ВЕСТНИК

ЮЖНО-УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

№9 (49) 2005

СЕРИЯ

«ЭНЕРГЕТИКА»

Выпуск 6

Редакционная коллегия:

д.т.н, профессор, член-корреспондент АЭН РФ **Ю.И. Хохлов** (*отв. редактор*); к.т.н., доцент **Б.Г. Булатов** (*отв. секретарь*); к.т.н., доцент **Л.Т. Волков**; к.т.н., доцент **А.Н. Серебряков**; д.т.н., профессор, профессор, заслуженный деятель науки и техники РФ **Е.В. Торопов**; д.т.н., профессор **Л.И. Цытович**; д.т.н., профессор **Ш.Н. Хусаинов**.

СОДЕРЖАНИЕ

Электроэнергетика

ХОХЛОВ Ю.И. Моделирование электромагнитных процессов в межсистемной компенсированной ЛЭП постоянного тока с примыкающими энергосистемами разных частот ... 4

БУЛАТОВ Б.Г., КОРЖОВ А.В. Метод распределения потерь в сети между потребителями 11

ПАВЛЮКОВ В.С., ПАВЛЮКОВ С.В. Математические модели определения потоков мощности и энергии в питающих электрических сетях 15

ПАХОМОВ Е.И. Моделирование системы тиристорного самовозбуждения синхронного генератора в пакете MAPLE 18

ПЯСТОЛОВ В.В., ШАМИН Р.В. К вопросу оптимизации схемы электроснабжения промышленного предприятия 22

Содержание

ГОЛЬДШТЕЙН М.Е., КРЕКЕР Е.Я. Устройство гашения поля – выключатель с вольт-амперной характеристикой, формируемой тиристорами 24

АНДРЕЕВ А.Н. Распределённые модели устройств автоматического управления 27

ГОЛЬДШТЕЙН М.Е., ФИЛЯЕВ К.Ю. Взаимосвязь параметров режима энергоблока с синхронным генератором повышенной частоты и полупроводниковым преобразователем частоты 29

КОРЖОВ А.В., АЛАКШИН И.С. Методика оценки полезного отпуска в сеть 0,4 кВ 32

АНДРЕЕВ А.Н. Статическая модель электромашинного агрегата 34

ВОЛКОВ Л.Т., НОВОСЁЛОВ Н.А. Высшие гармоники в сетях с дуговыми сталеплавильными печами и их фильтрация 37

САДОВНИКОВ А.Н. Компьютерная модель релейной защиты и автоматики комплектной трансформаторной подстанции 41

ГАЙСАРОВ Р.В., АКУЛОВ П.А., КОНДРАТЬЕВ Е.В., ЛАТЫШЕВ А.С. Тренажёр «Оперативные переключения в электроустановках» 47

Теплоэнергетика

КУЗНЕЦОВ Г.Ф. Оценка влияния тангенциальной составляющей скорости на распределение частиц в камере вихревого газогенератора 49

ЛЫМБИНА Л.Е. Технико-экономические аспекты развития региональной теплоэнергетики .. 52

ТОРОПОВ Е.Е. Связь состава продуктов сгорания с аэро-термохимическими процессами в топке 55

ЗИНИН Ю.М. Алгоритм управления многозонным индукционным нагревом от источника с ограниченной мощностью 57

ФАЙДА Е.Л., ВАРГАНОВ В.В. Регулирование максимума нагрузки в электрических сетях жилых домов с электротеплоснабжением 62

ЛОХОВ С.П., ФАЙДА Е.Л., ВАРГАНОВ В.В. Определение направления и скорости конвективных потоков воздуха с помощью воздушного шара на цепи 66

ВОРОНИН С.Г., КУРНОСОВ Д.А, КОРАБЕЛЬНИКОВ М.И., КОРОБАТОВ Д.В., ЗАПУННЫЙ В.В. Математическое моделирование эксплуатационной скважины в процессе оптимизации нефтедобычи 70

Преобразовательная техника

АШАМО Е.Г., БЕЛЯЕВ А.В. Экспериментальное исследование электромагнитных процессов в четырёхфазном компенсированном преобразователе с двойной частотой напряжения на конденсаторах 75

Электромеханика

БОРИСОВ А.М., ДРАЧЕВ Г.И., ЛЯХ Н.Е., НЕСТЕРОВ А.С., ШИШКОВ А.Н. Пусковое устройство дроссельного асинхронного электропривода 79

ГАНДЖА С.А., ЕРЛЫШЕВА А.В. Стартёр-генератор для автономных источников электроснабжения 84

КОНСТАНТИНОВ В.Д. Определение параметров постоянных магнитов из закритических магнитотвёрдых материалов 87

СЕРЕБРЯКОВ А.Н., КОРОБАТОВ Д.В. Неминимально-фазовая коррекция цифрового электропривода 92

ЦЫТОВИЧ Л.И., ТЕРЕЩИНА О.Г. Многозонная система управления группой электроприводов с автоматическим переводом силового электрооборудования в режим холодного резерва 97

ГАНДЖА С.А. Генератор для автономных источников питания 100

АБУШАЕВ В.И., ШЕИН А.Ю., ТЕРЕЩИНА О.Г., ДУДКИН М.М. Анализ статических характеристик линий связи с широтно- и частотно-широтно-импульсными носителями информации 103

ПОМОГАЕВ Г.В., СОГРИН А.И., ЛЮТОВ М.А. Применение метода конечных элементов для расчёта электромагнита тормоза инвалидной коляски 108

ВОЛКОВ Л.Т., РЕЗНИЧЕНКО А.В., КОРОПАТЮК В.Н. Влияние внешних случайных возмущений на параметры замкнутого вентильного электропривода 110

ЦЫТОВИЧ Л.И., ТЕРЕЩИНА О.Г. Дискретно перестраиваемый в функции электрического сигнала фильтр на основе многозонного интегрирующего развертывающего преобразователя 114

Электроэнергетика

УДК 621.314.632

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ В МЕЖСИСТЕМНОЙ КОМПЕНСИРОВАННОЙ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА С ПРИМЫКАЮЩИМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ РАЗНЫХ ЧАСТОТ

Ю.И. Хохлов
г. Челябинск, ЮУрГУ

В среде MATLAB/SIMULINK представлена полная модель межсистемной компенсированной ЛЭП постоянного тока с двенадцатифазными выпрямителем и инвертором, работающими в режимах с одноступенчатой искусственной коммутацией тиристоров. В общем случае примыкающие энергосистемы имеют разную частоту напряжения. Разработанная модель позволяет исследовать как квазиустановившиеся, так и переходные (рабочие и аварийные) процессы в комплексе. Показана возможность работы выпрямительной и инверторной подстанций как в зоне потребления, так и в зоне генерирования реактивной мощности, приведены спектральные характеристики токов и напряжений, описан аварийный режим при опрокидывании инвертора на инверторной подстанции. В более простом частном случае модель отвечает некомпенсированной ЛЭП.

Развитие мировой энергетики неизбежно идет по пути создания единых крупных национальных и транснациональных электроэнергетических систем. Новый рыночный механизм хозяйствования усиливает этот процесс и повышает требования по увеличению пропускной способности и управляемости межсистемных линий электропередач (ЛЭП). Наряду с развивающимся в настоящее время на основе силовой электроники направлением применения гибких электропередач переменного тока (Flexible AC Transmission Systems – FACTS), большие перспективы имеют передачи (ППТ) и вставки (ВПТ) постоянного тока. К настоящему времени в разных странах мира в эксплуатации находится более 50 ППТ и ВПТ. В ближайшие годы планируется ввести в эксплуатацию еще около 20 ППТ и ВПТ [1].

Внедрение современных ППТ и ВПТ позволяет:

– уменьшить затраты и потери по передаче энергии на большие расстояния;

– снизить максимальные значения генерирующих мощностей в объединяемых энергосистемах за счет управляемого энергообмена при разнесенных во времени пиковых значениях нагрузки и генерации;

– объединить энергосистемы с различной частотой напряжения;

– ограничить распространение аварийных процессов из одной энергосистемы в другую;

– повысить эффективность работы систем распределенной генерации, в том числе возобновляемых источников энергии, за счет возможности организации управления выдачей электроэнергии от этих источников в единую сеть (ветроагрегаты, солнечные батареи и др.);

– повысить устойчивость и надежность работы систем.

Новые ППТ и ВПТ строятся как на основе полностью управляемых полупроводниковых приборов, так и на основе тиристоров. Так первая межсистемная ППТ мощностью 180 МВт (Directlink) на полностью управляемых приборах (IGBT) введена в эксплуатацию в 2000 году в Австралии. Недостатки некомпенсированных тиристорных ЛЭП привели к необходимости изучения их работы в компенсированных режимах, использующих одноступенчатую искусственную коммутацию тиристоров с помощью конденсаторных батарей. Глубокий анализ компенсированных ЛЭП постоянного тока, выполненный, в частности, в нашей стране [2], позволил в последнее время фирме АББ реализовать компенсированную ВПТ Аргентина – Бразилия мощность 1000 МВт [1]. Появившиеся новые программные продукты, такие как MATLAB, позволяют проводить более углубленные исследования как квазиустановившихся, так и переходных рабочих и аварийных процессов, а следовательно, и оптимизировать работу столь сложных систем.

В данной статье приводятся сведения о разработке в пакете MATLAB/SIMULINK модели компенсированной ЛЭП постоянного тока, связывающей энергосистемы с разной частотой переменного напряжения. В модели реализован двенадцатифазный режим преобразования как на выпрямительной, так и на инверторной подстанциях ЛЭП. С помощью этой модели проведены исследования статических и динамических процессов в компенсированной ЛЭП. Аналогичные исследования выполнены и в частном случае, отвечающем некомпенсированной ЛЭП. Некоторые результаты этих исследований описаны ниже.

Модель рассматриваемой ЛЭП представлена на рис. 1. Она содержит трехфазные источники напряжения *Power supply system 1* и *Power supply system 2*, эквивалентирующие энергосистемы с любыми задаваемыми при моделировании частотами. В приводимых ниже материалах это соответственно 50 Гц и 60 Гц. Блоки маршрутизации, преобразования и измерения выводят на дисплеи *Display 1*, *2* и *3*, *4* амплитуды и начальные фазы фазных напряжений и токов энергосистем. Мгновенные значения этих же величин фиксируются осциллографами *Scope 1* и *2*. Кроме того, на экранах осциллографов с помощью мультиметров *Multimeter 1* и *2* фиксируются мгновенные значения напряжения и тока тиристоров, а также напряжения на компенсирующих конденсаторах. С помощью трехфазных измерителей на дисплеи *Display 5* и *6* выводятся величины трехфазных активной и реактивной мощностей энергосистем. В развернутом виде подсистема *«Subsystem of compensated direct current line»* представлена на рис. 2. Подсистема содержит два управляемых тиристорных компенсированных двенадцатифазных преобразователя по цепи постоянного тока связанные посредством установленных на преобразовательных подстанциях реакторов *Series RL Branch1 и Series RL Branch2*. Двенадцатифазный режим каждого из преобразователей обеспечивается подключением выпрямительных мостов *Universal Bridge 1, 2* и *3, 4* к вентильным обмоткам трансформаторов *Three-Phase Transformer 1 и 2* со схемами соединения «звезда» и «треугольник», а искусственная коммутация тиристоров – компенсирующими конденсаторами *Compensation capacitor 1* и *2*. Импульсы управления на тиристоры преобразователей подаются от самостоятельных систем управления. Формирование импульсов обеспечивается генераторами *Synchronized 12-Pulse Generator 1* и *2*, а их движение – источниками периодического сигнала *Repeating Sequence 1* и *2*. На стороне постоянного тока ЛЭП измеряются средние значения тока, а также напряжений на входе и выходе линии. Эти величины фиксируются дисплеями *Display 1*, *2* и *3* подсистемы.

Представленные ниже результаты моделирования отвечают ЛЭП, связывающей энергосистемы с напряжением 500 кВ и частотами 50 и 60 Гц. Преобразовательные трансформаторы выполнены со схемой соединения «звезда/звезда, треугольник». Линейное напряжение первичных обмоток 500 кВ. Линейное напряжение вторичных обмоток трансформатора на выпрямительной подстанции 400 кВ, а на инверторной 300 кВ. Емкость конденсаторов на фазу на обеих подстанциях принята равной 8 мкФ. Активные и реактивные сопротивления элементов исследуемого комплекса, включая тиристорные блоки, выбраны близкими к реальным.

