 МВт) подробной топологией. Проводятся опыты трехфазного и однофазного КЗ в точке подключения ВЭС (Шина №1).

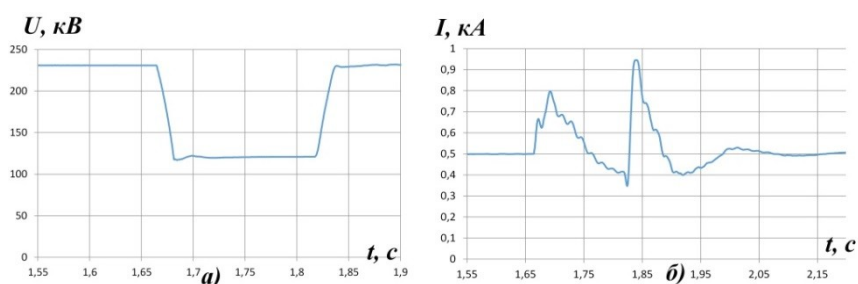


Рис. 3. Осциллограммы действующих значений напряжения *а)* и тока *б)* трехфазного КЗ

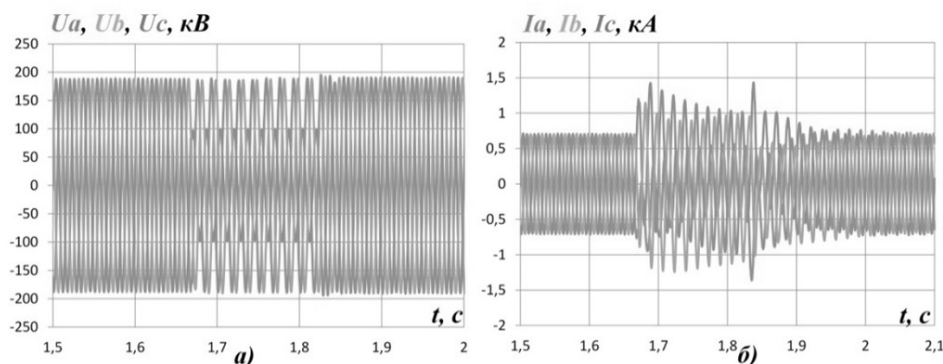


Рис. 4. Осциллограммы фазных напряжений *а)* и токов *б)* однофазного КЗ

В ВЭС, состоящих из разных типов ВЭУ, электромагнитные переходные процессы схожи больше с процессами в ВЭУ 3 типа: получаемые значения трехфазного тока КЗ и уровня падения напряжения близки к ВЭС с 3 типом ВЭУ. Однако ток однофазного КЗ значительно превышает значения тока предыдущего сценария.

Выводы

В работе обозначена проблематика, связанная с настройкой РЗ и ПА в ЭЭС с ВЭУ. Проведены исследования в ПВК PSCAD, показывающие различие токов КЗ и напряжений в эквивалентных моделях ВЭС, и модели ВЭС, состоящей из

разных типов ВЭУ. Авторы на примере простых схем моделирования ВЭС в ЭЭС продемонстрировали, что для исследований, связанных с проектированием РЗ и ПА необходимо моделировать ВЭС детально, так как различные типы ВЭУ оказывают различное влияние на протекание электромагнитных переходных процессов, обусловленное техническими особенностями функционирования ВЭУ и наличием преобразователя в схеме подключения ВЭУ к ЭЭС. Вследствии этого при моделировании ВЭС необходимо использовать динамические модели ВЭУ.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, грант № МК-1675.2019.8.

Библиографический список

1. Отчет глобального сообщества в области возобновляемой энергетики (REN 21) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>.
2. «Первые ласточки» российской ветроэнергетики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://treda.ru/n37>.
3. «Зелёный» прорыв в энергетике Юга» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://expertsouth.ru/news/zelyenyu-proryv-v-energetike-yuga/>.
4. **E. Muljadi, Y.C. Zhang, V. Gevorgian, and D. Kosterev.** “Understanding Dynamic Model Validation of a Wind Turbine Generator and a Wind Power Plant”, in Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2016.
5. **C. V. Hernandez, T. Telsnig, and A. V. Pradas,** “JRC Wind Energy Status Report 2016 Edition,” Luxembourg: Publications Office of the European Union, Tech. Rep., 2017.
6. **Deglaire P., Eriksson S., Solum A.** Simulation and control of a direct driven permanent magnet synchronous generator. Nordic PhD course on Wind Power, Norway, 2005, С. 1–15.
7. **Svechkarenko, D.:** ‘Simulations and control of direct driven permanent magnet synchronous generator’. Nordic PhD course on Wind Power, Norway, 2005, С. 1–15.
8. **Carreras, B. A.** Does size matter? / B. A. Carreras, D. E. Newman, and I. Dobson // Chaos. – 2014. – vol. 24, no. 2. DOI: 10.1063/1.4868393.
9. WECC WGMG, Wind Power Plant Power Flow Representation, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://renew-ne.org/wp-content/uploads/2012/05/WECCWindPlantPowCJKsiy_503erFlowModelingGuide.pdf
10. **E. Muljadi, A. Ellis,** et al, “Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant”, IEEE Power Engineering Society Annual Conference, Montreal, Quebec, June 12-16, 2006.
11. IEEE test systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems/ieee-30-bus-modified-test-system>

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_316

Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, Л.Е. Веселов, В.И. Федорчатенко**СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖИВОТНОВОДЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА С ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ НА ТВЕРДООКСИДНЫХ
ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена повышению энергетической и экологической безопасности удаленных сельскохозяйственных предприятий. На примере животноводческого комплекса проведено исследование энергетических и экономических показателей при интеграции в систему электроснабжения твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ), работающих на биогазе из переработанных производственных отходов. Разработана методика определения затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса. Получены результаты расчета зависимости затрат на энергоснабжение от установленной мощности энергоустановки на ТОТЭ, работающей параллельно с централизованной электрической сетью.

The article is devoted to improving the energy and environmental safety of remote agricultural enterprises. On the example of a livestock complex, the study of energy and economic indicators in the integration of solid oxide fuel cells (SOFC) operating on biogas from processed industrial waste into the power supply system was carried out. A method for determining the cost of energy supply to the livestock complex has been developed. The results of calculating the dependence of energy supply costs on the installed capacity of the SOFC operating in parallel with the centralized electric network have been obtained.

Ключевые слова: система электроснабжения, твердооксидный топливный элемент, биогаз, сельскохозяйственное предприятие.

Key words: agricultural enterprise, biogas, power supply system, solid oxide fuel cell.

Введение

Важной задачей энергетической стратегии России является обеспечение энергетической безопасности удаленных потребителей электроэнергии, к которым, в том числе, относятся многочисленные сельскохозяйственные предприятия (СХП) [1]. Электроснабжение СХП от централизованной электрической сети, как правило, осуществляется по протяженным линиям электропередач и характеризуется высокой аварийностью наряду с большими электрическими потерями. Вместе с тем, необходимость утилизации сельскохозяйственных отходов (растениеводства, животноводства и других) для таких предприятий делает актуальной задачу повышения экологичности производства.

Развитие распределенной генерации, предполагающее расширение использования потребителями собственных энергоустановок малой мощности, работающих на возобновляемых и местных энергоресурсах, является решением проблемы обеспечения энергетической и экологической безопасности СХП. Перспективным направлением является применение биогаза, получаемого из

отходов производства. В настоящее время широко используемыми энергоустановками (ЭУ), которые могут работать на биогазе, являются газотурбинные и газопоршневые ЭУ. К недостаткам таких ЭУ можно отнести невысокий КПД, загрязнение атмосферы, шум при работе.

Прорывными технологиями в области распределенной генерации считаются электрохимические генераторы на основе топливных элементов. Общими преимуществами топливных элементов являются высокая эффективность, бесшумная работа и отсутствие вредных выбросов в окружающую среду [2]. Наиболее высокими показателями эффективности при работе на биогазе по сравнению с другими типами топливных элементов характеризуются твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ) [3, 4].

В России отсутствуют методические основы проектирования систем электроснабжения с ТОТЭ. Важной научной задачей является обоснование выбора оптимальной мощности ТОТЭ при интеграции ЭУ на ТОТЭ в системы электроснабжения потребителей. В статье исследуется система электроснабжения животноводческого комплекса, получающая питание от централизованной электрической сети. На данном СХП имеется установка по производству биогаза. В рассматриваемую систему электроснабжения интегрируется система генерирования на основе ТОТЭ. Модернизация системы электроснабжения направлена на повышение энергетической и экологической безопасности СХП.

Применение ТОТЭ в системах электроснабжения сельскохозяйственных предприятий. Описание объекта исследования

В качестве топлива для ТОТЭ предлагается использовать биогаз. Объем выработки биогаза зависит от типа СХП и его производительности. В табл. 1 приведены примеры СХП с возможностью выработки биогаза, для которых применение ТОТЭ представляется наиболее целесообразным.

Таблица 1

Обоснование применения энергоустановки на ТОТЭ

Предприятие (СХП)	Отходы			Преобразование отходов в биогаз		Выход биогаза из 1 кг сухого вещества на 1 голову / на 1 га, л/кг	Возможность использования ТОТЭ
	тип	* объем на 1 голову		возможность	Тип топлива на выходе		
		сутки	Год				
Животноводческие	Навоз	35 кг	6-8 т	да	биотопливо, метан	200-300	да
Конюшни	Навоз	25 кг	4,5 т	да	биотопливо, метан	250	да

Окончание табл. 1

Растениеводческие	Борщевик	-	Дикий 50 т/га Культивируемый 250 т/га	да	биоэтанол	400-500	да
-------------------	----------	---	--	----	-----------	---------	----

* – данные усредненные

Объектом исследования является система электроснабжения животноводческого комплекса по производству молока с количеством крупного рогатого скота 2000 голов. На основе данных [5] и [6] определены максимумы электрических нагрузок (табл. 2) и построены графики электрических нагрузок животноводческого комплекса для характерных летних и зимних суток (рис. 1).

Таблица 2

Электрические нагрузки животноводческого комплекса

Наименование объекта	Дневной максимум		Вечерний максимум	
	активной нагрузки	реактивной нагрузки	активной нагрузки	реактивной нагрузки
	$P_{МД}$, кВт	$Q_{МД}$, квар	$P_{МВ}$, кВт	$Q_{МВ}$, квар
Животноводческие комплексы и фермы				
Производство молока на 2000 коров	375	330	375	330

* количество летних дней – 205, количество зимних дней – 160

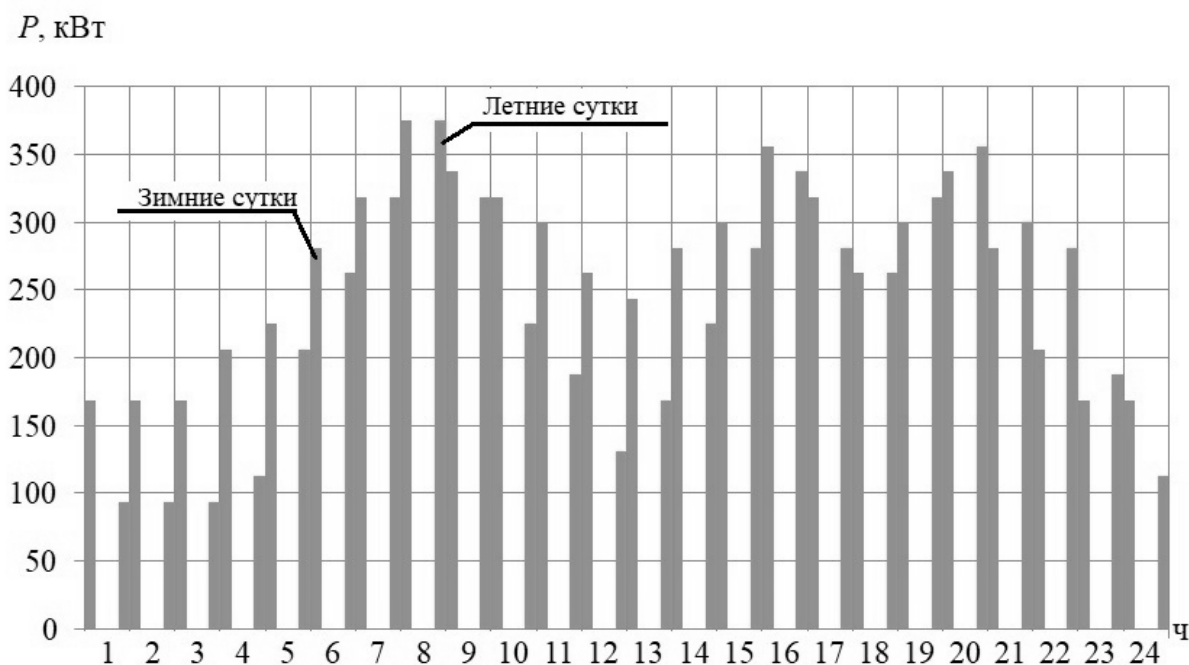


Рис. 1. Суточные графики электрических нагрузок животноводческого комплекса

Графики нагрузки показывают, что наибольшее потребление электроэнергии приходится на 8 ч. утра, 16 ч. дня и 20 ч. вечера.

По данным [7] и [8] рассчитано количество тепловой энергии, требуемой на отопление животноводческого комплекса, которое составляет 7088 Гкал в год. Наибольшее количество тепловой энергии потребляется с января по март и с октября по декабрь.

Для проведения исследования приняты следующие условия:

- 1) животноводческий комплекс может получать электрическую энергию от централизованной электрической сети (ЦЭС) и от ТОТЭ;
- 2) электроэнергия, генерируемая ТОТЭ, может передаваться в ЦЭС;
- 3) животноводческий комплекс может получать тепловую энергию от внешней сети (например, от котельной соседнего объекта);
- 4) тепловая энергия может отводиться от ТОТЭ и использоваться для теплоснабжения животноводческого комплекса, но передаваться от ТОТЭ во внешнюю сеть не может.