Важнейшим преимуществом компенсированных ЛЭП постоянного тока, в отличие от некомпенсированных, является возможность работы как выпрямительной, так и инверторной подстанций не только в режиме потребления, но и в режимах без потребления и генерирования реактивной мощности. Этот факт на рис. 3 и 4 иллюстрируется полученными в результате моделирования временными диаграммами включения и управления процессами соответственно на выпрямительной и инверторной подстанциях. Как следует из рис. 3, на выпрямительной подстанции смоделирован процесс ее перехода из режима генерирования в режим потребления реактивной мощности с наращиванием выдачи активной мощности. В то же время системой управления тиристорами инверторная подстанция переведена из режима потребления в режим генерирования реактивной мощности с соответствующим наращиваем приема активной мощности. Переход подстанций в указанные режимы подтверждается показаниями на дисплеях 1, 2 и 3, 4. Действительно, угол сдвига фаз между первыми гармониками напряжения и тока на выпрямительной подстанции положителен и составляет порядка 45 эл. град. На инверторной подстанции этот угол примерно 219 эл. град. Тот же факт подтверждается показаниями измерения трехфазных активной и реактивной мощностей на дисплеях 5 и 6. Активная мощность первой энергосистемы, примыкающей к выпрямительной подстанции, положительна. Эта энергосистема отдает активную мощность в ЛЭП. После перевода в режим потребления реактивная мощность этой подстанции также положительна. Активная и реактивная мощности на инверторной подстанции отрицательны. Это говорит о приеме активной мощности второй энергосистемой и генерировании в нее инверторной подстанцией реактивной мощности.

Сравнение диаграмм на рис. 3 и 4 подтверждает работу примыкающих энергосистем с разными частотами, а именно с частотами 50 и 60 Гц. Из показаний дисплеев 1, 2 и 3 подсистемы следует, что после осуществления режима управления передача энергии в ЛЭП постоянного тока осуществляется при напряжении около 700 кВ и токе порядка 1200 А.

Временные диаграммы на рис. 4 подтверждают повышенную устойчивость инверторного

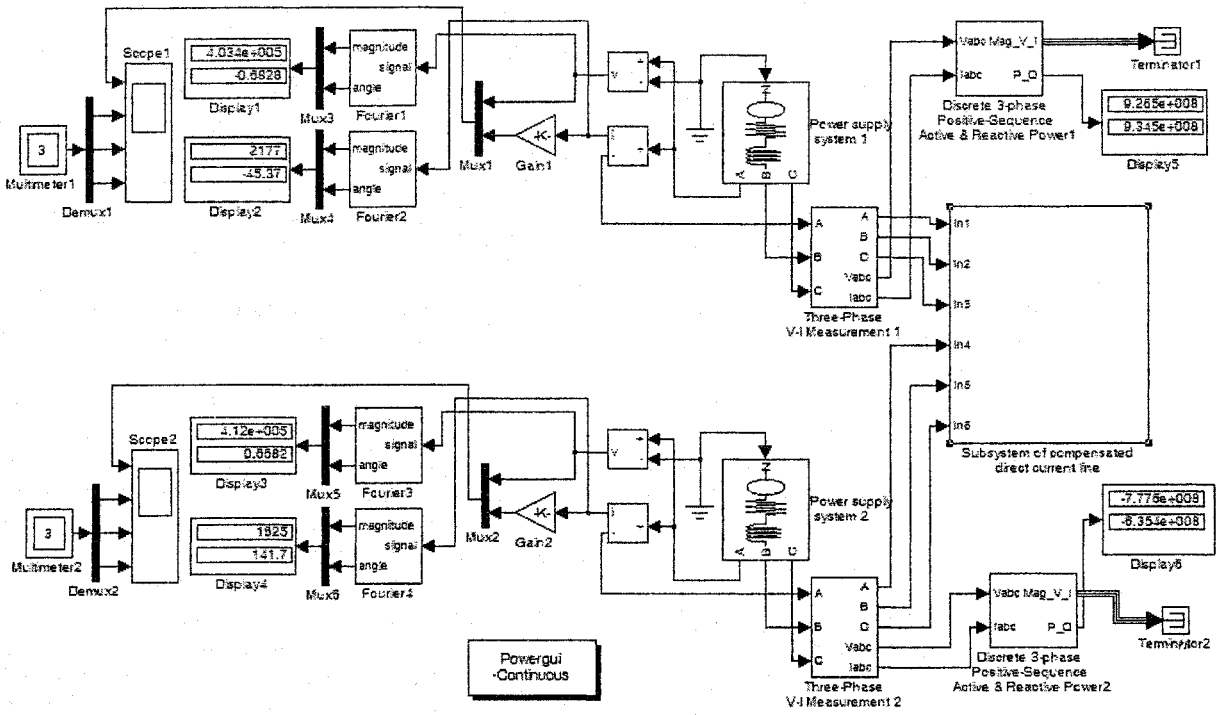


Рис. 1. Модель компенсированной ЛЭП постоянного тока с примыкающими энергосистемами

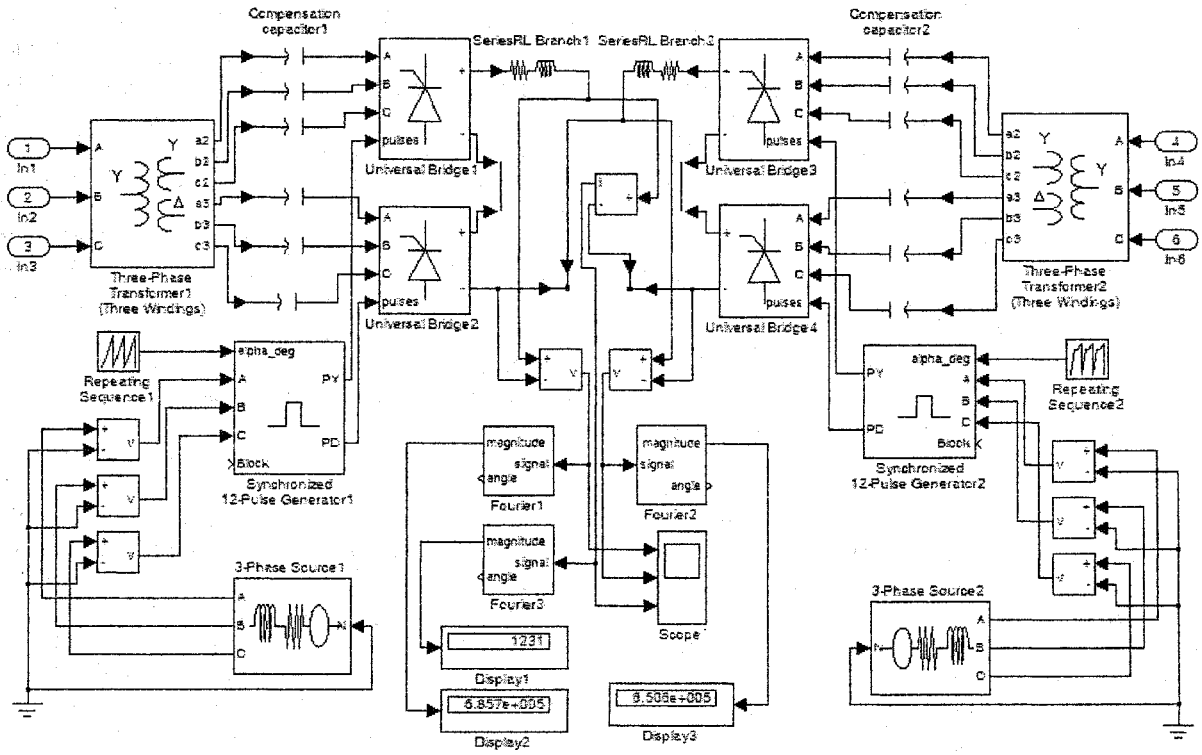


Рис. 2. Подсистема «Компенсированная ЛЭП постоянного тока»