Цель модернизации системы электроснабжения животноводческого комплекса заключается в повышении энергетической и экологической безопасности СХП при минимальных затратах. Актуальным является исследование зависимости затрат на энергоснабжение предприятия от номинальной мощности ТОТЭ.

Методика определения затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса

Оптимальное значение номинальной мощности ЭУ на ТОТЭ ($P_{\text{НОМ}}$) определяется:

$$P_{\text{МИН}} \leq P_{\text{НОМ}} \leq P_{\text{МАХ}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{МИН}}$ – минимально возможная номинальная мощность ТОТЭ; $P_{\text{НОМ}}$ – оптимальное значение номинальной мощности ТОТЭ; $P_{\text{МАХ}}$ – максимально возможная номинальная мощность ТОТЭ.

$P_{\text{МИН}}$ должна обеспечивать покрытие базисной части графика электрической нагрузки. $P_{\text{МАХ}}$ зависит от объема суточного производства биогаза и определяется по выражению:

$$P_{\text{МАХ}} = V_{\text{М}} / (F_{\text{ТОТЭ}} \cdot T_{\text{ТОТЭ}}), \quad (2)$$

где $V_{\text{М}}$ – объем суточного производства биогаза на животноводческом комплексе [9]; $F_{\text{ТОТЭ}}$ – удельный расход топлива ТОТЭ на выработку 1 кВт·ч электроэнергии ($\text{м}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч}$); $T_{\text{ТОТЭ}}$ – время работы ТОТЭ в сутках (ч).

Общие затраты на энергоснабжение животноводческого комплекса определяются по выражению:

$$Z_{\Sigma} = \text{LCOE} \cdot W_{\text{ТОТЭ}} + T_{\text{Э.СЕТЬ}} \cdot W_{\text{СЕТЬ}} - T_{\text{Э.ТОТЭ}} \cdot W_{\text{ТОТЭ-СЕТЬ}} + T_{\text{Т.СЕТЬ}} \cdot Q_{\text{СЕТЬ}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{ТОТЭ}}$ – электроэнергия от ТОТЭ, потребляемая животноводческим комплексом; $W_{\text{СЕТЬ}}$ – электроэнергия от ЦЭС, потребляемая животноводческим комплексом; $W_{\text{ТОТЭ-СЕТЬ}}$ – электроэнергия от ТОТЭ, продаваемая в ЦЭС; $Q_{\text{СЕТЬ}}$ – тепловая энергия, потребляемая из внешней сети; $T_{\text{Э,СЕТЬ}}$ – тариф на электроэнергию, потребляемую от ЦЭС (в расчетах $T_{\text{Э,СЕТЬ}} = 7,45$ руб/кВтч); $T_{\text{Э,ТОТЭ}}$ – тариф на продаваемую в ЦЭС электроэнергию от ТОТЭ (в расчетах $T_{\text{Э,ТОТЭ}} = 2,5$ руб/кВтч); $T_{\text{Т,СЕТЬ}}$ – тариф на тепловую энергию, потребляемую из внешней сети (в расчетах $T_{\text{Т,СЕТЬ}} = 2122$ руб/Гкал); LCOE – себестоимость электроэнергии ТОТЭ на протяжении жизненного цикла (*Levelized Cost of Energy*).

При расчете LCOE учитывалось полезное использование тепловой энергии от ТОТЭ:

$$\text{LCOE} = \Sigma [(C_{\text{КАП}} + C_{\text{ОП}} + C_{\text{УТ}} - C_{\text{ТЕ}}) \cdot (1 + r)^{-1} / \Sigma W_t], \quad (4)$$

где $C_{\text{КАП}}$ – полные капитальные затраты за год t (тыс. руб); $C_{\text{ОП}}$ – полные операционные (эксплуатационные) затраты за год t (тыс. руб); $C_{\text{УТ}}$ – затраты на утилизацию энергоустановок (тыс. руб, в расчете $C_{\text{УТ}} = 0$); $C_{\text{ТЕ}}$ – экономия от использования тепловой энергии ТОТЭ (тыс. руб); r – ставка дисконтирования для года t (отражает оплату стоимости капитала); W_t – количество произведенной электроэнергии за год t (кВт·ч); T – жизненный цикл системы (в расчете $T = 10$ лет).

Проведено исследование зависимости общих затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса от номинальной мощности ТОТЭ с учетом возможности продажи излишков генерации от ТОТЭ в централизованную сеть в режиме минимальных нагрузок и полезного использования тепловой энергии от ТОТЭ.

Результаты расчета затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса

Объем суточного производства биогаза на животноводческом комплексе на 2000 коров составляет 3024 м^3 в сутки. С учетом этого по формуле (2) определена максимально возможная мощность ТОТЭ $P_{\text{МАХ}} = 525$ кВт. Для исследования выбран типовой ряд ЭУ на ТОТЭ номинальной мощностью 100, 200, 250, 300 и 500 кВт. В зависимости от номинальной мощности ТОТЭ определены составляющие электрической энергии, потребляемой животноводческим комплексом, за сутки и за год. На рис. 2 показано распределение электрической энергии за характерные зимние сутки при использовании ЭУ на ТОТЭ номинальной мощностью 300 кВт.

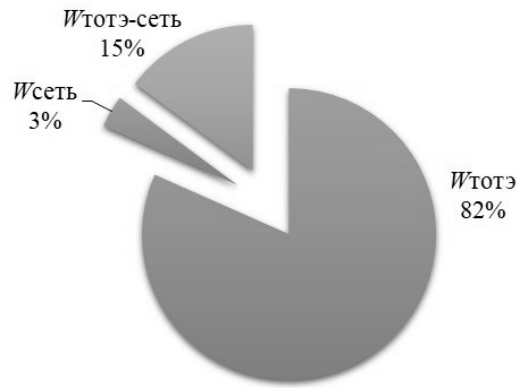


Рис. 2. Составляющие электрической энергии за характерные зимние сутки при $P_{\text{НОМ}} = 300$ кВт

Суммарное потребление электроэнергии животноводческим комплексом составляет 6357 кВт·ч. При $P_{\text{НОМ}} = 300$ кВт большая часть электроэнергии потребляется от ТОТЭ (6094 кВт·ч). Излишки генерации от ТОТЭ, которые могут быть выданы в электрическую сеть, составляют 1106 кВт·ч. Результаты расчета составляющих электрической энергии, потребляемой животноводческим комплексом за год, для типового ряда ЭУ на ТОТЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Составляющие электрической энергии, потребляемой животноводческим комплексом за год

Номинальная мощность ТОТЭ	$W_{\text{ТОТЭ}}$, кВт·ч	$W_{\text{СЕТЬ}}$, кВт·ч	$W_{\text{ТОТЭ-СЕТЬ}}$, кВт·ч
$P_{\text{НОМ}} = 100$ кВт	872 156	1 278 750	3 844
$P_{\text{НОМ}} = 200$ кВт	1 600 156	550 750	151 844
$P_{\text{НОМ}} = 250$ кВт	1 867 688	283 219	322 313
$P_{\text{НОМ}} = 300$ кВт	2 062 781	88 125	565 219
$P_{\text{НОМ}} = 500$ кВт	2 150 906	0	2 229 094

Из табл. 3 видно, что при $P_{\text{НОМ}} = 100$ кВт большая часть электрической энергии для электроснабжения животноводческого комплекса будет потребляться от ЦЭС. При $P_{\text{НОМ}} = 500$ кВт животноводческий комплекс будет полностью обеспечиваться электроэнергией от ТОТЭ.

Аналогичные расчеты были проведены для составляющих тепловой энергии. Тепловая энергия от ТОТЭ, которая может быть использована для отопления животноводческого комплекса, определялась на основе паспортных данных по тепловой мощности ТОТЭ (*Heatrate*). Так, для ТОТЭ номинальной мощностью 300 кВт тепловая мощность находится в диапазоне от 5,811 до 7,127 Вт/кВт·ч. В расчетах использовалось минимальное значение тепловой мощности. Потери тепловой мощности при отводе от ТОТЭ и при передаче по системе отопления не учитывались. Результаты расчета тепловой энергии от ТОТЭ, которая может

быть использована для отопления животноводческого комплекса, представлены в табл. 4.

Таблица 4

Составляющие тепловой энергии от ТОТЭ

Номинальная мощность ТОТЭ	Тепловая энергия, ккал за сутки	Тепловая энергия, Гкал за год
$P_{\text{НОМ}} = 100$ кВт	3 514,32	1 282,73
$P_{\text{НОМ}} = 200$ кВт	7 028,64	2 565,45
$P_{\text{НОМ}} = 250$ кВт	8 785,80	3 206,82
$P_{\text{НОМ}} = 300$ кВт	10 542,96	3 848,18
$P_{\text{НОМ}} = 500$ кВт	17 571,60	6 413,63

Для анализа LCOE на основе данных, находящихся в открытом доступе, были построены зависимости стоимости ТОТЭ и установки по производству биогаза от номинальной мощности ТОТЭ (рис. 3).

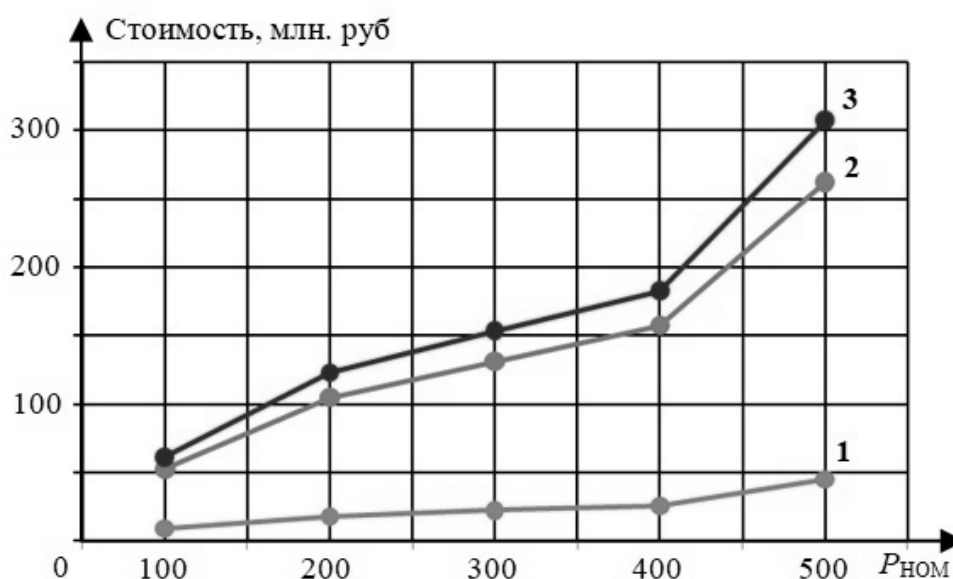


Рис. 3. Зависимости стоимости элемента системы генерирования от номинальной мощности ТОТЭ:

1 – стоимость установки по производству биогаза; 2 – стоимость ТОТЭ, 3 – суммарная стоимость

При расчете стоимости установки по производству биогаза учитывался суточный объем биогаза, необходимый для ТОТЭ соответствующей мощности. Из рис. 4 видно, что наибольший вклад в капитальные затраты на модернизацию системы электроснабжения вносят капитальные затраты на ТОТЭ. По формуле (4) выполнен расчет LCOE. Полученные результаты представлены в табл. 5.

Таблица 5

Результаты расчета LCOE при различной номинальной мощности ТОТЭ

Номинальная мощность ТОТЭ	$C_{\text{КАП}}$, руб	$C_{\text{ОП}}$, руб	$C_{\text{ТЕ}}$, руб	W_t , кВтч	LCOE, руб/кВтч
$P_{\text{НОМ}} = 100$ кВт	52 500 000	480 000	1 361 307	872 156	31,15
$P_{\text{НОМ}} = 200$ кВт	105 000 000	480 000	2 599 298	1 600 156	33,84
$P_{\text{НОМ}} = 250$ кВт	131 250 000	480 000	3 166 509	1 867 688	36,23
$P_{\text{НОМ}} = 300$ кВт	157 500 000	480 000	3 733 720	2 062 781	39,36
$P_{\text{НОМ}} = 500$ кВт	262 500 000	480 000	6 002 564	2 150 906	62,88

Определены общие затраты на энергоснабжение животноводческого комплекса по формуле (3) и построены зависимости затрат от номинальной мощности ТОТЭ (рис. 4).

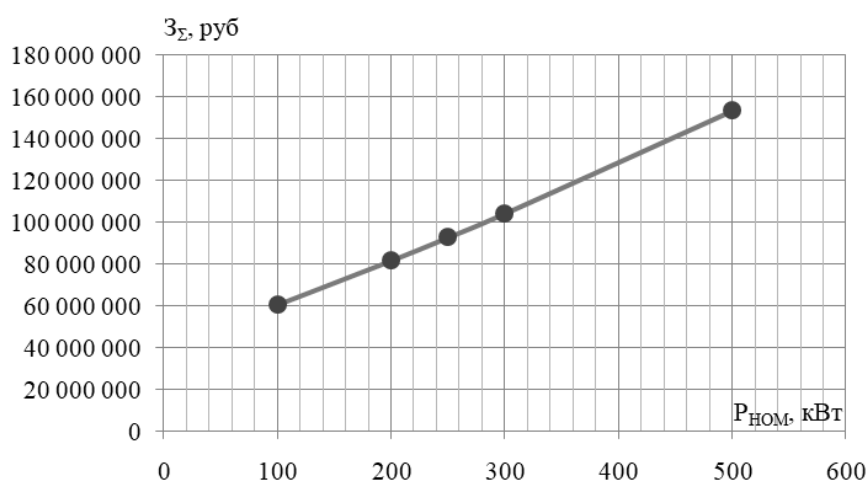


Рис. 4. Зависимость общих затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса от номинальной мощности ТОТЭ

Результаты исследования показали, что затраты на энергоснабжение возрастают при увеличении номинальной мощности ТОТЭ. Это связано с высокими капитальными затратами на ЭУ. Однако следует учитывать, что для проведения исследований выбран прототип животноводческого комплекса. Графики электрических и тепловых нагрузок построены, исходя из нормативных требований.

Представляет интерес проведение исследований с использованием данных по реальным животноводческим комплексам для различных регионов России. Задачей будущей работы является исследование экономических показателей с учетом прогнозного снижения стоимости технологий ТОТЭ и различных тарифов на покупку и продажу электрической энергии в ЦЭС. Так, если уменьшить капитальные затраты на ТОТЭ в 1,5 раза; тариф на покупку элек-

троэнергии от ЦЭС увеличить до 14 руб/кВтч; тариф на продажу электроэнергии от ТОТЭ в ЦЭС увеличить до 7 руб/кВтч, то форма кривой зависимости затрат на энергоснабжение от мощности ТОТЭ изменится (рис. 5).

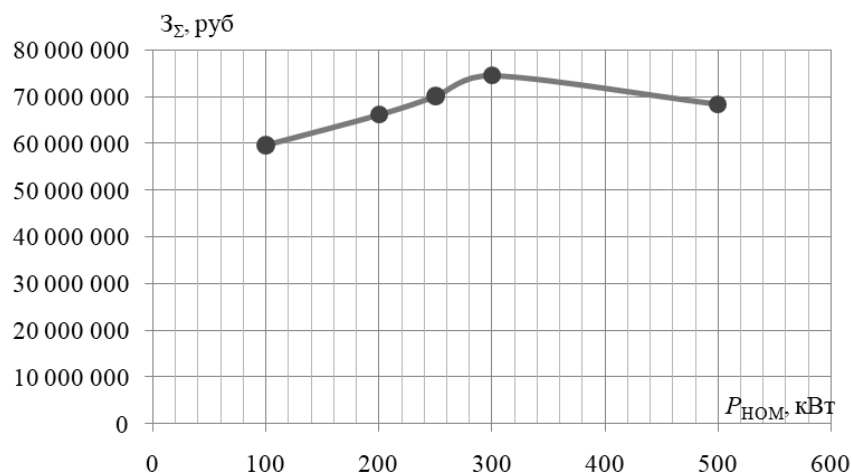


Рис. 5. Зависимость общих затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса от номинальной мощности ТОТЭ при изменении капитальных затрат на ТОТЭ и тарифов на покупку/продажу электроэнергии

График на рис. 5 имеет ярко выраженный экстремум. При достижении определенной номинальной мощности ТОТЭ затраты на энергоснабжение будут снижаться. Это объясняется незначительным возрастанием ЛСОЕ, по сравнению с рис. 4, и получением большей прибыли от продажи излишков электроэнергии. В этом случае актуальной задачей становится определение оптимальной мощности ТОТЭ, при которой будет достигнута наибольшая экономическая эффективность.

Заключение

Энергоустановки на ТОТЭ являются перспективными источниками энергии для их использования в системах электроснабжения сельскохозяйственных предприятий. В качестве топлива для ТОТЭ может использоваться биогаз, полученный путем переработки производственных отходов. ТОТЭ характеризуется высокой эффективностью преобразования биогаза в электрическую и тепловую энергию и экологичностью.

Проведены исследования системы электроснабжения животноводческого комплекса, в которую интегрируется ЭУ на ТОТЭ. Для типового ряда ЭУ на ТОТЭ номинальной мощностью 100, 200, 250, 300 и 500 кВт проведены исследования зависимости затрат на энергоснабжение животноводческого комплекса от номинальной мощности ТОТЭ. Результаты исследования показали, что затраты на энергоснабжение возрастают при увеличении номинальной мощности ЭУ на ТОТЭ, что объясняется высокими капитальными затратами на ЭУ.

Однако при прогнозном снижении капитальных затрат на ТОТЭ и различных тарифах на покупку и продажу электрической энергии в ЦЭС форма

кривой зависимости затрат на энергоснабжение от мощности ТОТЭ может измениться. Актуальной является задача определения оптимальной мощности ТОТЭ, при которой будет достигнута наибольшая экономическая эффективность.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (Соглашение о предоставлении грантов для государственной поддержки молодых российских ученых-кандидатов наук № 075-15-2020-097 от 18.03.2020 г.).

Библиографический список

1. Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года». Москва. 2014. [Электронный ресурс]. URL: <http://media.rspp.ru/document/1/c/e/ceef7d9d4df403f7f78fa3bd217d7285.pdf> (дата обращения 01.03.2019).
2. **Соснина, Е.Н.** Применение топливных элементов в системах электроснабжения сельскохозяйственных предприятий / Е.Н. Соснина [и др.]. - Актуальные проблемы электроэнергетики – 2019: сборник научно-технических статей. – НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, 2019. – 272с.
3. **Соснина, Е.Н.** Комбинированная система генерирования на основе топливных элементов и биогазовой установки / Е.Н. Соснина [и др.] // 49 Международная научно-практическая конференция «Федоровские чтения – 2019». – Москва, 2019.
4. **Markeev, D.S.** Electrochemical Generators Based on Fuel Cells. Recent Developments / D.S. Markeev, D.V Rostovshhikova, L.G Perminova // Youth and Science: The Compilation of Materials VI Russian Scientific Technical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, RU. 2011.
5. РД 34.20.178 «Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения».
6. **Филатов, Д.А.** Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость в электроэнергетике сельского хозяйства: учеб. пособие / Д.А. Филатов, П.В. Терентьев. - Нижний Новгород, 2017.
7. Методика расчета энергетических затрат на животноводческих комплексах и фермах крупного рогатого скота (для сравнительной оценки проектных предложений).
8. **Биркин, С.М.** Обоснование применения биогазовых установок на животноводческих комплексах и фермах / С.М. Биркин, Н.М. Антонов // Вестник КрасГАУ. – 2009. – №5. – С. 156-158.
9. **Sosnina, E.N.; Shalukho, A.V.; Veselov, L.E.** The Research of Power Supply System Operating Modes with Solid Oxide Fuel Cells on Biogas. 2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE).

УДК 621.31

DOI 10.46960/39255930_2020_326

А.Н. Фитасов, С.А. Петрицкий, А.М. Мамонов, А.А. Севостьянов,
А.А. Старикова

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕСТАНДАРТНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ В СОЧЕТАНИИ С ИСТОЧНИКАМИ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В статье описывается анализ эффективности двух схем электроснабжения 10/0,4 кВ и 10/0,95/0,4 кВ в сочетании с источниками малой генерации на базе ВИЭ (возобновляемых источников энергии). Анализ эффективности проводится по двум направлениям: по энергетической эффективности (сравнение потерь электроэнергии в двух вариантах схем электроснабжения) и по величинам токов КЗ.

The article describes the analysis of the efficiency of two power supply schemes 10/0.4 kV and 10/0.95/0.4 kV in combination with low generation sources based on RES (renewable energy sources). Efficiency analysis is carried out in two directions: on energy efficiency (comparison of electric power losses in two versions of power supply schemes) and on values of short circuit currents.

Ключевые слова: оценка энергетической эффективности, технические потери электрической энергии, напряжение 950 В, сети напряжением до 1000 В, токи короткого замыкания.

Key words: evaluation of energy efficiency, technical losses of electric energy, voltage of 950 V, networks with voltage of up to 1000 V, short-circuit currents.

Условия подключения ВИЭ

Возобновляемая энергетика базируется на самых разных природных ресурсах, что позволяет сберечь невозобновляемые источники энергии. Независимость ВИЭ от ископаемого топлива обеспечивает энергетическую безопасность страны и стабильность цен на электроэнергию.

В Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об электроэнергетике" были внесены изменения и дополнения, в которых дается определение объектов микрогенерации. В соответствии с этими изменениями к объектам микрогенерации относятся электростанции мощностью до 15 кВт. Предполагается, что физические лица, владеющие такими электростанциями, смогут продавать излишки электричества, изначально вырабатывающегося в первую очередь для личных нужд [1].

Общим «узким местом» технологий ВИЭ часто выступают требования по координации работы энергоисточника и централизованной сети, а также прин-

ципы взаимоотношений между независимым производителем энергии и оператором сети.

Электрическая энергия, вырабатываемая на ВИЭ, может быть получена разными способами. Наибольшее распространение получили следующие технические решения: синхронные генераторы; асинхронные генераторы; асинхронные генераторы двойного питания; силовые инверторы (например, в случае фотоэлектричества, топливных элементов и генераторов постоянного тока). Каждое из названных устройств обладает как преимуществами, так и недостатками, которые отражаются на работе энергосистемы.

Для обеспечения надежного и безопасного функционирования электросети необходимо выполнение технических требований по присоединению к ней генерирующих источников. В России такие требования разработаны пока только для крупных электростанций, работающих на традиционных видах энергоресурсов. Эти требования не учитывают специфики малой генерации, к которой и относятся генераторы, использующие ВИЭ (исключая традиционные ГЭС). Однако в России при существующем уровне централизации энергоснабжения очевидно, что на отрезке до 2030 г. доля малой генерации не возрастет до уровня, при котором она сможет отрицательно повлиять на работу централизованных систем [1].

При разработке технических требований по присоединению ВИЭ к электрической сети можно использовать опыт эксплуатации энергосистем зарубежных стран, в которых возобновляемая энергетика интенсивно развивается (например, Германия), а также использовать опыт создания интеллектуальных электрических сетей, в которых присутствуют не только источники распределенной генерации, но и различные интеллектуальные устройства регулирования напряжения [2, 3].

Поскольку в данной статье рассматривается микрогенерация, то есть установки мощностью до 15 кВт, то и применение данных установок планируется у конечных потребителей, подключенных к сетям 0,4 кВ. Для данных сетей характерны следующие проблемы: высокая степень износа; низкая надежность; высокий уровень технических и коммерческих потерь электрической энергии; низкая эффективная длина и недостаточная пропускная способность линий; недопустимые отклонения напряжения в электрически удаленных точках.

Сравнение эффективности вариантов схемы электроснабжения по энергетической эффективности и величинам токов аварийных режимов

Для повышения энергетической эффективности сетей до 1000 В предлагается рассмотреть совокупность двух факторов: применение ВИЭ мощностью до 15 кВт у конечного потребителя и повышение напряжения до уровня 950 В. Обоснование применения напряжения 950 В приведено в [4,5,6]. Подобные

экспериментальные проекты были уже реализованы в ряде сетевых организациях [5].

Для оценки энергетической эффективности проведены исследования применения напряжения 0,95 кВ вместо 0,4 кВ для питания распределенной нагрузки (потребителей). В качестве объекта исследования приняты две схемы электроснабжения. К участкам линий подключено 44 потребителя. Нагрузка каждого потребителя составляет 10 кВА. У каждого потребителя установлен автономный источник питания, мощность каждого 7 кВт. Расстояние между точками подключения потребителей 70 м.

В первом варианте схемы электроснабжения (10/0,4 кВ) предусматриваются две ТП: мощность первой 400 кВА (ТП1) и мощность второй 250 кВА (ТП2). От ТП1 запитаны два участка сети 0,4 кВ длиной 420 м и два участка сети 0,4 кВ длиной 490 м. От ТП2 запитаны три участка сети 0,4 кВ длиной 420 м. Два участка сети запитанные от ТП2 находятся на расстоянии 420 м, поэтому для подключения ТП2 используется линия 10 кВ проводом АС-35 длиной $L=420$ м. ТП 2 подключается к сети 10 кВ шлейфом от ТП1.

Во втором варианте схемы электроснабжения (20/0,95/0,4 кВ) предусматривается одна ТП мощностью 630 кВА. Вся распределительная сеть работает на напряжение 0,95 кВ. Поскольку ТП2 во втором варианте отсутствует, то для питания двух удаленных участков (ранее запитанных от ТП 2) предлагается использовать линию 10 кВ, питающую ранее ТП2 с переводом ее на напряжение 0,95 кВ. От ТП запитаны два участка сети 0,95 кВ длиной 420 и 490 м и два участка сети 0,95 кВ длиной 280 и 350 м. Потребители подключены к индивидуальным трансформаторным подстанциям 0,95/0,4 кВ мощностью 25 кВА.

В обоих вариантах схем электроснабжения в качестве генерирующих установок были выбраны синхронные генераторы AZIMUT Z164BI ($S_{ном} = 7$ кВт; $\eta=0,85$). Схемы двух вариантов схем электроснабжения представлены на рис. 1.

В табл. 1 приведены результаты расчета потерь для двух вариантов схем электроснабжения согласно методике расчета и моделей элементов сети [7,8,9,10]. При сравнении вариантов оценка энергетической эффективности электроснабжения проводилась по величине расчетных потерь электрической энергии. Время числа часов расчетного периода принималось 2000 ч, так как это соответствует односменному режиму работы потребителя.

Проведенные исследования показали, что вариант схемы 20/0,95/0,4 кВ для питания распределенной нагрузки является более эффективным, чем схема 10/0,4 кВ. По отношению к первому варианту электроснабжения величина снижения потерь составит:

- 48,42 тыс. кВт*ч – для режима, когда все генераторы отключены;
- 23,93 тыс. кВт*ч – для режима, когда все генераторы находятся в работе.