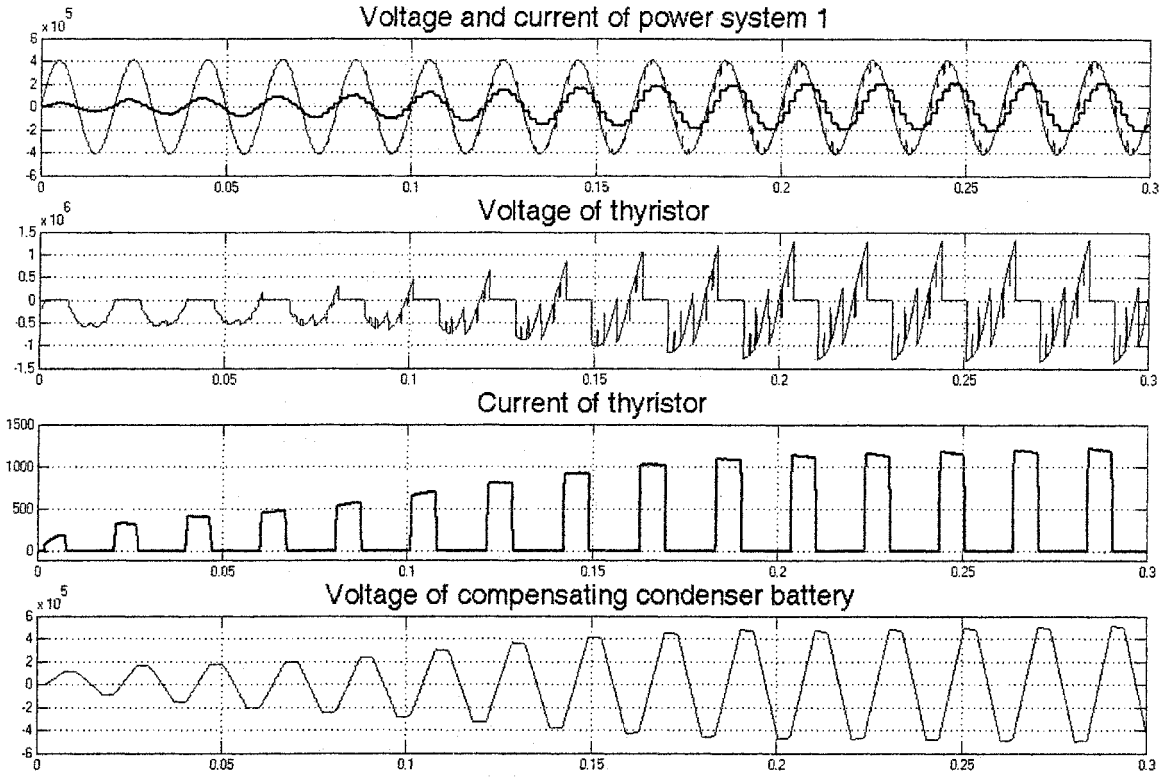


Рис. 3. Электромагнитные процессы на выпрямительной подстанции

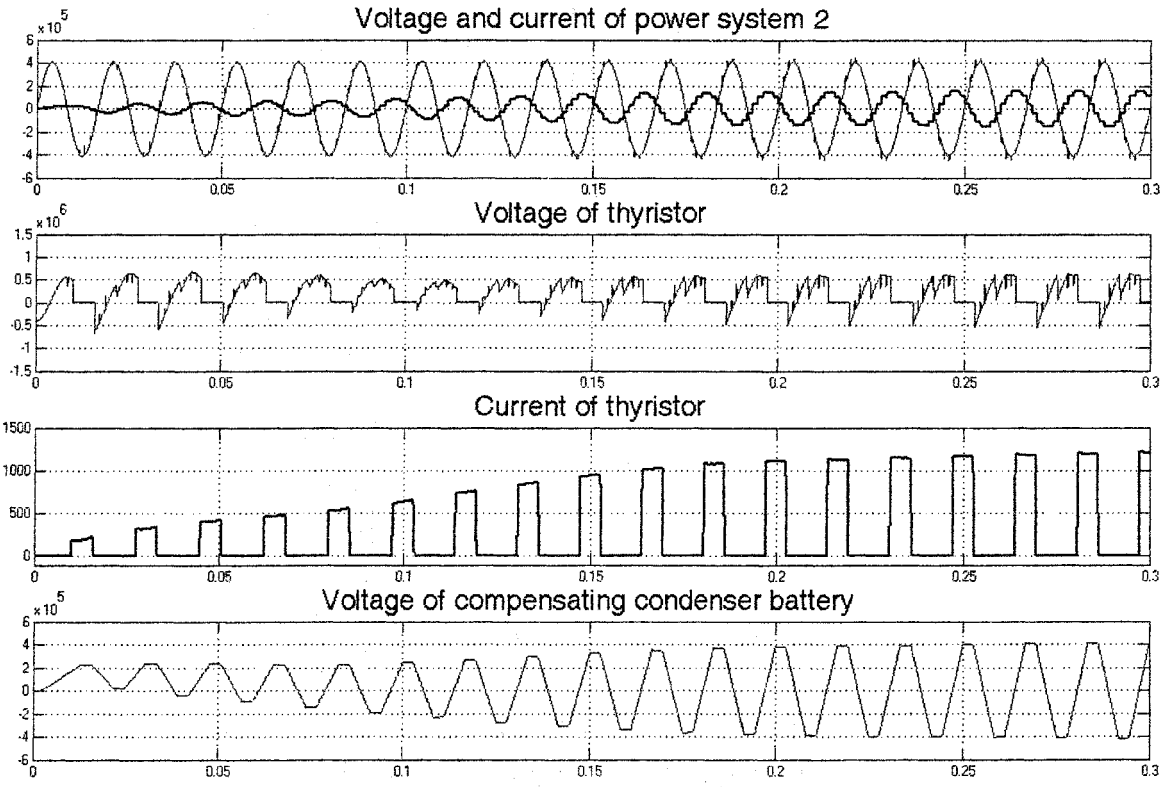


Рис. 4. Электромагнитные процессы на инверторной подстанции

а)

б)

в)

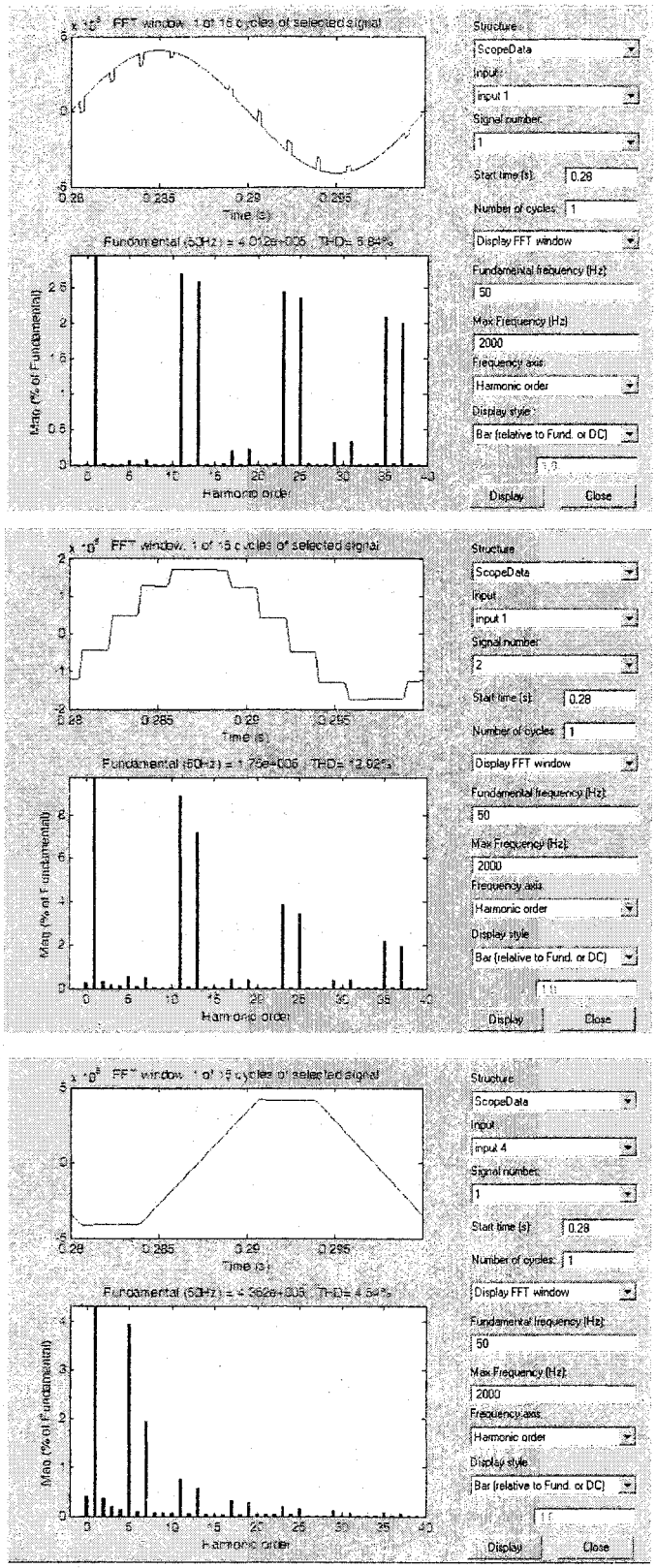


Рис. 5. Дискретные спектры напряжений и тока на выпрямительной подстанции:
а - фазного напряжения энергосистемы;
б - фазного тока;
в - фазного напряжения на конденсаторах

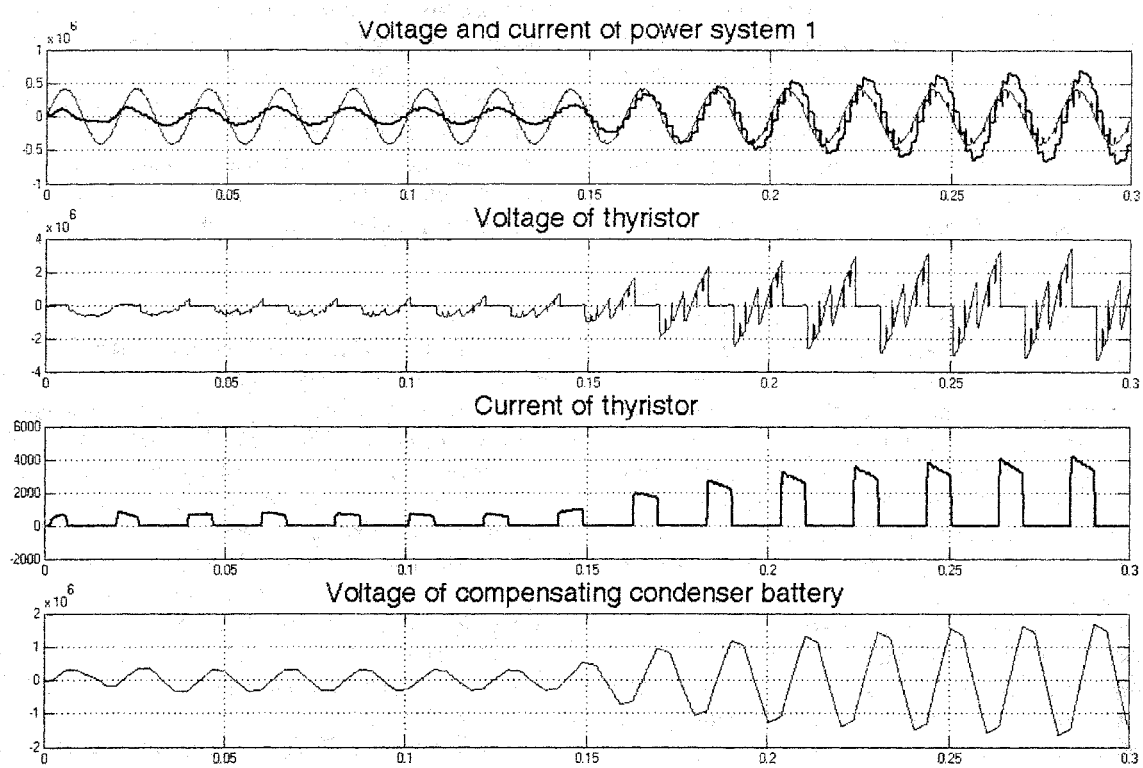


Рис. 6. Электромагнитные процессы на выпрямительной подстанции при опрокидывании инвертора на инверторной подстанции

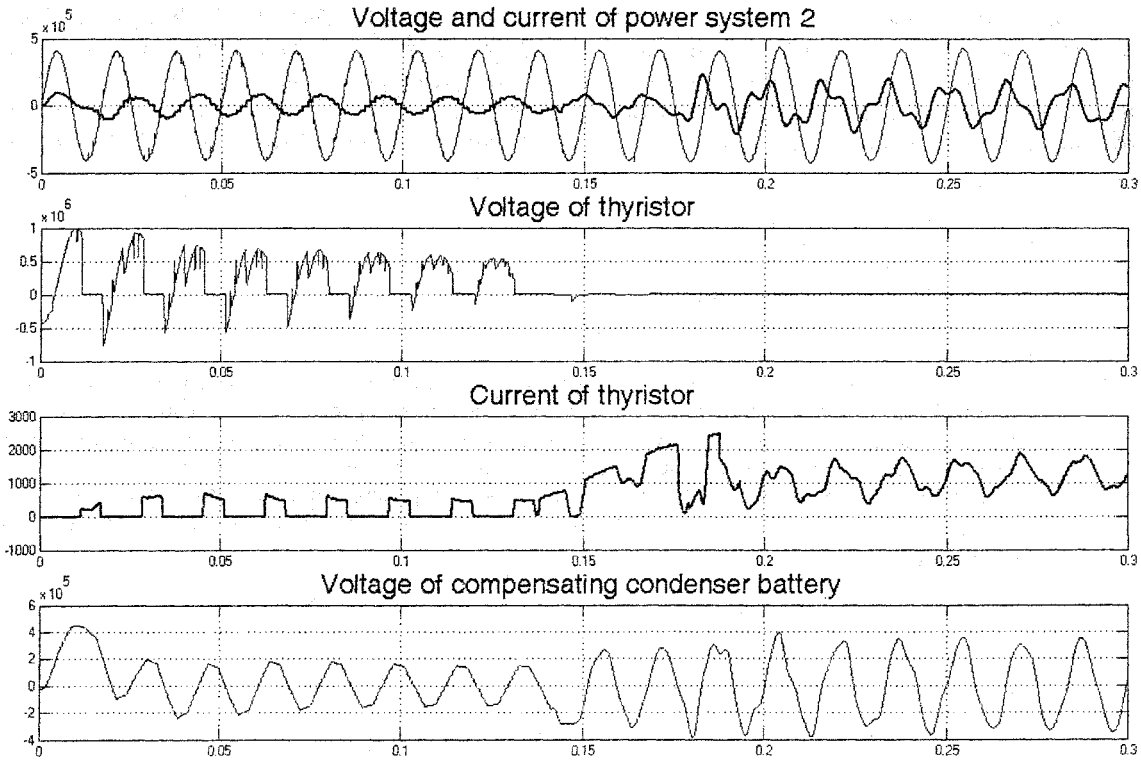


Рис. 7. Электромагнитные процессы на инверторной подстанции при опрокидывании инвертора

режима компенсированного преобразователя, благодаря которому и обеспечена возможность перехода инвертора в режим генерирования реактивной мощности. Устойчивость инвертора повышается при увеличении напряжения на конденсаторах, т.е. при уменьшении их емкости и возрастании тока в линии.

С помощью блока графического интерфейса пользователя *Powerqui -Continuous* (см. рис. 1) осуществлен спектральный анализ токов и напряжений в рассматриваемом комплексе. В качестве примера на рис. 5 приведены спектры напряжения и тока первой энергосистемы и напряжения на конденсаторах выпрямительной подстанции. Из рис. 5 следует, что подстанция работает в классическом двенадцатифазном режиме преобразования с генерацией 11, 13, 23, 25 и т. п. высших гармоник. Компенсирующие конденсаторы работают на основной частоте с содержанием в спектре напряжения 5, 7, 11, 13 и т.п. высших гармоник.