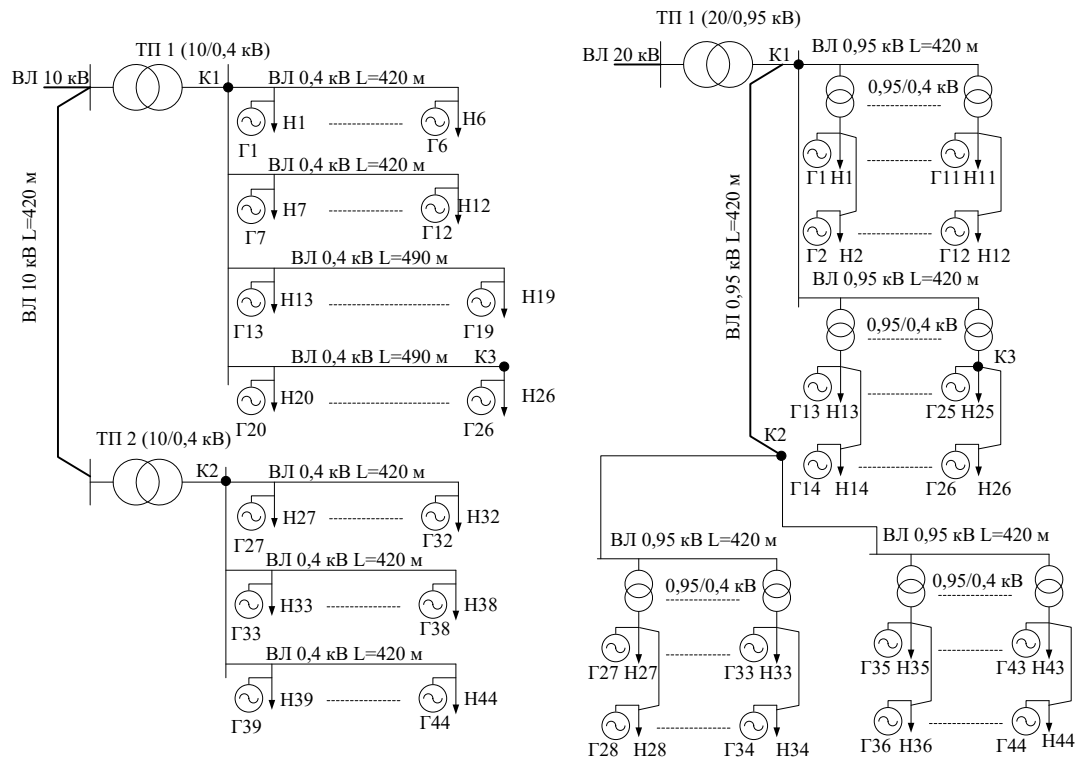


Рис. 1. Модель схем электроснабжения с ВИЭ с сетью 10/0,4 кВ и сетью 20/0,95/0,4 кВ

Таблица 1

Потери при двух вариантах схем электроснабжения

Наименование статьи потерь	Вариант 1 (10/0,4), тыс. кВт*ч		Вариант 2 (20/0,95/0,4), тыс. кВт*ч	
	все генераторы отключены	все генераторы включены	все генераторы отключены	все генераторы включены
Нагрузочные потери в трансформаторах ТП	8,48	4,29	7,45	3,92
Нагрузочные потери в трансформаторах 0,95/0,4 кВ	0,00	0,00	16,90	8,89
Потери холостого хода в трансформаторах	2,96	2,96	5,84	5,84
Нагрузочные потери в ЛЭП 10 кВ от ТП 1 до ТП 2	0,06	0,03	0,00	0,00
Нагрузочные потери в распределительной сети меньше 1000 В	146,66	77,19	79,56	41,87
Итого	158,16	84,46	109,74	60,53

Увеличение статьи потерь холостого хода трансформаторов в схеме 10/0,95/0,4 кВ объясняется увеличением количества трансформаторов, 0,95/0,4 кВ для питания потребителей, по сравнению со схемой 10/0,4 кВ.

Для оценки эффективности функционирования данных систем электроснабжения были проведены расчеты аварийных режимов, то есть рассчитаны токи короткого замыкания в разных точках систем. Расчет токов короткого замыкания произведен в программном комплексе MathCad.

В табл. 2 приведены результаты расчета токов КЗ для двух вариантов схем электроснабжения [11].

Таблица 2

Результаты расчетов токов КЗ для двух вариантов схем

Точка КЗ	Результаты расчета			
	Вариант 1 (10/0,4), кА		Вариант 2 (20/0,95/0,4), кА	
	все генераторы отключены	все генераторы включены	все генераторы отключены	все генераторы включены
К1	12,414	13,363	4,66	7,573
К2	6,626	9,132	0,75	2,829
К3	0,516	0,621	0,208	0,304

По результатам расчета можно сделать вывод, что использование напряжения 20 кВ в схеме электроснабжения приводит к снижению токов короткого замыкания в распределительной сети. Применение варианта схемы 20/0,95/0,4 кВ по сравнению со схемой 10/0,4 кВ приводит к уменьшению токов КЗ. Подпитка токов КЗ генераторами у конечных потребителей составляет: 20, 35% для схемы 10/0,4 кВ и 46,2% для схемы 20/0,95/0,4 кВ. Однако даже при этом условии схема с применением напряжений 20 кВ и 0,95 кВ является более эффективной и дает возможность применять оборудование с меньшей коммутационной стоимостью.

Выводы

1. Проведенные расчеты показали, что применение напряжения 0,95 кВ и ВИЭ снижают потери электрической энергии при ее передаче. В данном примере потери снижаются на 30,6% при отключенных источниках ВИЭ и на 28,3% если все источники ВИЭ у потребителей работают.

2. Проведен расчет токов короткого замыкания двух вариантов схем в двух режимах. Первый режим ВИЭ отключены, второй режим все ВИЭ включены. По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- применение напряжения 0,95 кВ снижает токи КЗ. в токах К1 и К2 на 62,5% при отключенных установках ВИЭ и на 43,3% при включенных установках ВИЭ;

- при включенных установках ВИЭ для схемы 10/0,4 кВ в точке К1 токи К.З. находятся практически на одном уровне, что и при отключенных ВИЭ, то есть увеличение токов К.З. практически не происходит;
- при включенных установках ВИЭ для схемы 20/0,95/0,4 кВ в точке К1 токи К.З. увеличиваются на 62,4%, по отношению к режиму когда установки ВИЭ отключены;
- увеличение токов КЗ для схемы по варианту 2 при работающих ВИЭ сказывается положительно, так как величина токов К.З. для всех точек К.З. при работающих ВИЭ не превышает величины токов К.З. для схемы по варианту 1 когда ВИЭ отключены.

Библиографический список

1. Журнал 50 Герц №2-3 (30-31),2018. Генерация с непростым характером. стр.3-11. https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/newspaper/2018_02-03_50hz.pdf.
2. **Солнцев, Е.Б.** Исследование электромагнитной совместимости тиристорного регулятора напряжения для распределительных сетей 6-20 кВ / Е.Б. Солнцев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2 (53). С. 84-89.
3. **Солнцев, Е.Б.** Разработка имитационной модели тиристорного регулятора напряжения / Е.Б. Солнцев, С.А. Петрицкий, С.Н. Юртаев // Интеллектуальная электротехника. 2018. №4. С. 90-99.
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), седьмое издание. – М.: Энергоатомиздат, 2012. - 640с.
5. «Россети» представили первые результаты эксплуатации уникальной инновационной сети 0,95 кВ».— 2014. [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=20268
6. **Лоскутов, А.Б.** Оценка энергетической эффективности применения напряжения 0,95 кВ в системе электроснабжения с распределенной нагрузкой / А.Б. Лоскутов, А.Н. Фитасов, С.А. Петрицкий // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2019. № 3 (126). С. 73-79.
7. Расчет и экспертиза нормативов технологических потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям: Комплект нормативно–технологических и учебных материалов. Межрегиональный институт менеджмента энергоэффективности. М.: 2006, - 214с.
8. **Солнцев, Е.Б.** Анализ качества электроэнергии (колебаний напряжения) при распределенной генерации / Е.Б. Солнцев [и др.] // Энергобезопасность и энергосбережение. 2019. № 3. С. 37-40.
9. **Вагин, Г.Я.** Математическая модель электроагрегата мини-тэц на базе явнополюсного синхронного генератора / Г.Я. Вагин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326. № 8. С. 92-101.
10. **Вагин, Г.Я.** Математическая модель явнополюсного синхронного генератора мини-тэц / Г.Я. Вагин [и др.] // Инженерный вестник Дона. 2015. № 2-2 (36). С. 33.
11. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

УДК 621.311.1

DOI 10.46960/39255930_2020_332

А.В. Шалухо, А.А. Ворошилов, А.С. Власов**ВОПРОСЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МИКРОГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена вопросам эффективности использования микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Для двух районов России с различными метеорологическими условиями проведен анализ применения солнечной и ветровой электростанций установленной мощностью до 15 кВт. В качестве объекта исследования выбран загородный жилой дом, в систему электроснабжения которого интегрированы собственные источники микрогенерации. Проведен сравнительный анализ генерируемой и потребляемой электроэнергии для характерных суток и в течение года. Показано, что применение микрогенерации позволяет не только снизить потребление электроэнергии из централизованной электрической сети, но и при благоприятных климатических условиях продавать излишки генерации в сеть.

The article is devoted to the efficiency of using microgeneration based on renewable energy sources (RES). An analysis of the use of solar and wind power plants with an installed capacity of up to 15 kW was conducted for two regions of Russia with different meteorological conditions. The research object is a cottage with its own microgeneration sources integrated into the power supply system. A comparative analysis of the generated and consumed power for winter and summer days and for the year is carried out. It is shown that the use of microgeneration allows not only to reduce electricity consumption from the centralized electric network, but also to sell excess generation to the network under favorable climatic conditions.

Ключевые слова: микрогенерация, возобновляемые источники энергии, ветроэлектрическая установка, солнечная электростанция.

Key words: microgeneration, renewable energy source, wind power plant, solar power plant.

Введение

Микрогенерация, то есть производство электроэнергии установками малой мощности, стремительно развивается во многих странах мира. Использование собственных микроэлектростанций, прежде всего на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), направлено на решение проблем низкой надежности электроснабжения, зависимости от поставок органического топлива, а также на расширение возможностей участия потребителей в рынке электроэнергии.

В России развитие распределенной генерации связано с принятием Федерального закона от 27.12.2019 № 471-ФЗ "О внесении изменений в Федераль-

ный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации" [1]. Документ устанавливает право присоединения собственных генерирующих установок мощностью до 15 кВт к централизованной электрической сети и возможность продажи излишков производимой электроэнергии в сеть. В связи с этим, актуальной является задача оценки эффективности использования источников микрогенерации в системах электроснабжения потенциальных собственников. Статистические данные о фактическом использовании микрогенерации, позволяющие провести такую оценку, отсутствуют.

В качестве объекта исследования выбран загородный жилой дом. Анализируемыми источниками микрогенерации являются ветроэлектрическая установка (ВЭУ) типа CondorAir 15и солнечная электростанция (СЭС) на основе фотоэлектрических модулей типа «Коттедж-5». Номинальные мощности объектов микрогенерации составляют 15 кВт. Исследования проводились для двух климатических зон: Нижний Новгород (Нижегородская область) и Симферополь (Республика Крым).

Анализ годовых графиков генерации и потребления электроэнергии

На основе метеоданных исследуемых климатических зон [7-9] и паспортных характеристик выбранных энергоустановок [2-3] выполнен расчет генерации электрической энергии по месяцам года [4-5]. Результаты расчета генерации от ВЭУ представлены в табл. 1-2, от СЭС в табл. 3.

Таблица 1

Выработка электроэнергии от ВЭУ 15 кВт (г.Симферополь)

№ месяца	Диапазон рабочих скоростей ВЭУ, м/с									$W_{\text{ген}}$ от ВЭУ, кВт·ч
	2 - 3	4 - 5	6 - 7	8 - 9	10 - 11	12 - 13	14 - 15	16 - 17	18 - 20	
1	231,38	226,18	342,2	433,75	230,8	200,9	133,9	89,28	11,2	1899,6
2	188,62	264,48	327,1	428,74	245,3	167	104,4	73,08	83,5	1882,3
3	220,22	290,16	405,5	499,22	325,2	267,8	145	145	55,8	2354,1
4	229,68	285,12	374,4	380,16	243,6	140,4	108	54	32,4	1847,8
5	249,24	276,77	353,4	376,46	104,9	145	78,12	66,96	22,3	1673,3
6	246,24	295,2	313,2	253,44	142,1	43,2	21,6	0	-	1315
7	281,23	288,67	301,3	278,26	94,41	44,64	33,48	5,58	-	1327,6
8	287,93	302,06	267,8	180,05	146,9	44,64	22,32	22,32	-	1274,0
9	260,64	247,68	223,2	285,12	131,9	86,4	21,6	10,8	5,4	1272,8
10	229,9	249,98	349,7	302,81	199,3	100,4	66,96	55,8	22,3	1577,2
11	218,88	277,92	316,8	245,52	223,3	140,4	108	64,8	-	1595,7
12	225,43	249,98	345,9	409,2	220,3	189,7	122,8	223,2	55,8	2042,4

Таблица 2

Выработка электроэнергии от ВЭУ 15 кВт (г. Нижний Новгород)

№ месяца	Диапазон рабочих скоростей ВЭУ, м/с									$W_{\text{ген от ВЭУ, кВт}\cdot\text{ч}}$
	2 - 3	4 - 5	6 - 7	8 - 9	10 - 11	12 - 13	14 - 15	16 - 17	18 - 20	
1	215,76	357,12	446,4	441,94	220,3	178,6	83,33	63,24	53,6	2038,6
2	201,14	343,82	435	390,46	206,1	125,3	77,95	47,33	5,01	1820,8
3	218,74	333,31	450,1	401,02	199,3	223,2	71,42	75,89	-	1959,6
4	228,96	336,96	367,2	221,76	111,7	64,8	34,56	24,48	12,9	1396,2
5	234,36	333,31	372	286,44	125,9	122,8	11,90	75,89	-	1552,8
6	238,32	322,56	302,4	150,48	50,76	43,2	11,52	24,48	-	1140,1
7	267,1	291,65	260,4	155,5	20,98	22,32	11,90	5,059	-	1033,6
8	255,94	264,86	252,9	139,13	31,47	22,32	4,76	12,65	-	982,3
9	228,96	275,04	338,4	221,76	71,06	32,4	34,56	36,72	5,18	1236,7
10	228,41	342,24	431,5	270,07	94,41	78,12	23,81	37,94	26,8	1522,9
11	209,52	372,96	439,2	293,04	101,5	118,8	46,08	61,2	12,9	1643
12	220,22	373,49	461,3	409,2	178,3	133,9	71,42	37,94	26,8	1899,2

Таблица 3

Выработка электроэнергии от СЭС 15 кВт

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
г. Симферополь												
$E_{\text{инс}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$	1,27	2,09	2,98	4,09	5,53	5,76	5,86	5,17	3,85	2,38	1,31	1
$W_{\text{генот СЭС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	88,6	136	207,8	276,1	385,7	388,8	408,7	360,6	259,9	166	88,4	69,7
г. Нижний Новгород												
$E_{\text{инс}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$	0,64	1,45	2,75	3,95	5,34	5,6	5,5	4,27	2,69	1,45	0,75	0,45
$W_{\text{генот СЭС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	44,6	94,6	191,8	266,6	372,5	378	383,6	297,8	181,6	101,1	50,62	31,38

Электропотребление загородного дома определено на основе данных о номинальных мощностях электроприемников и их коэффициентах использования [6] (табл. 4).