Разработанная модель позволяет исследовать статические и динамические не только рабочие, но и аварийные процессы в компенсированной ЛЭП постоянного тока с примыкающими энергосистемами, частоты напряжения которых могут быть произвольными. Так на рис. 6 и 7 иллюстрируется аварийный переходный процесс в комплексе при опрокидывании инвертора на приемной подстанции. В результате повышенной скорости движения управляющих импульсов углы безопасности проводящих ток тиристоров на инверторной подстанции снижаются до величин, меньших необходимых для восстановления запирающих свойств вентилей. При этом проводящие ток вентили не выводятся из работы, токи в них и в других элементах подстанции аварийно нарастают. Возникают перенапряжения на конденсаторах и другом оборудовании инверторной подстанции. Резко возрастает ток в ЛЭП. Это в свою очередь приводит к соответствующему росту токов и напряжений на выпрямительной подстанции, несмотря на то, что она сохраняет двенадцатифазный режим преобразования. Аварийный режим должен быть прекращен действием релейных защит ЛЭП.

Литература

1. *Ивакин В.Н. Мощная преобразовательная техника в электроэнергетических системах (опыт применения, тенденции развития)// Материалы VII Симпозиума «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 2010 ГОД: Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии». – М.: ТРАВЭК. – 2003. – Т. IV. – С. 53 – 57.*
2. *Глинтерник С.Р. Электромагнитные процессы и режимы мощных статических преобразователей. – Л.: Наука, 1968. – 308 с.*
3. *Черных И.В. SIMULINK среда создания инженерных приложений. – М.: Диалог – МИФИ, 2004. – 496 с.*
4. *Хохлов Ю.И. Компенсированные выпрямители с фильтрацией в коммутирующие конденсаторы нечетнократных гармоник токов преобразовательных блоков. – Челябинск: ЧГТУ, 1995.-355 с.*
5. *Комплекс виртуальных лабораторных работ по электроснабжению и энергетической электронике/ Ю.И. Хохлов, М.В. Гельман, К.А. Преображенский, К.П. Федюнин// Материалы Второй Всероссийской научной конференции «Проектирование инженерных и научных приложений в среде MATLAB». – М.: ИПУ РАН, 2004. – Электронное издание на компакт диске (ISBN – 5-201-14971-5).*

Хохлов Юрий Иванович в 1966 году окончил Челябинский политехнический институт (ныне Южно-Уральский государственный университет) по специальности «Электрические станции». В 1991 году в Московском энергетическом институте защитил докторскую диссертацию. Декан энергетического факультета, заведующий кафедрой «Системы электроснабжения», директор Центра «Энергосбережение» ЮУрГУ, профессор, член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ. Специалист в области теоретических основ электротехники, силовой электроники и энергосбережения.

УДК 621.3.017

МЕТОД РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ В СЕТИ МЕЖДУ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Б.Г. Булатов, А.В. Коржов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Предлагается метод разделения нагрузочных потерь электроэнергии в сетях распределительных компаний между субъектами рынка, пользующимися услугами по передаче, и собственными потребителями, основанный на определении коэффициентов токораспределения в R-схеме.

В создании потерь электроэнергии в сетях распределительных сетевых компаний (РСК) участвуют все субъекты, имеющие договора на услуги по транспорту электроэнергии по сетям, обслуживаемым РСК. Определение вклада каждого субъекта в формирование технических потерь электроэнергии и денежной компенсации за потери является актуальной задачей.

Технические потери, как известно, формируются как при передаче электроэнергии своим потребителям, так и при ее транзите для других субъектов рынка. В этих условиях требуется оперативное определение потерь электроэнергии и экономически справедливое распределение их между всеми субъектами, которое определяет тариф на транспорт энергии.

Определение транзитных потерь для одного перетока проводится путем расчета режима сети по средним узловым мощностям при среднем значении этого перетока и при отсутствии его. По разнице средних потерь мощности в этих режимах определяются транзитные потери энергии за расчетный период. Расчет по средним потокам особенно при реверсивных перетоках искажает учет фактических потоков мощности и не позволяет обоснованно определять величину транзитных потерь электроэнергии из-за нелинейной зависимости потерь от перетоков.

Подобный анализ с использованием типовых программ расчета стационарного режима неприменим, когда требуется массовый расчет, например, для целей формирования узловых цен, которые в перспективе должны определяться в часовом разрезе, т.е. практически в темпе процесса. Для этой цели необходимы оперативные методы, пусть и менее точные. Такие методы можно реализовать на основе известных сетевых коэффициентов, позволяющих оперативно рассчитывать приращения потерь, или даже коэффициентов токораспределения, которые позволяют находить потоки по ветвям без решения системы узловых уравнений.

При определении потерь наибольшие трудности связаны с расчетом нагрузочных потерь в замкнутой сети

$$\pi = \sum_{(S)} \frac{P_S^2 + Q_S^2}{U_S^2} \cdot r_S = \frac{1}{U_H^2} \cdot \sum_{(S)} \left(P_S^2 + Q_S^2 \right) \cdot r_S = \pi_P + \pi_Q . \quad (1)$$

При известных средних узловых мощностях, определяемых по расходу электроэнергии, неизвестные потоки ветвей P_S, Q_S можно найти в предположении линейной зависимости их от узловых мощностей, например,

$$P_S = \alpha_{S1} \cdot P_1 + \alpha_{S2} \cdot P_2 + \ldots - \alpha_{Sa} \cdot P_a - \alpha_{Sb} \cdot P_b - \ldots \quad (2)$$

где $P_1, P_2, \ldots$ – мощности перетоков (электростанций или транзитов); $P_a, P_b, \ldots$ – мощности собственных нагрузок; $\alpha_{Si}, \alpha_{Sa}, \ldots$ – коэффициенты потокораспределения.

Коэффициенты потокораспределения α_{Si} показывают, какая доля мощности узла i протекает по ветви S. Для определения всех α_{Si} составляется расчетная схема замещения сети, выбирается балансирующий узел, нумеруются узлы и ветви, принимаются положительные направления ветвей. Затем проводятся расчеты потокораспределения в схеме при фиксированном токе $I_i = 1$ только в одном i-м узле при равных нулю токах остальных узлов. Полученные токи ветвей и являются искомыми коэффициентами токораспределения. Для неоднородной сети коэффициенты представляются комплексными числами. Основные сложности в определении сетевых коэффициентов связаны с учетом неоднородности. Но для сетей РСК, в замкнутую часть которых сегодня входят в основном или только сети 110 кВ, характерна достаточно высокая степень однородности, позволяющая определять сетевые коэффициенты по R-схеме.

Алгоритм определения коэффициентов токораспределения достаточно прост и основан на решении узловых уравнений при задаваемом единичном токе в одном из узлов схемы замещения сети.

Для оценки погрешностей в определении коэффициентов токораспределения по R-схеме рассмотрена сеть 110 кВ (рис. 1), для которой были найдены и комплексные коэффициенты.

Отказ от учета неоднородности сети позволяет по тем же коэффициентам определять и потокораспределение реактивной мощности.

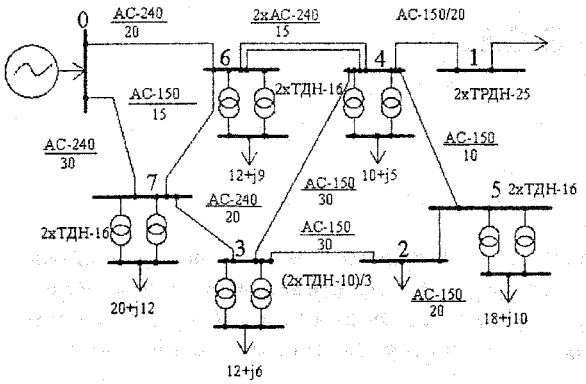


Рис. 1

В анализируемой сети были определены потери энергии путем расчета стационарного режима для каждого часа с интегрированием за месяц. Для этого была разработана программа точного расчета режима, фронтальная панель которой показана на рис. 2.

В программе учитываются три типа суточных графиков нагрузки, задаваемых для каждого часа в долях от средней мощности, изменение относительной нагрузки по дням недели, погодные условия, усредненные за сутки, число суток в месяце и день недели, с которого начинается месяц. По ветвям сети задаются и проводимости, что позволяет рассчитывать потери на корону с учетом погодных условий. По узлам сети задаются средние мощности, тип (переток или нагрузка), тип и число трансформаторов, а также номер типового графика нагрузки. Информация о поступлении в сеть и отпуске из сети, а также по структуре потерь выводится на экран. Программа использовалась для прямого расчета нагрузочной составляющей потерь электроэнергии в линиях анализируемой сети.

Полученные в результате расчета по R-схеме потери мощности составили 2,40 МВт и отличаются от средних часовых потерь, полученных по результатам эталонного расчета потерь энергии за месяц и равных 2,379 МВт, на 0,021 МВт, т.е. менее чем на 1 %, что убеждает в допустимости применения упрощенной методики, основанной на использовании R-схемы.

При комплексном подходе задача расчета транзитных потерь может решаться совместно с задачей определения суммарных потерь в сети распределительной компании или в любой ее части и разделения их на потери от нагрузок каждого узла и потери от транзитных перетоков. При этом оценка потерь энергии за расчетный период определяется по средним узловым мощностям.

Предлагается следующий алгоритм разделения общих потерь между потребителями компании и транзитными перетоками:

- расчет потокораспределения в установившемся режиме и потерь мощности dP_0 в электрической сети при фактических значениях нагрузок всех узлов и транзитных перетоков;
- организация цикла по всем узловым мощностям i=1, n;

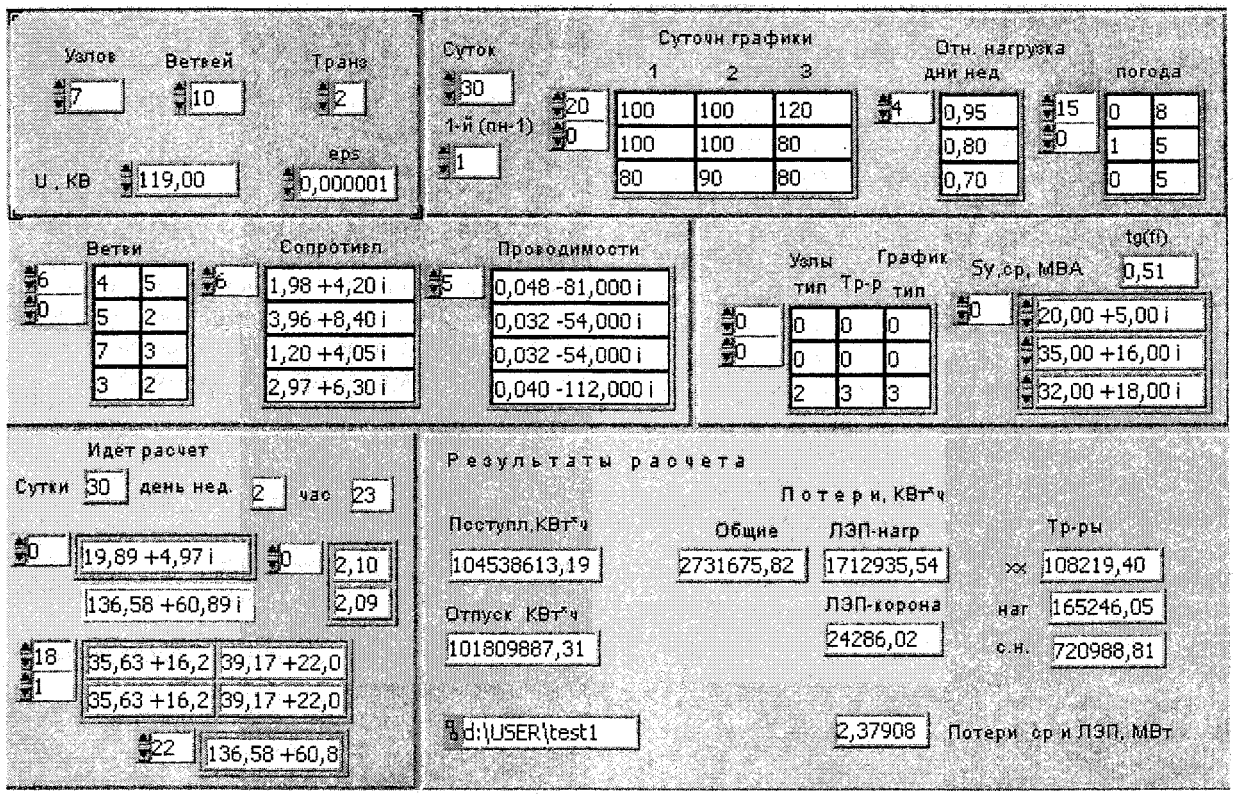


Рис. 2

• расчет режима при нулевых значениях нагрузки в i-м узле при фактическом значении нагрузок для всех остальных узлов с определением потерь мощности dP_i;

• определение приращения потерь в сети за счет нагрузки i-го узла $\delta P_i = dP_0 - dP_i$;

• конец цикла по узлам;

• определение суммы приращений потерь $\delta P = \mathrm{sum}(\delta P_i)$;

• определение в общих приращениях доли потерь, вызванных отдельными узловыми нагрузками $d_i = \delta P_i / \delta P$;

• определение фактических потерь в сети компании от собственных нагрузок и от транзитных перетоков как $dPi = d_i \cdot dP_0$.

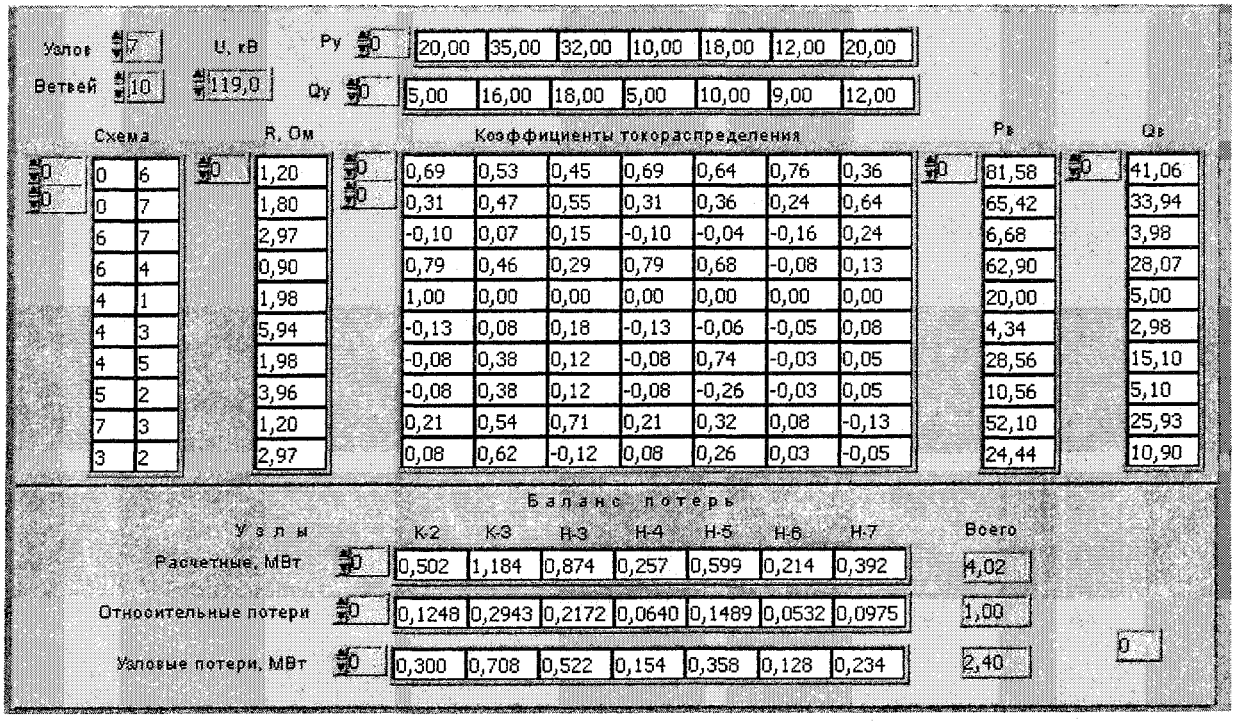
В качестве примера рассмотрим сеть (см. рис. 1), которая имеет один узел связи с магистральными сетями, и через которую передается транзитом мощность в другие компании. Таким образом, принятая к анализу сеть используется для питания нагрузок 3-х компаний. Предлагаемая сеть достаточно проста и удобна для иллюстрации предложенного метода разнесения потерь и составления баланса. Обычно сети РСК имеют несколько точек связи с магистральными сетями более высокого класса напряжения, что приводит к появлению в расчетных потерях составляющей потерь в магистральных сетях, которая может исключаться из баланса. При расчете потерь в сети на основе коэффициентов токораспределения не учитывается влияние режима напряжения, что соответствует допущению о достаточной пропускной способности магистральных сетей и поддержанию напряжения в центрах питания на заданном уровне.

На рис. 3 показана фронтальная панель виртуального устройства с результатами расчета баланса потерь.

Как видно из баланса, потери в анализируемой сети, принадлежащей компании К-1, равные 2,4 МВт, разбиты на 3 составляющие: потери от передачи мощности двум другим компаниям К-2 и К-3, равные соответственно 0,300 МВт, 0,708 МВт, и остальные 1,32 МВт – потери от передачи мощности собственным потребителям, разнесенные по узловым нагрузкам.

Таким образом, затраты компании К-2 на доставку 20 МВт и 5 МВАр своим потребителям состоят из потерь в собственных сетях от собственной нагрузки и компенсации 0,300 МВт компании К-1 за потери в ее сетях от нагрузки К-2. Аналогично, затраты компании К-3 на транспорт 35 МВт и 16 МВАр должны включать компенсацию 0,708 МВт компании К-1 за потери в ее сетях. Компания К-1, осуществляя транзит для компании К-2, должна получить компенсацию 0,300 МВт за потери, а за потери от транзита для компании К-3 получить компенсацию 0,708 МВт. Итак, общие затраты компании К-1 на доставку 92 МВт и 54 МВАр своим потребителям составляют 1,32 МВт и состоят из потерь в собственных сетях от собственной нагрузки.

Полученный баланс транзитных потерь мощности между компаниями, найденный по результатам анализа среднечасового режима, может слу-



Узлов 7 | U, кВ | Ру 20,00 35,00 32,00 10,00 18,00 12,00 20,00
Ветвей 10 | 119,0 | Qу 5,00 16,00 18,00 5,00 10,00 9,00 12,00

Схема		R, Ом	Коэффициенты токораспределения							Pв	Qв
0	6	1,20	0,69	0,53	0,45	0,69	0,64	0,76	0,36	81,58	41,06
0	7	1,80	0,31	0,47	0,55	0,31	0,36	0,24	0,64	65,42	33,94
6	7	2,97	-0,10	0,07	0,15	-0,10	-0,04	-0,16	0,24	6,68	3,98
6	4	0,90	0,79	0,46	0,29	0,79	0,68	-0,08	0,13	62,90	28,07
4	1	1,98	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	5,00
4	3	5,94	-0,13	0,08	0,18	-0,13	-0,06	-0,05	0,08	4,34	2,98
4	5	1,98	-0,08	0,38	0,12	-0,08	0,74	-0,03	0,05	28,56	15,10
5	2	3,96	-0,08	0,38	0,12	-0,08	-0,26	-0,03	0,05	10,56	5,10
7	3	1,20	0,21	0,54	0,71	0,21	0,32	0,08	-0,13	52,10	25,93
3	2	2,97	0,08	0,62	-0,12	0,08	0,26	0,03	-0,05	24,44	10,90

Баланс потерь

Узлы	К-2	К-3	Н-3	Н-4	Н-5	Н-6	Н-7	Всего
Расчетные, МВт	0,502	1,184	0,874	0,257	0,599	0,214	0,392	4,02
Относительные потери	0,1248	0,2943	0,2172	0,0640	0,1489	0,0532	0,0975	1,00
Узловые потери, МВт	0,300	0,708	0,522	0,154	0,358	0,128	0,234	2,40

Рис. 3

жить основой для перехода к потерям электроэнергии с помощью метода характерных суток или характерных режимов. Предложенный алгоритм эффективен для целей отслеживания нагрузочной части потерь электроэнергии и разделения этих потерь между узлами в темпе процесса в часовом или 30-минутном разрезе и интегрировании в пределах любого расчетного периода. При этом источником информации для расчета является телеметрия, определяющая оперативную расчетную схему и усредненные за расчетный интервал узловые мощности.

Предложенный в работе подход к расчету как транзитных потерь, так и узловых потерь от собственных потребителей, позволяет достаточно просто и точно по упрощенной методике определять баланс потерь и распределять ответственность за них между субъектами, пользующимися услугами сетевой компании по транспорту электроэнергии.

Булатов Борис Георгиевич, профессор кафедры ЭССиС, к.т.н., доцент, выпускник кафедры ЭССиС ЧПИ (1961 г.). С 1961 г. по настоящее время работает на кафедре. Научные интересы связаны с управлением режимами энергосистем и оптимизацией.

Коржов Антон Вениаминович, к.т.н., доцент кафедры ЭССиС, окончил ЮУрГУ в 2000 г. по специальности «Электроэнергетические системы и сети». Область научных интересов: электромагнитная совместимость и оптимизация режимов работы электрических сетей.

УДК 621.316.17

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ПИТАЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В.С. Павлюков, С.В. Павлюков
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрены две математические модели расчета потоков мощности и энергии при заданных в узлах разнородных нагрузках в виде функций времени на отрезке [0, T]. Модели дают возможность определения потоков электрической энергии в элементах схемы питающей сети при детерминированных и вероятностных режимных данных.

Решение задачи определения потерь электроэнергии для питающих электрических сетей при помощи узловых уравнений в форме баланса мощностей связано с громоздкими матричными преобразованиями и вычислениями на ЭВМ. Рассмотрим решение данной задачи на базе расчета режима сети методом коэффициентов распределения [1]. Результатом расчета для нахождения потерь мощности или энергии должны быть потоки активной $P_{i\nu}$ и реактивной $Q_{i\nu}$ мощностей по ветвям $i\nu$ всей сети и уровни напряжений в узлах $i=\overline{1,n}$ схемы электрической сети (n – число независимых узлов).

Для определения режима воспользуемся в матричной форме уравнением баланса вектор-функции токов в ветвях дерева схемы сети в виде [2]

$$\underline{\mathbf{W}}\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha(t)\right)=\underline{\mathbf{I}}_\alpha(t)-$$

$$-\underline{\mathbf{C}}_\alpha \mathbf{diag}\left(\underline{\mathbf{U}}_Б \mathbf{e}-\underline{\mathbf{C}}_0^T \overset{*}{\underline{\mathbf{Z}}}_{B\alpha} \overset{*}{\underline{\mathbf{I}}}_\alpha(t)\right)^{-1} \mathbf{diag}\underline{\mathbf{s}}(t), \quad (1)$$

где $\underline{\mathbf{C}}_\alpha=\mathbf{C}'_\alpha+\mathbf{j}\mathbf{C}''_\alpha$ – матрица коэффициентов распределения для ветвей дерева; $\underline{\mathbf{U}}_Б$ – напряжение балансирующего узла; $\mathbf{e}$ – вектор, содержащий n единиц; $\mathbf{C}_0=\mathbf{M}_\alpha^{-1}$ ($\mathbf{M}$ – матрица соединений ветвей в узлах схемы сети); $\underline{\mathbf{Z}}_{B\alpha}=\mathbf{r}_{B\alpha}+\mathbf{j}\mathbf{x}_{B\alpha}$ – диагональная матрица сопротивлений ветвей дерева; $\underline{\mathbf{s}(t)}=\left[\underline{s_i(t)}\right]=\mathbf{p}(t)+\mathbf{j}\mathbf{q}(t)$ – вектор-столбец полных задающих мощностей в независимых узлах питающей сети. В работе [2] нагрузки узлов i питающей сети моделируются графиками мощностей $\underline{s}_i(t)=p_i(t)+jq_i(t)$. Графики активных $p_i(t)$ и реактивных $q_i(t)$ мощностей представляются в виде произведения

$$p_i(t)=p_i f_i^p(t), \quad q_i(t)=q_i f_i^q(t),$$

соответствующих средних значений p_i, q_i за период времени T и функций $f_i^p(t)$, $f_i^q(t)$, средние значения которых на отрезке времени [0, T] равны единице.