Таблица 4

Потребление электроэнергии загородным домом

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$W_{\text{потр}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	424,5	370,5	385,5	426	367,5	388,5	430,5	403,5	379,5	399	382,5	388,5

Годовые графики генерации и потребления электроэнергии представлены на рис. 1-2.

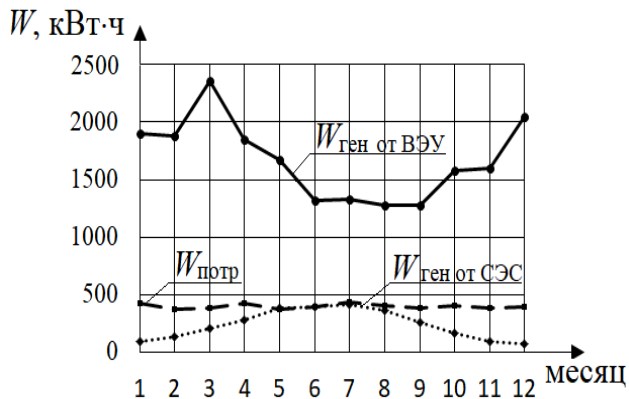


Рис. 1. Годовой график генерации и потребления электроэнергии для Симферополя

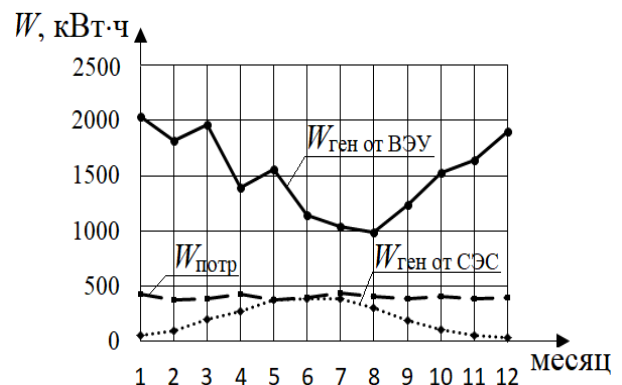


Рис. 2. Годовой график генерации и потребления электроэнергии для Нижнего Новгорода

Из графиков видно, что генерация от ВЭУ на протяжении всего года превышает потребности дома в электроэнергии. Излишки составляют не менее 50% от всей генерации и могут быть проданы в сеть. Микрогенерация на основе СЭС обеспечивает потребности дома только в летнее время. Применение СЭС в зимнее время не эффективно. Однако следует учесть, что фактические значения генерации будут меньше расчетных, поскольку в расчетах не учитывались угол наклона солнечных панелей, КПД отдельных элементов ВЭУ, потери электрической мощности в аккумуляторах и инверторе.

Анализ суточных графиков генерации и потребления электроэнергии

На основе метеоданных [9 - 12] рассчитаны значения генерируемой мощности за характерные зимние и летние сутки для Симферополя и Н.Новгорода (рис. 3-6).

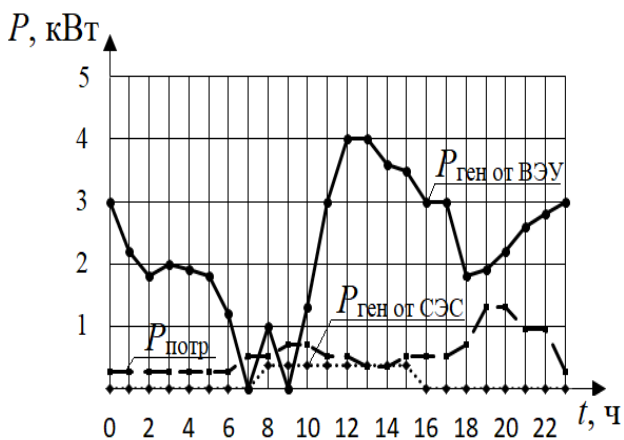


Рис.3. Суточный график генерации и потребления электроэнергии за зимние сутки (г. Симферополь)

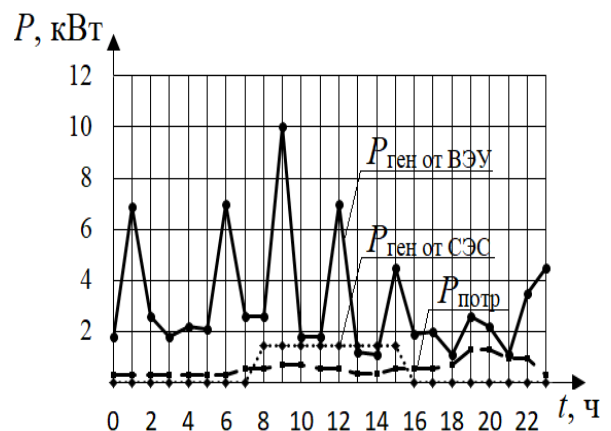


Рис.4. Суточный график генерации и потребления электроэнергии за летние сутки (г. Симферополь)

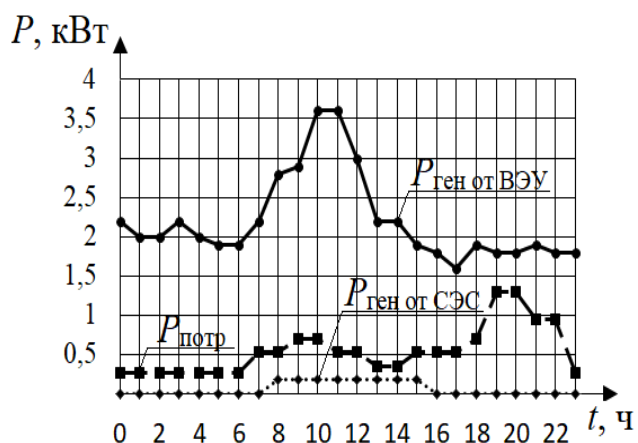


Рис. 5. Суточный график генерации и потребления электроэнергии за зимние сутки (г. Н.Новгород)

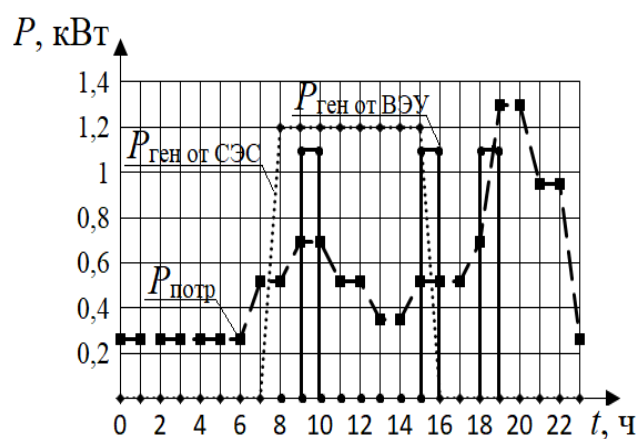


Рис. 6. Суточный график генерации и потребления электроэнергии за летние сутки (г. Н.Новгород)

Из рисунков видно, что генерация от ВЭУ имеет стохастический характер. В отдельные часы выработка мощности ВЭУ может превышать потребление в несколько раз. Однако обеспечение эффективного электроснабжения от ВЭУ требует применения систем накопления электроэнергии. Эффективность применения ВЭУ зависит от многих факторов и требует индивидуальной оценки для каждого объекта на основе ветромониторинга.

Генерация от СЭС более предсказуема. Установка фотоэлектрических панелей для индивидуального использования намного проще, чем ВЭУ. Фотоэлектрические панели (в отличие от ВЭУ) практически не влияют на окружающую среду в процессе эксплуатации. Однако для выбранных регионов эффективность СЭС будет значительно ниже, чем ВЭУ. Использование СЭС позволит лишь сократить потребление электроэнергии из центральной сети. Продажа излишков генерации от СЭС возможна только в летний период.

Выводы

Проведен анализ эффективности использования микрогенерации на основе солнечной и ветровой электростанций установленной мощностью до 15 кВт. Для климатических условий Симферополя и Нижнего Новгорода построены годовые и суточные графики генерации электроэнергии. Установлено, что применение ВЭУ является наиболее эффективным и может позволить продавать излишки генерации в сеть. Использование СЭС позволит сократить потребление электроэнергии из сети. Продажа излишков генерации от СЭС возможна только в летний период.

В целом результаты показали, что применение собственных микроустановок является перспективным направлением. Но кроме экономических вопросов развитие микрогенерации требует решения ряда технических задач, в том

числе обеспечения требуемого качества электрической энергии во всех режимах работы.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 27.12.2019 № 471-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации" [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201912280019>
2. Ветрогенератор 15 кВт [Электронный ресурс]. URL: <https://greentec-group.ru/catalog/vetrogenerator/vetrogenerator-condor-air/vetrogenerator-15-kvt/>
3. Сетевая солнечная электростанция [Электронный ресурс]. URL: <https://e-solarpower.ru/solar/sets/nabory-s-setevym-invertorom/setevaya-solnechnaya-elektrostantsiya-sofar-15kvt/>
4. **Бастрон, А.В.** Практикум по применению гидроветроэнергетических установок в сельском хозяйстве / А.В. Бастрон [и др.]. - Красноярский государственный аграрный университет, 2019. – 112 с.
5. Расчет мощности солнечных батарей [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/articles/calc_power1/
6. Суточные и годовой график нагрузки месяцам [Электронный ресурс]. URL: <https://lektsii.org/5-8648.html>
7. Климатологический справочник СССР [Электронный ресурс]. URL: https://www.studmed.ru/spravochnik-po-klimatu-scsr-vyp-10-ukrainskaya-ssr-chast-3-veter_2afac2a35b2.html
8. Климатологический справочник СССР [Электронный ресурс]. URL: https://www.studmed.ru/spravochnik-po-klimatu-sssr-vypusk-08-yaroslavskaya-kalininskaya-moskovskaya-vladimirskaya-smolenskaya-kaluzhskaya-ryazanskaya-i-tulskaya-oblasti-chast-3-veter_e971436e349.html
9. Количество солнечной энергии в регионах России [Электронный ресурс]. URL: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnechnoy-energii-v-regionah-rossii/>
10. Почасовой прогноз погоды в Симферополе [Электронный ресурс]. URL: <https://prognoz3.ru/россия/крым/погода-в-симферополе/почасовая>
11. Архив фактической погоды [Электронный ресурс]. URL: <https://meteoinfo.ru/archive-pogoda>
12. Почасовой прогноз погоды в Нижнем Новгороде [Электронный ресурс]. URL: <https://prognoz3.ru/россия/нижегородская-область/погода-в-нижнем-новгороде/почасовая>

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_338

А.В. Шалухо, Н.И. Эрдили, А.Ф. Аккад

ПРИМЕНЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ В СИРИИ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена вопросам повышения энергетической безопасности и эффективности электроснабжения образовательных учреждений в Сирии. Выполнен анализ текущего состояния и перспектив развития распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии. Рассмотрены основные проблемы и задачи развития распределенной энергетики. Для среднеобразовательной школы разработана схема электроснабжения с солнечными фотоэлектрическими панелями. На основе анализа графиков генерации и потребления электроэнергии выбрано количество фотоэлектрических панелей. Разработан общий алгоритм управления системой.

The article is devoted to improving energy security and the efficiency of electricity supply to educational institutions in Syria. The analysis is made of the current state and development prospects of distributed generation based on renewable energy sources. The main problems and tasks are considered the development of distributed energy. An electricity supply scheme with solar photovoltaic modules for a secondary school has been developed. The number of photovoltaic modules was selected after the analysis of electricity generation and consumption schedules. A general system control algorithm has been developed.

Ключевые слова: система электроснабжения, возобновляемые источники энергии, распределенная генерация, солнечные фотоэлектрические панели, алгоритм управления.

Key words: power supply system, renewable energy sources, distributed generation, solar photovoltaic modules, control algorithm.

Введение

Основной проблемой электроэнергетики Сирии является крайне низкая надежность и качество электроснабжения потребителей от централизованной электрической сети, что связано с высокой долей повреждений основных (крупных) электрических станций и линий электропередач. Ключевое решение проблемы заключается в развитии распределенной генерации, прежде всего на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

По удельному потенциалу возобновляемой энергии Сирия занимает одну из лидирующих позиций в мире. Страна богата солнечными и ветровыми ресурсами, имеются возможности использования малых рек. Развитие возобновляемой энергетики является приоритетом энергетической политики. При этом актуальной задачей является разработка методик и проектов по интеграции ис-

точников распределенной генерации в системы электроснабжения различных объектов и согласование их работы с уже имеющимися централизованными источниками питания.

Целью работы является разработка системы электроснабжения школы на основе солнечных фотоэлектрических панелей. Основными задачами являются разработка схемы, обеспечивающей наибольшую надежность питания потребителей, выбор оптимальных параметров оборудования и разработка алгоритма управления системой для максимально полезного использования солнечной энергии.

Анализ возобновляемой энергетике в Сирии

Сирия (площадь страны составляет около 185 тысяч км²) обладает потенциалом для развития различных типов ВИЭ [1]. Наиболее перспективными являются солнечная, ветровая и гидроэнергетика.