Для данной многомерной задачи математическая модель, связывающая, как правило, случайные задающие режимные параметры с искомыми, является нелинейной и решить ее можно путем введения упрощающих допущений или линеаризацией, используя разложение нелинейной вектор-функции (1) в ряд Тейлора. Дифференцируя модель (1) в окрестности установившегося режима для математического ожидания, обеспечивающего небаланс токов в независимых узлах с заданной точностью, получим

$$J\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k-1)}\right)\Delta\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k)}=-\underline{\mathbf{W}}\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k-1)}\right), \quad (2)$$

где $J\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k-1)}\right)$ – матрица Якоби; $\mathbf{k}$ – номер итерационного цикла; $\Delta\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k)}$ – приращения (поправки) вектора неизвестных; $\underline{\mathbf{W}}\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k-1)}\right)$ – вектор невязок или небалансов токов схемы сети.

Матрица Якоби $J\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha^{(k-1)}\right)$ содержит элементы линеаризованного уравнения (1) j_{ii} и j_{ij}, которые в общем виде определяются как

$$j_{ii}=\frac{\partial\underline{\mathbf{W}}\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha\right)_i}{\partial I_{\alpha_i}}, \qquad j_{ij}=\frac{\partial\underline{\mathbf{W}}\left(\underline{\mathbf{I}}_\alpha\right)_i}{\partial I_{\alpha_j}}$$

производные вектора невязок токов ветвей схемы уравнения баланса (1) по составляющим вектора токов I_{α_i}. Определение математических ожиданий токов ветвей предполагает, что задающие параметры модели (1) представляются их средними значениями за выделенный интервал времени. Оценки данных значений активных узловых мощностей нагрузок дают диспетчерские ведомости на основании о замерах пропусков электрической энергии за некоторый период времени

$$p_k=\sum_{\mu=1}^{M} p_{k_\mu} \Big/ M, \quad (3)$$

где p_k, k=1, 2, …, N – компоненты вектора p активных мощностей; p_{k_μ}, μ=1, 2, …, M – их значения в μ-й серии замеров; M – период в рассмат-

риваемом технологическом процессе замеров и по требованию может охватывать характерные сутки, сезонные замеры и другие большие временные периоды. Математические ожидания реактивных мощностей q могут определяться по потреблению в узлах, зафиксированному в диспетчерской ведомости или воспроизводиться с учетом $\mathrm{tg}\varphi$ нагрузки [3].

Для генерирующих узлов математические ожидания мощностей как управляемых параметров, должны находится не по выражению (3), а решением задачи оптимизации при значениях величин нагрузок в узлах, равным их средним значениям за период T.

Итерационный процесс для выражения (2) сводится к решению на каждом k-м шаге линеаризованного уравнения относительно приращения $\Delta\underline{\mathbf{I}}_\alpha$ вектор-столбца токов $\underline{\mathbf{I}}_\alpha(t)$ ветвей дерева схемы сети.

Далее определяются вероятностные характеристики уровней напряжений по формуле

$$\underline{\mathbf{U}}_\Delta = \mathbf{C}_0^{\mathrm{T}}\underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{B}\alpha}\underline{\mathbf{I}}_\alpha . \qquad (4)$$

По найденным вероятностным величинам из уравнений (2) и (4) вычисляются потоки мощностей в ветвях схемы сети.

Уровни напряжений вероятностного характера также можно рассчитать с использованием средних значений узловых мощностей $\underline{\mathbf{s}}(t)$ по выражению

$$\underline{\mathbf{U}}_\Delta = \frac{1}{\mathbf{U}_{\text{Б}}}\mathbf{C}_0^{\mathrm{T}}\underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{B}\alpha}\underline{\mathbf{C}}_\alpha\mathbf{s} \qquad (5)$$

или

$$\underline{\mathbf{U}}_\Delta = \underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}}\mathbf{s}, \qquad (6)$$

где $\underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}} = \mathbf{C}'_{\mathrm{U}} + \mathrm{j}\mathbf{C}''_{\mathrm{U}} = \frac{1}{\mathbf{U}_{\text{Б}}}\mathbf{C}_0^{\mathrm{T}}\underline{\mathbf{Z}}_{\mathrm{B}\alpha}\underline{\mathbf{C}}_\alpha$ – представляет матрицу коэффициентов распределения мощностей по напряжениям узлов [1].

В соответствии с уравнениями (5) и (6) действительная и мнимая составляющие узлового напряжения вычисляются по формулам

$$\underline{\mathbf{U}}' = \underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}'}\begin{bmatrix}\mathbf{p}\\ \mathbf{q}\end{bmatrix} + \mathbf{U}_{\text{Б}}\underline{\mathbf{e}} \quad \text{и} \quad \underline{\mathbf{U}}'' = \underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}''}\begin{bmatrix}\mathbf{p}\\ \mathbf{q}\end{bmatrix}, \qquad (7)$$

где $\mathbf{C}_{\mathrm{U}'} = \frac{1}{\mathbf{U}_{\text{Б}}}\mathbf{C}_0^{\mathrm{T}}\left(\mathbf{r}_\alpha\mathbf{C}'_\alpha - \mathbf{x}_\alpha\mathbf{C}''_\alpha + \mathbf{r}_\alpha\mathbf{C}''_\alpha + \mathbf{x}_\alpha\mathbf{C}'_\alpha\right)$ – действительная составляющая матрицы $\underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}}$; $\mathbf{C}_{\mathrm{U}''} = \frac{1}{\mathbf{U}_{\text{Б}}}\mathbf{C}_0^{\mathrm{T}}\left(\mathbf{r}_\alpha\mathbf{C}''_\alpha + \mathbf{x}_\alpha\mathbf{C}'_\alpha - \mathbf{r}_\alpha\mathbf{C}'_\alpha + \mathbf{x}_\alpha\mathbf{C}''_\alpha\right)$ – мнимая составляющая матрицы $\underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{U}}$.

Математические ожидания потоков активных и реактивных мощностей по схеме сети можно определить как с использованием решения уравнения (2), так и на основе средних задающих мощностей $\underline{s}_i = p_i + jq_i$ в узлах по выражениям [3]

$$\mathbf{P} = \mathbf{C}_{\mathrm{P}}\begin{bmatrix}\mathbf{p}\\ \mathbf{q}\end{bmatrix} \quad \text{и} \quad \mathbf{Q} = \mathbf{C}_{\mathrm{q}}\begin{bmatrix}\mathbf{p}\\ \mathbf{q}\end{bmatrix}, \qquad (8)$$

где $\underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{p}} = \left[\mathbf{C}' \;\; \mathbf{C}''\right]$, $\underline{\mathbf{C}}_{\mathrm{q}} = \left[-\mathbf{C}' \;\; \mathbf{C}''\right]$ – соответственно матрица коэффициентов распределения для потоков активной и реактивной мощностей по ветвям схемы электрической сети; $\mathbf{C}'$ и $\mathbf{C}''$ – подблоки соответственно действительной и мнимой составляющих матрицы коэффициентов распределения.

Если графики нагрузок узлов рассматривать как детерминированные, то рассчитанные величины потоков мощностей при средних задающих режимных параметров корректируются множителями в виде скалярных произведений относительных графиков в узлах сети [3]. Рассматривая узловые параметры в вероятностном пространстве за время T, зафиксированные в i-м эксплуатационном измерении, данную задачу решают с учетом коррекции математических ожиданий потоков мощностей дисперсионной составляющей. Со второй составляющей потоков связано определение корреляционных матриц потоков мощностей в ветвях сети по выражениям

$$\mathbf{K}_{\mathrm{P}} = \mathbf{C}_{\mathrm{P}}\mathbf{K}\mathbf{C}_{\mathrm{P}}^{\mathrm{T}}, \quad \mathbf{K}_{\mathrm{Q}} = \mathbf{C}_{\mathrm{Q}}\mathbf{K}\mathbf{C}_{\mathrm{Q}}^{\mathrm{T}},$$
$$\mathbf{K}_{\mathrm{PQ}} = \mathbf{K}_{\mathrm{QP}}^{\mathrm{T}} = \mathbf{C}_{\mathrm{P}}\mathbf{K}\mathbf{C}_{\mathrm{Q}}^{\mathrm{T}}, \qquad (9)$$

где $\mathbf{K} = \begin{bmatrix}\mathbf{K}_{\mathrm{p}} & \mathbf{K}_{\mathrm{pq}}\\ \mathbf{K}_{\mathrm{qp}} & \mathbf{K}_{\mathrm{q}}\end{bmatrix}$ – корреляционная матрица задающих режимных параметров, элементы которой находятся по статистическим данным [4]

$$k_{p_ip_i} = \sum_{\mu=1}^{M}\left(p_{i\mu} - p_i\right)\left(p_{j\mu} - p_j\right)\Big/\left(M-1\right).$$

Оценку дисперсионной составляющей и корреляционной матрицы в выражениях (9) можно осуществить на базе линеаризованного уравнения (2) относительно отклонений режимных параметров от средних за тот же временной интервал.

Применение матричного уравнения (2) позволяет выполнить итерационный процесс вычисления непосредственно токов в ветвях схемы сети. При решении узловых уравнений ток в ветвях будет определяться с помощью разности напряжений в ее конечных узлах и на начальных приближениях величина тока будет весьма приближенной из-за большой погрешности напряжений узлов. Процесс получения токов или потоков можно существенно ускорить, если использовать безытеративный расчет потокораспределения по формулам (8). Скорость расчета превосходит другие приближенные методы и позволяет получить гарантированное решение и при неудовлетворительных режимных исходных данных.

Модели определения потоков, потерь мощностей или энергии работоспособны с использованием как детерминированных, так и вероятностных исходных данных, учитывая, что в реальных условиях постоянная регистрация режимной информации проводится только для самых ответственных узлов энергосистемы, а для большинства других – контрольные замеры в зимний максимум и летний минимум нагрузок.

Изменение условий управления электроэнергетическими процессами и формирующегося рынка продажи электроэнергии генерирующими компаниями, определение потерь мощности, энергии при разнохарактерных нагрузках достаточно сложная и актуальная задача, как отмечается выше, решение которой гарантируется с помощью описанных моделей, если нагрузки узлов потребления воспроизводить с учетом выражения (3), а мощности генерирующих узлов находить путем оптимизации режима, в котором узловая нагрузка потребления выражена средними значениями.

Литература

1. *Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.*

2. *Павлюков В.С., Фомин Н.И. Математические модели для расчета потерь и относительных приростов потерь электроэнергии в питающих сетях// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2002. – Вып. 2. – № 7(16). – С. 12–13.*

3. *Фомин Н.И., Павлюков В.С. Модели расчета потерь электроэнергии в питающей сети для задачи оптимизации эксплуатационных схем распределительных электрических сетей// Современные энергетические системы и комплексы и управления ими: Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф., г. Новочеркасск, 28 мая 2004 г.: В 2 ч./ Юж.-Рос. гос. техн. ун-т(НПИ). – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2004. – Ч. 1.– С. 11–15.*

4. *Липес А.В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач: Уч. пособие. – Свердловск: Изд-во УПИ им. С.М. Кирова, 1983. – 88 с.*

Павлюков Валерий Сергеевич в 1961 г. окончил Челябинский политехнический институт. С 1966 г. по 1978 г. работал на кафедре теоретических основ электротехники. С 1978 г. по настоящее время работает на кафедре электрических станций, сетей и систем. Канд. техн. наук, доцент. Научные интересы связаны с расчетами питающих и распределительных сетей.

Павлюков Сергей Валерьевич в 2001 г. окончил Южно-Уральский государственный университет. Научные интересы связаны с исследованиями математической модели балансирующего рынка и прогнозом электропотребления в РЭЭС.