Солнечная инсоляция в Сирии составляет примерно 5 кВт/м² в день или 1,8 МВт/м² в год. Перспективными для создания крупных солнечных электростанций (СЭС) являются пустынные территории. Вырабатываемая там электроэнергия может быть передана промышленным потребителям и населенным пунктам. Среди реализованных и разрабатываемых проектов по солнечной генерации можно выделить:

- работающую СЭС в г. Хаме мощностью 1 МВт (производство электроэнергии достигает 1,8 миллиона кВтч в год);
- проект с Испанской компанией, предполагающей строительство СЭС мощностью 30 МВт [2];
- проект СЭС в г. Алькасва, включающий 6000 солнечных панелей суммарной установленной мощностью 1,26 МВт;
- проект СЭС в школе г. Дамаска, мощностью 140 кВт;
- проект СЭС в г. Хасия, мощностью 300 кВт [3].

Технический потенциал развития ветроэнергетики в Сирии оценивается в 85000 МВт. Территорию страны по ветру можно разделить на 4 зоны. Площадь первой зоны, с наибольшими скоростями ветра (от 5 до 11,5 м/с) составляет около 54000 км² [4].

Среди ветроэнергетических проектов можно выделить:

- ветровая электростанция (ВЭС) мощностью 150 кВт в г. Аль-Баас;
- проект ВЭС в г. Хомс, состоящий из двух ветроустановок мощностью 2,5 МВт.

Важной составляющей энергетике Сирии является гидроэнергетика. Гидроэлектростанции (ГЭС) обеспечивают генерацию электроэнергии от 2000 до 4000 ГВтч в год (в зависимости от уровня осадков). ГЭС Аль-Таура и ГЭС Тешрин (630 МВт), расположенные на реке Евфрат, обеспечивают около 90% от выработки электроэнергии всеми ГЭС [5].

Стоимость электроэнергии от ВИЭ определяется на основе Решения Министерства Электроэнергетики Сирии № 1763 от 31 мая 2016 года. Цены, по ко-

торым частные владельцы энергоустановок могут продавать электроэнергию от ВИЭ в распределительные электрические сети, зависят от типа источников и установленной мощности [6] (табл. 1).

Таблица 1

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ

Тип ВИЭ	Установленная мощность, кВт	Цена (€ / кВтч)
ВЭС	<2500	8
ВЭС	>2500	$8 \times (2500 / t)^*$
СЭС	< 30	11,8
СЭС	31 - 100	11,17
СЭС	101 - 1000	10,60
СЭС	1001 - 10 000 000	9,35

**t* - среднее эквивалентное годовое рабочее время

Разработка системы электроснабжения школы на основе солнечных фотоэлектрических панелей

Объектом исследования является система электроснабжения средней школы. Школа получает питание от централизованной электрической сети и резервного дизельного генератора. Для повышения энергетической безопасности и эффективности электроснабжения предполагается использовать в качестве основного источника энергии энергоустановку на основе ВИЭ.

Из анализа ВИЭ следует, что использования солнечных фотоэлектрических панелей для электроснабжения школы является наиболее перспективным. Преимуществами использования фотоэлектрических панелей являются: простота установки на крыше здания; высокий потенциал солнечной энергии; минимальное техническое обслуживание; отсутствие влияния на окружающую среду и людей.

В состав системы генерирования будут входить: солнечные панели (модули); блок управления; блок аккумуляторных батарей (АКБ); инверторы.

На рис. 1 представлена структурная схема системы электроснабжения школы с использованием фотоэлектрических панелей.

Система электроснабжения состоит из нескольких генерирующих источников – централизованная электрическая сеть, дизель-генератор, три группы солнечных панелей. Каждая группа солнечных панелей подключена к собственному инвертору для увеличения надежности электроснабжения.

Солнечные фотоэлектрические панели будет являться основным источником питания. Недостаток электрической энергии будет восполняться за счет централизованной электрической сети. При этом возможна совместная (параллельная) работа солнечных панелей и централизованной электрической сети. Для накопления излишков генерации от солнечных панелей предусмотрены аккумуляторные батареи. Также в системе используется резервный источник

энергии – дизельного генератора. Генератор будет использоваться при нарушении питания от централизованной электрической сети, когда генерации от солнечных панелей будет недостаточно для полного покрытия нагрузки. Солнечные панели и дизельный генератор могут работать параллельно.

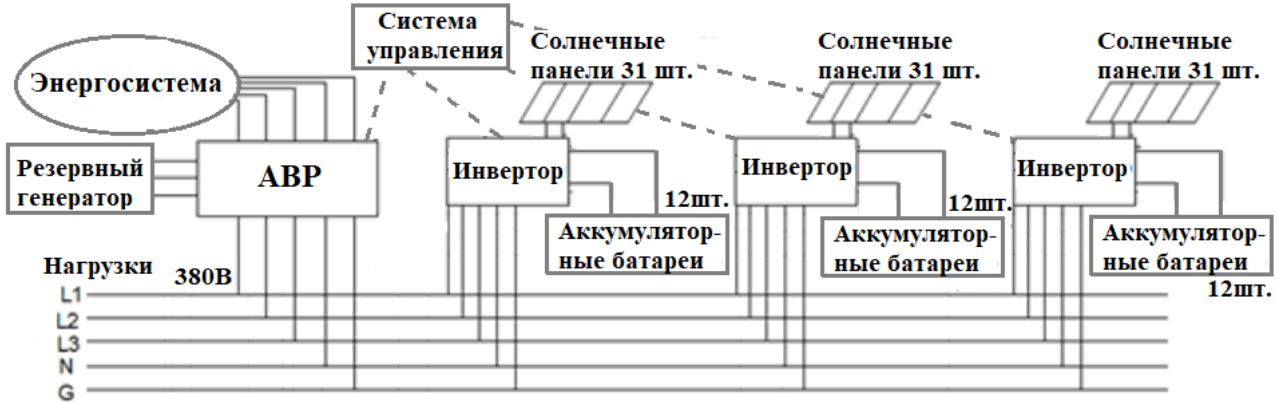


Рис. 1. Структурная схема системы электроснабжения школы

Для определения оптимального количества солнечных панелей построены годовые графики генерации и потребления электрической энергии (рис. 2).



Рис. 2. Сравнение графиков генерации и потребления при использовании 93 солнечных панелей

Потребление электроэнергии школой разделено на две категории:
 - потребление электроэнергии в нормальном режиме работы (максимальное потребление электроэнергии);

- минимальное потребление электроэнергии для обеспечения функционирования школы (минимальное потребление электроэнергии).

На основе сравнения графиков генерации и потребления электрической энергии для использования в системе электроснабжения выбрано 93 солнечных панели суммарной установленной мощностью 30 кВт. Такое количество солнечных панелей позволяет разместить их на крыше здания школы.

Разработка алгоритма управления комбинированной системой генерирования

Разработан общий алгоритм управления комбинированной системой генерирования (рис. 3).

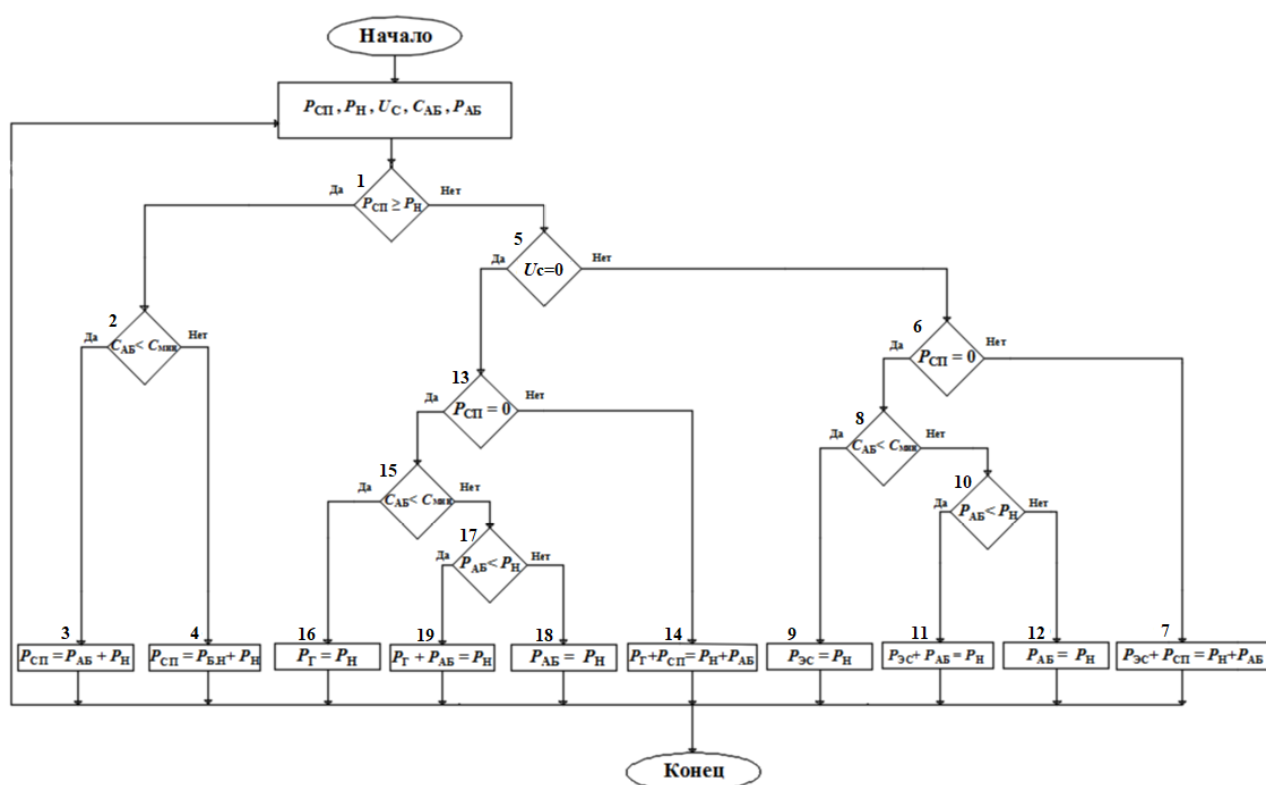


Рис. 3. Общий алгоритм управления комбинированной системой генерирования

Исходными данными являются:

- P_H - мощность нагрузки;
- $P_{СП}$ – мощность, вырабатываемая солнечными панелями;
- $C_{АБ}$ - емкость аккумуляторной батареи;
- U_C - напряжение сети;
- $P_{АБ}$ - мощность, выдаваемая аккумуляторными батареями.

В начале система управления проверяет возможность обеспечения питания нагрузки только за счет генерации от солнечных панелей. Если это возможно, то электроэнергия из централизованной сети не используется. Излишки генерации запасаются в аккумуляторных батареях или (если аккумуляторные

батареи полностью заряжены) утилизируются с помощью балластной нагрузки (в качестве которой может использоваться водонагреватель). Если генерации от солнечных панелей не достаточно, то система управления проверяет возможность получения дополнительной электроэнергии из централизованной сети. Далее выбирается наиболее оптимальный совместный режим работы солнечных панелей, централизованной сети и аккумуляторных батарей. Если питание от централизованной сети невозможно, то с помощью АВР включается резервный дизельный генератор. При этом максимально используются возможности солнечных панелей и резервы аккумуляторных батарей.

Заключение

Развитие возобновляемых источников энергии является перспективным направлением повышения надежности и качества электроснабжения потребителей в Сирии. Климатические условия позволяют эффективно использовать солнечную и ветровую энергию практически на протяжении всего года.

Разработана схема электроснабжения школы с использованием солнечных фотоэлектрических панелей, аккумуляторных батарей, централизованной сети и резервного дизельного генератора. На основе анализа годовых графиков потребления электроэнергии определено количество солнечных панелей. Разработан общий алгоритм управления комбинированной системой генерирования, обеспечивающий эффективное использование солнечной генерации.

Библиографический список

1. Overview of the Syrian Energy Profile [Электронный ресурс]. – URL: www.researchgate.net/publication/237638104 Overview of the Syrian Energy Profile (дата обращения: 05.05.2020).
2. Испанская компания создаст солнечные электростанции в Сирии - Министерство окружающей среды в Сирии [Электронный ресурс]. – URL: www.mola.gov.sy/mola/index.php/plans-and-laws-3/3894-2018-06-24-11-21-36/ (дата обращения: 06.05.2020).
3. Проекты солнечных электростанций для производства электроэнергии – Сирийское Арабское Информационное Агентство (SANA) [Электронный ресурс]. – URL: www.sana.sy/?p=972768/ (дата обращения: 06.05.2020).
4. **Hamzeh, A.**, Analysis of five-year operation of Albaath wind turbine generator in Syria / A.Hamzeh // European wind energy conference and exhibition, Copenhagen, Denmark, 2-6, July 2001.
5. Гидроэлектростанция в Сирии [Электронный ресурс]. – URL: www.peeg.gov.sy (дата обращения: 05.05.2020).
6. Цены на электроэнергию, получаемые из возобновляемых источников энергии - Министерство электричества Сирии [Электронный ресурс]. – URL: www.moe.gov.sy/ar/aid870.html/ (дата обращения: 07.05.2020).

УДК 621.31

DOI 10.46960/39255930_2020_344

А.В. Шалухо, Н.И. Эрдили, А.С. Власов**РАЗРАБОТКА МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ВИРТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ С РАЗНОХАРАКТЕРНЫМИ
ИСТОЧНИКАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Статья посвящена проблеме управления виртуальной электростанцией (ВиЭС) с разнохарактерными источниками распределенной генерации. Рассмотрены общие принципы функционирования ВиЭС. Выполнен сравнительный анализ подходов к управлению микросетями с распределенной генерацией. Установлено, что наиболее эффективными для решения поставленной задачи являются распределенные системы управления. Рассмотрен мультиагентный подход применительно к управлению ВиЭС. Для рассматриваемой структуры ВиЭС предложен состав агентов и определены правила их функционирования.

The article is devoted to the problem of managing a virtual power plant (VPP) with different types of distributed generation sources. The General principles of VPP functioning are considered. A comparative analysis of approaches to managing micro-networks with distributed generation is performed. It is established that distributed control systems are the most effective for solving this problem. A multi-agent approach to VPP management is considered. For the considered structure of RES, the composition of agents is proposed and the rules of their functioning are defined.

Ключевые слова: мультиагентная система, виртуальная электростанция, распределенная генерация, система управления, агент.

Key words: multi-agent system, virtual power plant, distributed generation, control system, agent.

Введение

Важным направлением энергетической стратегии России является развитие распределенной генерации. По статистическим данным ежегодный рост выработки электроэнергии распределенной генерацией в стране достигает нескольких процентов. Однако большинство энергоустановок обеспечивают энергией только собственных потребителей или применяются в качестве резервных источников. Вовлечение источников распределенной генерации в энергетический оборот минимально. Это существенно снижает потенциальный полезный эффект от их использования.

Перспективное решение задачи повышения эффективности использования распределенной генерации связано с объединением распределенных энергоустановок с помощью микросети в интеллектуальные системы, так называемые виртуальные электростанции (ВиЭС). Особенности ВиЭС являются взаимодействие с централизованной электрической сетью низкого или среднего

напряжения и возможность энергетического обмена внутри собственной микросети.

Эффективность объединения источников распределенной генерации во многом зависит от обеспечения оптимальных режимов работы ВиЭС. Так, при взаимодействии с централизованной энергосистемой генерируемую электроэнергию необходимо перераспределять между потребителями с целью минимизации ее стоимости, потерь, повышения экологической безопасности.

Разнохарактерные объекты в составе ВиЭС имеют различные алгоритмы функционирования. При расширении или изменении состава микросети возникают проблемы объединения отдельных алгоритмов в единый общий алгоритм управления ВиЭС.

Таким образом, актуальной является разработка подходов к управлению ВиЭС, учитывающих возможность энергетического обмена и разнохарактерный состав источников энергии.

Виртуальная электростанция с разнохарактерными источниками распределенной генерации

Объект исследования представляет собой ВиЭС, объединяющую с помощью электрической сети 0,4-10 кВ (микросети) распределенные объекты с собственной генерацией (энергетические ячейки), установленная мощность которых не превышает 1 МВт. В состав ВиЭС входят разнохарактерные источники распределенной генерации:

- энергоустановки на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)
- рассматривается ветроэнергетическая установка в сочетании с аккумуляторными батареями (АКБ);
- мини-электростанции на органическом топливе - рассматриваются газопоршневая установка и дизельная мини-электростанция;
- перспективные электрохимические источники - рассматривается энергоустановка на основе твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ), использующая в качестве топлива биогаз.

Объекты в составе ВиЭС имеют возможность осуществления энергетического обмена, который направлен на повышение энергетической эффективности работы сети. Рассматривается структура микросети с подключением всех объектов с собственной генерацией к распределительному устройству трансформаторной подстанции (РУ ТП).

Баланс активной мощности системы определяется по выражению:

$$\sum P_{\text{ВИЭ}}(t) + \sum P_{\text{МЭС}}(t) + \sum P_{\text{ТОТЭ}}(t) \pm P_{\text{ЦЭС}}(t) \pm \sum P_{\text{АКБ}}(t) = \sum P_{\text{н}}(t) + \sum \Delta P(t), \quad (1)$$

где $\sum P_{\text{ВИЭ}}(t)$ – суммарная генерируемая мощность энергоячейками с ВИЭ;
 $\sum P_{\text{МЭС}}(t)$ – суммарная генерируемая мощность энергоячейками с мини-электростанциями на органическом топливе (с управляемой генерацией);
 $\sum P_{\text{ТОТЭ}}(t)$ – суммарная генерируемая мощность энергоячейками с ТОТЭ;

$P_{ЦЭС}(t)$ – мощность, получаемая (со знаком "+") из централизованной сети или отдаваемая (со знаком "-") в централизованную сеть; $\sum P_{АКБ}(t)$ – суммарная мощность, получаемая или отдаваемая накопителями электроэнергии; $\sum P_{н}(t)$ – суммарная нагрузка потребителей электрической энергии; $\sum \Delta P(t)$ – суммарные электрические потери в микросети.

Источники распределенной генерации, прежде всего, должны обеспечивать энергией собственных (близлежащих) потребителей. Недостаток энергии сначала должен компенсироваться за счет излишков генерации соседних объектов и далее за счет централизованной энергосистемы. При этом в приоритете использование генерации от ВИЭ. Также излишки генерации в микросети могут быть переданы в централизованную энергосистему. Это позволит снизить затраты на потребление органического топлива, снизить сроки окупаемости ВИЭ, сократить потери электроэнергии при передаче.

Целью работы является разработка подхода к управлению ВиЭС с разнохарактерными источниками распределенной генерации, обеспечивающего высокую эффективность работы ВиЭС и поддержание баланса электрической мощности в микросети.

Сравнительный анализ подходов к управлению системами с распределенной генерацией

Проведен анализ подходов к управлению микросетями с распределенной генерацией, которые предлагаются различными научными коллективами. Описание отдельных подходов приведено в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительный анализ подходов к управлению микросетями

№	Название алгоритма управления	Тип системы управления	Характеристика системы управления	Количество управляемых объектов
1	Алгоритм балансировки нагрузки [1]	Централизованная	Покрытие дефицита электроэнергии сначала за счет соседних объектов, затем за счет энергосистемы	Не указано
2	Алгоритм адаптивного планирования [2]	Централизованная	Применение метода оптимизации Ляпунова	Модель микросети с 500 объектами
3	Алгоритм согласования [3]	Децентрализованная	Определение оптимальных путей передачи мощности от ВИЭ на основе минимизации потерь электроэнергии	Неограниченное количество потребителей

Окончание табл. 1

4	Алгоритм управления на основе спроса [4]	Централизованная	Минимизация затрат на электроснабжение потребителей	Рассмотрена микросеть с 48 объектами
---	--	------------------	---	--------------------------------------

В каждом подходе предусматривается связь микросети с централизованной энергосистемой. Проведенный анализ показал, что единый подход к управлению микросетями с распределенной генерацией отсутствует. Применяются как централизованные, так и децентрализованные системы управления с различными целевыми функциями.

Для определения оптимальной структуры системы управления рассматриваемой ВиЭС проведен сравнительный анализ централизованной, децентрализованной и распределенной систем управления (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительный анализ систем управления

Критерий оценки \ Тип СУ	Централизованная	Децентрализованная	Распределенная
1	2	3	4
Сложность реализации	Легко	Легко	Сложно
Скорость принятия решений и производительность	Быстро, при малом количестве управляемых объектов. Средне, при большом количестве управляемых объектов и иерархической структуре. Медленно, при большом количестве управляемых объектов	Быстро	Быстро
Количество точек управления	Одна или более одной при иерархической структуре	Более одной	Одна или более одной
Надёжность системы	Низкая	Высокая	Высокая
Возможность масштабирования	Сложно	Легко	Легко
Организация обмена информацией	Решения принимаются на уровне, отдалённом от пользователя	Решения принимаются на уровне, более приближенном к пользователю	Решения принимаются на уровне, более приближенном к пользователю

Для рассматриваемой ВиЭС на уровне микросети более предпочтительными являются децентрализованная и распределенная системы управления, которые характеризуются открытостью и возможностью масштабирования. На

уровне связи миросети с энергосистемой целесообразным является применение централизованной системы управления.

Таким образом, для ВиЭС с разнохарактерными источниками распределенной генерации предложено использовать распределенную систему управления на основе мультиагентного подхода.

Мультиагентная система управления ВиЭС

Мультиагентная система управления (МАС) представляет собой интеллектуальную распределенную динамическую систему, основанную на взаимодействии друг с другом автономных агентов [5–8]. Основной целью разрабатываемой МАС является оптимизация приоритетов агентов и достижение энергетической эффективности при соблюдении баланса мощностей.

Основными принципами разрабатываемой МАС являются:

- 1) локальность обмена информацией (агенты обмениваются сообщениями только со смежными агентами);
- 2) локальность контроля режима (агент располагает параметрами режима только в контролируемом районе);
- 3) взаимодействие агентов не должно приводить к снижению функциональности собственного объекта.

В качестве общих правил согласования действий приняты следующие правила:

- 1) агент, планирующий выполнить действие в контролируемом им районе, сообщает об этом смежным агентам, на связях с которыми произойдут изменения или направляет им сообщение о выполненных действиях;
- 2) агент выполняет действия после получения от смежных агентов сообщений – «разрешений» на их осуществление.

Для функционирования МАС введём следующее множество агентов:

$$Ag_i = \langle Ag_{ЦЭС}, Ag_{МЭС}, Ag_{ВИЭ}, Ag_{НЭ}, Ag_{ТОТЭ}, Ag_{РУ}, Ag_{ЛЭП}, Ag_T, Ag_H \rangle, \quad (2)$$

где $Ag_{ЦЭС}$ – агент централизованной сети, $Ag_{МЭС}$ – агент распределённой генерации мини-электростанции, $Ag_{ВИЭ}$ – агент распределённой генерации ВИЭ, $Ag_{НЭ}$ – агент накопителей электроэнергии, $Ag_{ТОТЭ}$ – агент распределённой генерации энергоячеек с ТОТЭ, $Ag_{РУ}$ – агент РУ ТП, $Ag_{ЛЭП}$ – агент линии электропередач, Ag_T – агент трансформатора, Ag_H – агент нагрузки.

Агенты выполняют следующие функции:

- $Ag_{ЦЭС}$: осуществляет внешнее электроснабжение и прием излишков электроэнергии от микросети.
- $Ag_{МЭС}$: управляет режимом работы энергоустановки (или группы энергоустановок);
- $Ag_{ВИЭ}$: управляет генерацией энергоустановки на основе ВИЭ;

- $Ag_{нэ}$: отслеживает и прогнозирует состояние накопителей электроэнергии, управляет зарядом/разрядом накопителей;
- $Ag_{тотэ}$: управляет генерацией энергоустановки на основе ТОТЭ;
- $Ag_{ру}$: является связующим звеном между элементами МАС, управляет распределением потоков мощности;
- $Ag_{лэп}$: является связующим звеном между элементами МАС, определяет потери при передаче и целесообразность передачи энергии в целом;
- $Ag_{т}$: отслеживает потоки мощности, определяет потери мощности и уровень напряжения на выводах;
- $Ag_{н}$: отслеживает изменения нагрузки, осуществляет её прогноз, обменивается информацией с агентом шин для получения необходимого количества электроэнергии.

Структурная схема рассматриваемой микросети ВиЭС представлена на рис. 1 (стрелками показаны возможные потоки электрической мощности).

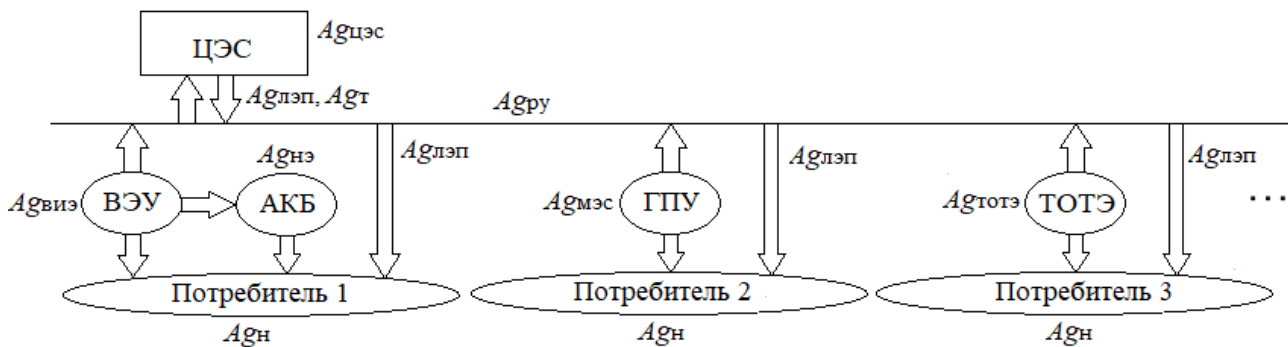


Рис. 1. Структурная схема рассматриваемой микросети ВиЭС

Показателями эффективности ВиЭС являются: сокращение расхода органического топлива, повышение КПД работы энергоустановок, снижение потерь электроэнергии, максимальное использование генерации ВИЭ, снижение отрицательного действия на окружающую среду, «освобождение» электрической мощности централизованной сети от передачи в микросеть. Приоритеты агентов различных объектов отличаются. При этом состав агентов может изменяться при расширении ВиЭС (могут добавляться агенты с новыми приоритетами). Задачей дальнейших исследований является разработка универсального подхода к взаимодействию агентов с различными приоритетами для обеспечения наибольшей эффективности функционирования ВиЭС.

Выводы

Перспективное направление повышения эффективности использования распределенной генерации связано с созданием виртуальных электростанций (ВиЭС), объединяющих источники распределенной генерации и обеспечиваю-

ших их связь с энергосистемой в качестве единого объекта. При этом важной задачей является разработка систем управления ВиЭС.

В качестве объекта исследования выбрана ВиЭС, объединяющая энергоустановки на основе ВИЭ, мини-электростанции на органическом топливе и топливные элементы. Представлена структурная схема ВиЭС, описаны принципы функционирования.

Проведен сравнительный анализ подходов к управлению микросетями с распределенной генерацией и сравнение централизованной и децентрализованной систем управления. Для рассматриваемой ВиЭС предложено использовать распределенную систему управления на основе мультиагентного подхода. Разработан состав агентов и описаны выполняемые ими функции.