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТИРИСТОРНОГО САМОВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В ПАКЕТЕ MAPLE

Е.И. Пахомов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Представлена математическая модель системы тиристорного самовозбуждения синхронного генератора. Рассмотрена методика преобразования дифференциальных уравнений для решения их в пакете Maple.

Синхронные генераторы (СГ), оснащённые системами тиристорного самовозбуждения, создают предпосылки для возникновения лавины напряжения в большей части энергосистемы [1]. При коротком замыкании (КЗ) в прилегающей сети снижается напряжение на выводах СГ и напряжение преобразователя системы возбуждения (СВ), так как он получает питание с выводов генератора (рисунок). Уменьшается напряжение, подаваемое на обмотку возбуждения, и как следствие снижаются ЭДС и напряжение генератора. При близких к генератору трехфазных КЗ это уменьшение столь значительно, что нарушается условие самовозбуждения СГ и развивается процесс лавинообразного затухания токов ротора и статора.

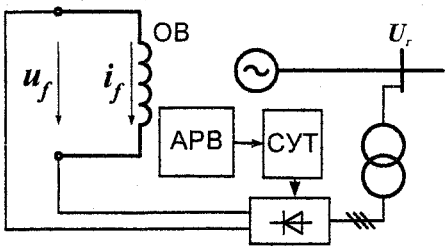


Схема системы тиристорной самовозбуждения

Для сохранения устойчивости СГ при КЗ в системе проводят форсировку возбуждения, увеличивая ток возбуждения. При этом чтобы снизить время нарастания тока возбуждения до двойного значения, сначала повышают напряжение возбуждения до предельного, которое больше двойного. Предельное значение кратности форсировки по напряжению $K_п$ значение нормируется ГОСТом [2] и для турбогенераторов не должно быть меньше $K_п$ = 2,5. Из-за увеличения тока ротора обмотка возбуждения нагревается. Поэтому в режиме форсировки ограничивается величина тока ротора обычно двукратным номинальным и его длительность – временем нагрева обмотки возбуждения до предельно допустимых температур. Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением это 15–20 с. При меньших кратностях форсировки по току длительность форсировки возрастает, а допустимое время контролируется автоматическими устройствами с интегрально-зависимыми характеристиками.

При близких трехфазных КЗ ограничение тока возбуждения двойным номинальным значением может нарушить условия самовозбуждения, даже если значение предельной кратности форсировки по напряжению обеспечивает самовозбуждение. В этом случае развивающаяся лавина напряжения не позволяет проводить форсировку в течении времени, нормированного ГОСТ, так как из-за снижения напряжения СГ он отключается раньше окончания форсировки. Поэтому целесообразно для предотвращения лавины увеличить кратность форсировки по току выше нормированного двойного номинального значения, уменьшив длительность форсировки, чтобы избежать перегрева СГ и преобразователя СВ.

Для эффективного форсирования возбуждения СГ следует для каждого случая снижения напряжения, определять при какой кратности форсировки по напряжению и при каком значении тока возбуждения можно предотвратить развитие лавины напряжения. Автоматика должна уметь для каждой аварийной ситуации определять оптимальные параметры форсировки. Такая форсировка является регулируемой. Регулируемая форсировка позволит при близких КЗ избежать лавины напряжения, а во время аварий, сопровождающихся продолжительным дефицитом реактивной мощности увеличить время форсирования, может быть даже больше нормируемого ГОСТом.

Определить оптимальную величину тока возбуждения, предотвращающую развитие лавины, можно установив влияния тока форсировки и удаленность места КЗ на условия возникновения лавины. Эту задачу можно решить, моделируя систему при различных напряжениях и экспериментально определяя ток возбуждения и кратность форсировки по напряжению, при которых не происходит лавина. Для ее решения модель СГ с системой самовозбуждения опишем дифференциальными уравнениями (ДУ) Парка-Горева в форме токов с общепринятыми допущениями [3]. При этом массив ротора эквивалентируется демпферными контурами по каждой из осей d, q. Уравнение для контура обмотки возбуждения дополняется выходным напряжением тиристорного преобразователя. Принимаем, что тиристорный преобра-

зователь выполнен по трехфазной одномостовой схеме и работает в режиме 2–3.

Система уравнений, описывающая модель, может быть решена численными методами с помощью компьютера. Сегодня возможны несколько путей реализации математической модели СГ на компьютере.

Программы схемотехнического моделирования, например Simulink (MatLab), Electronics Workbench и др., автоматически составляют и решают большие системы уравнений состояния электрических схем и моделируют работу бесчисленного множества схем без кропотливого «ручного» составления уравнений.

Несмотря на кажущуюся простоту создания моделей в таких программах у исследователей часто возникают непреодолимые трудности. При создании модели СГ с системой тиристорного самовозбуждения возникли следующие затруднения. Синхронная машина, как элемент Simulink, имеет следующие входы (3 напряжения фаз статора, напряжение обмотки возбуждения и механическая мощность привода) и выходы (токи статора, ток возбуждения и т.д.). К входу обмотки возбуждения можно подключать только выходное напряжение преобразователя, а ток преобразователя в обмотку возбуждения ввести невозможно, так как ток обмотки возбуждения СГ является выходной величиной. Причем это нельзя назвать недоработкой создателей Simulinka, так как они стали заложниками блочной архитектуры моделей своего пакета. Модель СГ реализованная в Simulink описывается уравнениями Парка–Горева, где токи являются искомыми функциями. У системы возбуждения ток преобразователя также является выходом, т.е. рассчитываемой величиной. Эту проблему можно было бы устранить, изменив уравнения в модели СГ описывающие процессы в обмотке возбуждения, но эта модель скомпилирована, и менять в ней что-либо невозможно. Попытки какими-либо способами уравнять ток преобразователя и обмотки возбуждения не удались, так как при различных режимах работы статорной обмотки СГ (КЗ на выводах, ХХ и т.д.), постоянная времени у контура возбуждения также различна. Поэтому взаимосвязь напряжения преобразователя и тока возбуждения нетривиальна. Создание собственной модели СГ вручную средствами Simulink осложняется тем, что все математические операции (сложение, вычитание, дифференцирование и т.д.) записываются в виде блоков и составление системы ДУ СГ становится трудоемкой задачей. Решение этой системы стандартными средствами MatLab приводит к необходимости изучать синтаксис языка MatLab, что нивелирует достоинства программ схемотехнического моделирования.

Системы (пакеты программ) для автоматизации математических расчётов существенно повышают эффективность труда пользователей при моделировании динамических систем. Наиболее мощной из известных систем компьютерной математики является **Maple**. Эта система лидер в области символьных вычислений и компьютерной алгебры. Maple позволяет выполнять как численные, так и аналитические расчеты. Простой и эффективный язык-интерпретатор, открытая архитектура, возможность преобразования кодов Maple в коды C+, Java, Visual Basic, Fortran делает это пакет эффективным средством создания новых алгоритмов.

В Maple численное решение ДУ можно производить одним из следующих методов: **classical** – одна из восьми версий классического метода Рунге–Кутта 3-го порядка; **rkf45** – метод Рунге–Кутта 4 или 5 порядка, модифицированный Фелбергом; **dverk78** – непрерывный метод Рунге–Кутта порядка 7 или 8; **gear** – одна из двух версий одношагового экстраполяционного метода Гира; **mgear** – одна из трех версий многошагового эктраполяционного метода Гира; **lsode** – одна из восьми версий Ливенморского решателя жестких дифференциальных уравнений; **taylorseries** – метод разложения в ряд Тейлора.

Для большинства задач достаточен метод решения заданный по умолчанию (rkf45). Однако в сложных случаях возможна прямая установка одного из указанных выше методов. Maple реализует адаптируемые к ходу решения методы, при которых шаг решения автоматически меняется, подстраиваясь под условия решения. Так, если прогнозируемая погрешность решения становится больше заданной, шаг решения автоматически уменьшается. Более того, система Maple способна автоматически выбирать наиболее подходящий для решаемой задачи метод решения

Для ввода в модель системы тиристорного самовозбуждения необходимо в уравнении обмотки возбуждения корректно записать мгновенное напряжение, подаваемое на эту обмотку. Существует несколько путей для решения поставленной задачи.

Первый, кажущийся наиболее простым, предполагает вычисление не мгновенного, а среднее за период значения выходного напряжение тиристорного преобразователя.

$$U_f = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{2m} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} x_\gamma I_f. \qquad (1)$$

Здесь U_f – напряжение возбуждения; E_{2m} – амплитуда линейного напряжения вторичной обмотки преобразовательного трансформатора; x_γ – индуктивное сопротивление контура коммутации; I_f – ток возбуждения.

Использование постоянной составляющей выходного напряжения преобразователя вместо его мгновенного напряжения, в качестве напряжения возбуждения возможно, для исследования условий самовозбуждения, так как обмотка возбуждения обладает большой индуктивностью, и неучтенные гармоники напряжения возбуждения не будут приводить к значительному изменению тока

возбуждения. К тому же в режиме форсировки, при уменьшении угла регулирования α до нуля, амплитуда гармоник напряжения уменьшается.

Проблемы возникают при вычислении амплитудного значения ЭДС вторичной обмотки преобразовательного трансформатора E_{2m}.

$$E_{2m} = E_{2m0}\frac{U_s}{U_{s0}}, \qquad (2)$$

где E_{2m0} – линейная ЭДС вторичной обмотки преобразовательного трансформатора в номинальном режиме работы СГ; U_s – фактическое действующее напряжение СГ; U_{s0} – действующее напряжение СГ в номинальном режиме.

Значение E_{2m} зависит от фактического действующего напряжения на выводах статора СГ U_s, вычисление которого вызывает некоторые трудности.

Для определения этого напряжения необходимо, получаемые в результате решения системы ДУ, токи по осям d, q преобразовать в мгновенные фазные токи с помощью прямого преобразования Блонделя. После этого находится по закону Кирхгофа мгновенные напряжения фаз СГ, при этом для определения индуктивной составляющей напряжения СГ приходится дифференцировать мгновенные токи, поэтому функции напряжения фаз будут содержать производные токов по осям d и q. Найти эти производные в общем виде нельзя, потому что функции токов содержат не только первую гармонику, но и постоянную составляющую (апериодический ток), вторую гармонику (ток двойной частоты, появляющийся из-за магнитной несимметрии ротора), и для каждой составляющей внешнее индуктивное сопротивление будет различным.

Далее определяется величина изображающего вектора напряжения статора, который пропорционален действующему значению напряжения на выводах СГ. При этом функция напряжения будет содержать производные токов по осям d и q уже во второй степени, система ДУ становится нелинейной и математическую модель СГ с СТС решить невозможно.

В некоторых исследовательских задачах можно не учитывать появляющийся апериодический ток в статорных обмотках, из-за его быстрого затухания. В нашем случае апериодический ток нельзя исключать из рассмотрения, так как, при близких КЗ он затухает медленно.

Определение среднего действующего значения напряжения СГ в каждой из фаз стандартным способом, то есть нахождение среднеквадратичного значения за период невозможно по нескольким причинам. Во-первых, частота напряжения в ходе переходного процесса изменяется, и неочевидно за какой период вычислять действующее значение. Во-вторых, вычислить действующее значение напряжения по амплитуде мгновенного нельзя, потому что, функция напряжения СГ содержит не только первую гармонику. Если же, действующее значение вычислить удастся, то, введя его в систему ДУ СГ, мы получим нелинейную систему ДУ, уже второго порядка.

Поэтому решаемая задача трансформируется: необходимо не просто определить напряжение, подаваемое на обмотку возбуждения, но и добиться, чтобы при его расчете не использовались производные токов по осям d и q больше первой степени, чтобы система ДУ оставалась линейной.

Решение этой задачи возможно другим путем – определять выходное напряжение преобразователя на межкоммутационных интервалах с помощью последовательного переключения линейных напряжений вторичного напряжения преобразовательного трансформатора. Напряжение на коммутационных интервалах определяется аналогично. Длительность межкоммутационных и коммутационного интервалов определяется по величине тока возбуждения. При этом потребуется решать линейные ДУ первого порядка, но с использованием кусочных функций напряжения преобразователя.