Библиографический список

1. **Huang Y.** Adaptive electricity scheduling in microgrids / Y. Huang, S. Mao, R. M. Nelms // IEEE INFOCOM 13. – 2013. – V. 5. – P. 1 – 9.
2. **Huang Z.** Minimizing transmission loss in smart microgrids by sharing renewable energy / Z. Huang, T. Zhu, D. Irwin, A. Mishra, D. Menasche, P. Shenoy // ACM Transactions on Cyber-Physical Systems. – 2016. – V. 1. – P. 1 – 22.
3. **d’Hoop G.** Power Quality Improvement of a Microgrid with a Demand-Side-Based Energy Management System / G. d’Hoop, O. Deblecker, D. Thomas. – 2019. – P. 1 – 22.
4. **Naz S.** A New Pricing Scheme for Intra-Microgrid and Inter-Microgrid Local Energy Trading / S. Naz // Electronics. – 2019. – V. 8. – P. 898.
5. **Фишов, А.Г.** Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением / А. Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. № 9. – С. 143 – 151.
6. **Фишов, А.Г.** Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А. Г. Фишов, Н.А. Карджаубаев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. № 6. – С. 183 – 195.
7. **Кубарьков, Ю.П.** Балансовый расчет сети с использованием мультиагентной системы / Ю. П. Кубарьков [и др.] // Труды Кольского научного центра РАН. – 2013. – №7. – С. 108 – 116.
8. **Черемисин, В.Т.** Повышение эффективности распределительных электрических сетей железных дорог на основе мультиагентного метода управления режимами / В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков // Вестник ИГЭУ. – 2019. – №4. – С. 54 – 63.

УДК 621.311

DOI 10.46960/39255930_2020_351

Е.Л. Шенец¹, А.А. Капанский²

МЕТОД РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УСЛОВНО-ПОСТОЯННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ МНОГОФАКТОРНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»¹Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого²

Предложен метод распределения условно-постоянной составляющей расхода электрической энергии при построении многофакторной математической модели для промышленного предприятия с несколькими производствами. Метод основан на определении коэффициента энергоемкости отдельной производственной программы в общем объеме производства.

A method is proposed for distributing the conditionally constant component of electric energy consumption when constructing a multi-factor mathematical model for an industrial enterprise with several industries. The method is based on the determination of the energy intensity coefficient of a separate production program in the total production volume.

Ключевые слова: удельный расход электроэнергии, многономенклатурное предприятие, общие затраты электрической энергии.

Key words: specific energy consumption, multi-enterprise, total costs of electric energy.

Введение

По данным Международного энергетического агентства более четверти общего энергопотребления приходится на промышленный сектор; для Республики Беларусь этот показатель составляет чуть менее 25%.

Оценка энергоэффективности производства промышленных предприятий Республики Беларусь и стран ближнего зарубежья осуществляется с использованием ряда количественных характеристик, называемых показателями энергоэффективности. К таким показателям относятся: абсолютная величина потребления энергоресурсов; удельный расход энергоресурсов на единицу выпускаемой продукции; энергетическая составляющая себестоимости; постоянная составляющая энергопотребления, независимая от объемов производства предприятия [1, 2, 3].

Определение постоянной составляющей электропотребления основывается на построении энергетических балансов и выделении таких потребителей электроэнергии, которые не участвуют непосредственно в технологическом процессе. Альтернативным вариантом определения условно-постоянных затрат электроэнергии являются методы, основанные на построении математических

моделей. К примеру, при использовании метода наименьших квадратов, постоянство электропотребления определяется путем нахождения свободного члена уравнения регрессии. Для оценки энергоэффективности отдельного вида продукции осуществляется переход от абсолютной величины потребления энерго-ресурсов к удельной. Для предприятий, выпускающих несколько видов продукции, актуальной задачей является разработка метода распределения общезаводских либо общецеховых затрат электрической энергии между несколькими видами продукции при разработке/определении удельных расходов электроэнергии на выпуск единицы соответствующей продукции [4, 5].

Основная часть

К общепроизводственным и вспомогательным расходам относятся затраты энергопотребления на работу системы отопления, вентиляции, освещение, производство сжатого воздуха, подачу воды, а также затраты на работу вспомогательных подразделений, обеспечивающих непрерывность работы основного производственного процесса: ремонтные мастерские, испытательные лаборатории, складские помещения. Также к общепроизводственным расходам следует отнести неизбежные потери электрической и тепловой энергии.

На практике распределение общепроизводственного расхода осуществляется пропорционально объемом производства i -го вида продукции:

$$W_{уд_i} = \frac{W_i}{\Pi_i} = \frac{W_{техн_i} + W_{\Sigma общ}}{\Pi_i}, \quad (1)$$

где Π_i – производственная программа i -го вида продукции, кВт·ч/ед. прод.; $W_{\Sigma общ}$ – условно-постоянный расход энергопотребления, включающий как общепроизводственный расход, так и постоянный технологический расход ЭЭ, кВт·ч; $W_{техн_i}$ – технологический расход ЭЭ i -го вида продукции, кВт·ч:

$$W_{техн_i} = W_{уд.техн_i} \cdot \Pi_i. \quad (2)$$

Преобразовывая формулу (1), удельный расход i -го вида продукции составит:

$$W_{уд_i} = \frac{W_{уд.техн_i} \cdot \Pi_i}{\Pi_i} + \frac{W_{\Sigma общ}}{\Pi_i} = W_{уд.техн_i} + \frac{W_{\Sigma общ}}{\Pi_i}, \quad (3)$$

где $W_{уд.техн_i}$ – удельный технологический расход i -го вида продукции, кВт·ч/ед. прод.

Очевидно, что при распределении условно-постоянных расходов ТЭР существующими методами остается неучтенной энергоемкость i -го вида про-

дукции, что ведет к искаженной оценке удельных расходов энергопотребления [6, 7, 8, 9,10].

Предлагаемый алгоритм распределения условно-постоянных расходов ТЭР описывается следующими действиями:

1. На основе статистических наблюдений осуществляется построение математической модели расхода ТЭР. В качестве факторов модели выступают виды производства:

$$W = W_{\Sigma\text{общ}} + \sum_{i=1}^{i=n} (\Pi_i \cdot W_{\text{уд.техн}_i}). \quad (4)$$

2. В результате построения аддитивных моделей электропотребления определяются коэффициенты регрессии i -го вида продукции (параметры модели), характеризующие удельный технологический расход $W_{\text{уд.техн}_i}$ и одновременно зависящий от суммарного значения произведенной продукции.

3. Определяются средневзвешенные коэффициенты регрессии (технологический расход ТЭР) в соответствии с производственной номенклатурой:

$$W_{\text{уд.техн}_i}^{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (\Pi_i \cdot W_{\text{уд.техн}_i})}{\sum_{i=1}^n \Pi_i} = \frac{W_{\text{техн}}^{\text{в}}}{\sum_{i=1}^n \Pi_i}, \quad (5)$$

где $W_{\text{техн}}^{\text{в}}$ – валовый технологический расход электроэнергии исследуемого производства, кВт·ч.

4. Определяется коэффициент энергоемкости i -го вида продукции как отношение i -го удельного технологического расхода к средневзвешенному:

$$k_{\text{Э}_i} = \frac{W_{\text{уд.техн}_i}}{W_{\text{уд.техн}_i}^{\text{ср.взв}}}. \quad (6)$$

5. Осуществляется распределение условно-постоянных расходов энергопотребления по i -м видам продукции:

$$W_{\text{общ}_i} = \frac{k_{\text{Э}_i} \cdot W_{\Sigma\text{общ}} \cdot \Pi_i}{\sum_{i=1}^n \Pi_i}. \quad (7)$$

6. Определяется удельный расход с учетом доли энергоемкости и объема производства ТЭР i -го вида продукции:

$$W_{уд_i} = W_{уд.техн_i} + \frac{k_{Э_i} \cdot W_{\Sigma общ} \cdot \Pi_i}{\sum_{i=1}^n \Pi_i} = W_{уд.техн_i} + \frac{W_{общ_i}}{\Pi_i}. \quad (8)$$

Рассмотрим пример работы предприятия «А», выпускающего четыре вида продукции: $\Pi_1, \Pi_2 \dots \Pi_4$. В результате обработки статистических данных, описывающих режимы электропотребления производства, получена математическая модель вида:

$$W = 100 + 0,1 \cdot \Pi_1 + 0,05 \cdot \Pi_2 + 0,25 \cdot \Pi_3 + 0,4 \cdot \Pi_4, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

По данным производственно-технического отдела планируемые объемы производства составляют:

$$\Pi_1 = 100 \text{ тыс. усл. ед.};$$

$$\Pi_2 = 250 \text{ тыс. усл. ед.};$$

$$\Pi_3 = 1000 \text{ тыс. усл. ед.};$$

$$\Pi_4 = 10 \text{ тыс. усл. ед.}$$

Суммарный объем производства составит: $100+250+1000+10=1360$ усл. ед. Тогда на планируемый период средневзвешенный удельный расход ТЭР группы продукции составит:

$$\begin{aligned} W_{уд.техн_i}^{ср.взв} &= \frac{\sum_{i=1}^n (\Pi_i \cdot W_{уд.техн_i})}{\sum_{i=1}^n \Pi_i} = \\ &= \frac{100 \cdot 0,1 + 250 \cdot 0,05 + 1000 \cdot 0,25 + 10 \cdot 0,4}{100 + 250 + 1000 + 10} = 0,203 \text{ кВт} \cdot \text{ч/ед. прод.} \end{aligned}$$

На основании формулы (6) определяем коэффициенты энергоемкости:

$$k_{Э_i} = \frac{W_{уд.техн_i}}{W_{уд.техн_i}^{ср.взв}} = \left| \begin{array}{l} 0,1 / 0,203 = 0,5 \\ 0,05 / 0,203 = 0,2 \\ 0,25 / 0,203 = 1,2 \\ 0,4 / 0,203 = 2,0 \end{array} \right.$$

Теперь при помощи формулы 7 проведем распределение условно-постоянного распределения электропотребления, которое удобно представить в виде матрицы:

$$W_{\text{общ}_i} = \frac{k_{\text{Э}_i} \cdot W_{\sum \text{общ}} \cdot \Pi_i}{\sum_{i=1}^n \Pi_i} = \left| \begin{array}{l} 0,5 \cdot 100 \cdot 100 / 1360 = 3,6 \\ 0,2 \cdot 100 \cdot 250 / 1360 = 4,5 \\ 1,2 \cdot 100 \cdot 1000 / 1360 = 90,4 \\ 2,0 \cdot 100 \cdot 10 / 1360 = 1,4 \end{array} \right|, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Удельные расходы энергопотребления для каждого вида продукции с учетом распределения условно-постоянной составляющей электропотребления пропорционально энергоемкости в соответствии с формулой (8) составят:

$$W_{\text{уд}_i} = W_{\text{уд.техн}_i} + \frac{W_{\text{общ}_i}}{\Pi_i} = \left| \begin{array}{l} 0,1 + 3,6 / 100 = 0,14 \\ 0,05 + 4,5 / 250 = 0,07 \\ 0,25 + 90,4 / 1000 = 0,34 \\ 0,4 + 1,4 / 10 = 0,54 \end{array} \right|, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ед.прод.}$$

Выводы

1. Предложенный метод распределения условно-постоянной составляющей расхода электрической энергии при построении многофакторной математической модели для промышленного предприятия с несколькими производствами позволяет отнести общезаводские затраты электроэнергии между одновременно-выпускаемой продукцией и определить удельные расходы электроэнергии на выпуск единицы соответствующей продукции.

2. Практическое применение метода – отнесение затрат по потреблению энергоресурсов на конкретную продукцию, что позволит адекватно распределить электроэнергию по видам продукции.

Библиографический список

1. **Федоров, О.В.** Техничко-экономическое обоснование внедрения системы непрерывного мониторинга показателей качества электроэнергии на объектах горных предприятий.
2. О.В. Федоров [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2016. - № 9-10. - С. 91-97.
3. **Федоров, О.В.** Энергосберегающая политика: монография / О.В. Федоров, А.Б. Дарьенков. - М.: КНОРУС, 2015. – 294 с.
4. **Федоров, О.В.** Ресурсосбережение в энергетике: монография [Текст] / О.В. Федоров, Н.В. Голубцов, И.И. Гребенюк. - М.: ИНФРА-М, 2011. – 247 с.
5. **Шенец, Е.Л.** Анализ показателей эффективности использования энергоресурсов и методов оценки эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению на промышленных предприятиях / Е. Л. Шенец, А.А. Капанский // Энергия и менеджмент. – 2017. – № 2. – С. 6–11.

6. **Грунтович, Н.В.** Прогнозирование энергоэффективности технологических систем водоснабжения и водоотведения при внедрении мероприятий по энергосбережению / Н.В. Грунтович, А.А. Капанский // Энергоэффективность. – 2016. – № 1. – С. 44–48.
7. **Токочакова, Н.В.** Показатели энергетической эффективности промышленных потребителей / Н. В. Токочакова, Д. Р. Мороз // Вестн. ГГТУ им. П.О. Сухого. -2006. -№ 3 (26). С.66-75.
8. **Грунтович Н.В., Мороз Д.Р., Капанский А.А.** Развитие методического обеспечения диагностирования и прогнозирования энергоэффективности технологических систем водоснабжения и водоотведения / Н.В. Грунтович, Д.Р. Мороз, А.А. Капанский // Энергоэффективность. - 2015. - № 3. - С. 20-23.
9. **Токочакова, Н.В.** Расчетно-статистические модели режимов потребления электроэнергии как основа нормирования и оценки энергетической эффективности / Н.В. Токочакова, Д.Р. Мороз // Минск: «Энергоэффективность», №1, 2006. - с. 14-15., №2, 2006. - С. 14-15.
10. **Токочакова, Н.В.** Способы построения расчетно-статистических моделей электропотребления промышленных потребителей / Н.В. Токочакова, Д.Р. Мороз // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. - 2006. - № 2(25). - С. 37-46.
11. **Грунтович, Н.В.** Проблемные зоны системы управления энергоэффективностью промышленных потребителей республики / Н.В. Грунтович, Н.В. Токочакова // Энергоэффективность. - 2008. - № 3. - С. 6-10.

ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ОПОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

СБОРНИК НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СТАТЕЙ

Редактор **О.В. Пугина**
Компьютерный набор и вёрстка **О.Д.Ульянова**

Подписано в печать 20.10.2020. Формат 60 x 84^{1/16}.
Бумага офсетная. Печать трафаретная. Усл. печ. л. 2,75.
Тираж 100 экз. Заказ

Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева.
Типография НГТУ.

Адрес университета и полиграфического предприятия:
603950, Нижний Новгород, ул. Минина, 24.