Рассмотрим технологию составления системы ДУ с кусочными функциями. Уравнение обмотки возбуждения будет выглядеть следующим образом:

$$i_f r_f + L_{ad}\frac{di_d}{dt} + L_{ad}\frac{di_{1d}}{dt} + L_f\frac{di_f}{dt} = u_f; \qquad (3)$$

Здесь r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения; L_{ad} – индуктивность реакции статора; i_{1d} – мгновенное значение тока в продольном демпферном контуре; L_f – собственная индуктивность обмотки возбуждения; u_f – напряжение возбуждения.

Определим кусочно-линейные функции, из которых будет формироваться напряжение возбуждения.

$$u_f = \begin{cases} u_{AB}, \text{ при } \alpha+\gamma+360\cdot n < t < \alpha+60+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{AB}+u_{AC}), \text{при } \alpha+60+360\cdot n < t < \alpha+60+\gamma+360\cdot n; \\ u_{AC}, \text{ при } \alpha+\gamma+60+360\cdot n < t < \alpha+120+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{AC}+u_{BC}), \text{при } \alpha+120+360\cdot n < t < \alpha+\gamma+120+360\cdot n; \\ u_{BC}, \text{ при } \alpha+\gamma+120+360\cdot n < t < \alpha+180+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{BC}+u_{BA}), \text{при } \alpha+180+360\cdot n < t < \alpha+\gamma+180+360\cdot n; \\ u_{BA}, \text{ при } \alpha+\gamma+180+360\cdot n < t < \alpha+240+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{BA}+u_{CA}), \text{при } \alpha+240+360\cdot n < t < \alpha+\gamma+240+360\cdot n; \\ u_{CA}, \text{ при } \alpha+\gamma+240+360\cdot n < t < \alpha+300+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{CA}+u_{CB}), \text{при } \alpha+300+360\cdot n < t < \alpha+\gamma+300+360\cdot n; \\ u_{CB}, \text{ при } \alpha+\gamma+300+360\cdot n < t < \alpha+360+360\cdot n; \\ 0{,}5(u_{CB}+u_{AB}), \text{при } \alpha+360+360\cdot n < t < \alpha+\gamma+360+360\cdot n, \end{cases} \qquad (4)$$

где u_{AB}, …, u_{CB} – линейные напряжения вторичной обмотки преобразовательного трансформатора; n – порядковый номер периода; α – время соответствующее углу включения преобразователя; γ – время соответствующее углу коммутации; t – текущее время в электрических градусах.

Для ввода в систему уравнений кусочных функций воспользуемся оператором **piecewise** пакета Maple. При этом если кусочные функции бу-

дут содержать производные токов, то систему ДУ невозможно будет решить.

$$i_f r_f + L_{ad}\frac{di_d}{dt} + L_{ad}\frac{di_{1d}}{dt} + L_f\frac{di_f}{dt} = \left[\begin{array}{l} A_1 i_d + A_2 i_q + A_3\frac{di_d}{dt} + A_4\frac{di_q}{dt}, при\ t_0 < t < t_1; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots: \\ K_1 i_d + K_2 i_q + K_3\frac{di_d}{dt} + K_4\frac{di_q}{dt}, при\ t_{11} < t < t_{12}. \end{array}\right. \quad (5)$$

Вектора [A]... [K] содержат коэффициенты пропорциональности, между токами и напряжениями (A_1, A_2, ..., K_1, K_2) и между производными токов и напряжениями (A_3, A_4, ..., K_3, K_4). Физический смысл первых – комплексное электрическое сопротивление, а вторых – индуктивность.

Для решения системы ДУ в пакете Maple необходимо привести уравнение обмотки возбуждения к такому виду, когда кусочные функции не содержат производные токов по осям d и q. Для этого в выражении (6) будем с помощью кусочных функций менять не напряжение возбуждения, а коэффициенты [A]... [K] перед переменными в уравнении обмотки возбуждения. Эти коэффициенты уже не будут содержать производные токов и систему ДУ уже можно решить.

$$i_f r_f + L_{ad}\frac{di_{1d}}{dt} + L_f\frac{di_f}{dt} - \left[\begin{array}{l} A_1, \text{ при } t_0 < t < t_1; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots; \\ K_1, \text{ при } t_{11} < t < t_{12}; \end{array}\right] i_d - \left[\begin{array}{l} A_2, \text{ при } t_0 < t < t_1; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots; \\ K_2, \text{ при } t_{11} < t < t_{12}; \end{array}\right] i_q + \left(L_{ad} - \left[\begin{array}{l} A_3, \text{ при } t_0 < t < t_1; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots; \\ K_3, \text{ при } t_{11} < t < t_{12}; \end{array}\right]\right)\frac{di_d}{dt} - \left[\begin{array}{l} A_4, \text{ при } t_0 < t < t_1; \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots; \\ K_4, \text{ при } t_{11} < t < t_{12}; \end{array}\right]\frac{di_q}{dt} = 0. \quad (6)$$

Запишем вектора [A]... [K] для режима трехфазного КЗ и работе преобразователя в режиме форсировки. Для упрощения выражений будем считать скорость вращения ротора СГ в этом режиме постоянной, из-за большой инерционности ротора СГ и начальный угол между осью ротора d и магнитной осью фазы A равен нулю.

Найдем коэффициенты для первого межкоммутационного интервала когда на обмотку возбуждения подается напряжение u_{AB}. Для этого найдем напряжение u_{AB} на выводах СГ по вышеизложенному алгоритму. В зависимости от применяемой системы единиц измерения, эти коэффициенты могут быть видоизменены.

$$\begin{aligned} A_1 &= -\frac{3}{2}X_{КЗ}\cdot\sin(\omega t) + \frac{3}{2}R_{КЗ}\cdot\cos(\omega t) - \\ &-\frac{\sqrt{3}}{2}X_{КЗ}\cdot\cos(\omega t) - \frac{\sqrt{3}}{2}R_{КЗ}\cdot\sin(\omega t); \\ A_2 &= \frac{3}{2}X_{КЗ}\cdot\cos(\omega t) + \frac{3}{2}R_{КЗ}\cdot\sin(\omega t) - \\ &-\frac{\sqrt{3}}{2}X_{КЗ}\cdot\sin(\omega t) + \frac{\sqrt{3}}{2}R_{КЗ}\cdot\cos(\omega t); \\ A_3 &= \frac{3}{2}L_{КЗ}\cdot\cos(\omega t) - \frac{\sqrt{3}}{2}L_{КЗ}\cdot\sin(\omega t); \\ A_4 &= \frac{3}{2}L_{КЗ}\cdot\sin(\omega t) + \frac{\sqrt{3}}{2}L_{КЗ}\cdot\cos(\omega t), \end{aligned} \quad (7)$$

где $X_{КЗ}$ и $R_{КЗ}$ – внешние индуктивное (для тока промышленной частоты) и активное сопротивления цепи КЗ; $L_{КЗ}$ – внешняя индуктивность цепи КЗ.

Следует отметить, что представленная методика моделирования тиристорного преобразователя системы самовозбуждения является универсальной и с ее помощью можно моделировать различные преобразователи СВ синхронных генераторов.

Литература

1. *Гольдштейн М.Е., Пахомов Е.И. Управляемая форсировка генератора как средство предотвращения лавины напряжения в энергосистеме с генераторами, оснащёнными тиристорными системами самовозбуждения// Энергетика, экология, транспорт: Тр. междун. НТК/ Под. ред. В.П. Горелова. – Тобольск: Новосиб. гос. академ. водн. трансп., 2004. – Ч. 1. – С. 257–260.*

2. *Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. ГОСТ 21558–88. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 14 с.*

3. *Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1964. – 704 с.*

Пахомов Евгений Игоревич, старший преподаватель кафедры ЭССиС. В 2002 году окончил ЮУрГУ по специальности «Электрические системы и сети», а в 2005 году аспирантуру по специальности «Силовая электроника». Направления научной деятельности – переходные процессы в электрических системах, силовая электроника, математическое моделирование.

УДК 621.311.1

К ВОПРОСУ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В.В. Пястолов, Р.В. Шамин
г. Челябинск, ЮУрГУ

Предложена методика оценки необходимости установки трансформаторной подстанции в цехе с малой мощностью потребителей, проведено сравнение с используемой методикой.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах промышленных предприятий, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции (ТП) с обмоткой высокого напряжения 10 кВ. Эти ТП запитываются от шин 10 кВ главной понизительной подстанции по радиальным или магистральным схемам. Однако, в некоторых случаях, при небольшой мощности потребителей в цехе планируется установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

На кафедре «Системы электроснабжения» ЮУрГУ традиционно принято оценивать целесообразность такой схемы на основе «Правила 15000», суть которого заключается в определении произведения *SL*, где *L* – длина кабеля между цехами по трассе лини в метрах; *S* – мощность, передаваемая по этому кабелю в кВА. Если *SL* меньше 15000 кВА·м, считается целесообразным установить в рассматриваемом цехе РПН, в противном случае в цехе необходимо запроектировать установку ТП. В связи со значительным изменением цен на электрооборудование и электроэнергию, а также соотношения этих цен, возникает вопрос о правомерности его использования. Во всяком случае, это правило должно быть проверено и если это необходимо скорректировано под современные условия.

Целесообразность установки ТП (вариант 1) или РПН (вариант 2) должна быть обоснована технико – экономически. Затраты на варианты могут быть определены:

$$З_1 = EK_1 + EK_{10}L + \Delta A_{Л1}C\,; \qquad (1)$$

$$З_2 = EK_2 + EK_{20}L + \Delta A_{Л2}C\,, \qquad (2)$$

где $E = E_Н + E_{АЭ}$ – ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента $E_Н$=0,12, а также отчислений на амортизацию и затрат на эксплуатацию $E_{АЭ}$ значения которых принимаются по табл. 10.2 [1];

L – расстояние от РПН или ТП до питающей ТП по трассе линии;

K_1, K_2 – капитальные затраты соответственно на установку ТП и РПН;

K_{10}, K_{20} – капитальные затраты на единицу длины кабельной линии соответственно первого и второго варианта;

$\Delta A_{Л1}$, $\Delta A_{Л1}$ – потери электроэнергии в питающих линиях;

$C = \dfrac{\sum_1^{12} \alpha_{мес} P_{мах\,мес} K_М}{P_{ср.г} T_{год}} + \beta$ – усредненная за год стоимость электроэнергии;

α и β – основная (за договоренную мощность) и дополнительная (за потребленную энергию) ставки двухставочного тарифа;

$K_м$ – коэффициент использования максимальной мощности;

$P_{мах\,мес}$ – максимальная месячная мощность;

$P_{ср.г}$ – среднегодовая мощность;

$T_{год}$=8760 – число часов в году.

При записи уравнений 1 и 2 принято допущение о равенстве потерь электроэнергии в трансформаторах для вариантов 1 и 2.

Очевидно, что при малой длине линии, затраты на вариант 1 больше чем на вариант 2, так как стоимость установки ТП больше стоимости установки РПН. По мере увеличения длины линии или передаваемой мощности разница в затратах уменьшается, так как потери в сети 0,4 кВ превышают потери в сети 10 кВ, и при каком-то критическом значении *SL* разница в затратах поменяет знак.

Определим, от чего зависит и как определяется это критическое значение.

Потери в питающей линии:

$$\Delta A = 3I^2 L R_0 T_Г\,,$$

где $I = \dfrac{S}{\sqrt{3}U}$ – ток в линии;

$R_0 = \dfrac{\rho}{F} = \dfrac{\rho i}{I}$ – километрическое значение сопротивления линии;

ρ – удельное сопротивление материала проводника;

i – плотность тока в кабеле;

$T_Г$ – годовое число часов использования максимальной нагрузки.

Окончательно потери в линиях для вариантов 1 и 2

$$\Delta A_{Л1} = \sqrt{3}\frac{SL}{U_1}\rho i T_Г\,;$$

$$\Delta A_{Л2} = \sqrt{3}\frac{SL}{U_2}\rho i T_Г\,.$$

При этом полагаем, что кабели в обоих вариантах выполнены из одного материала.

Введем во вторые слагаемые выражений 1 и 2 значение мощности S, для чего осуществим приведение стоимости единицы длины кабелей ($К_{10}$ и $К_{20}$) к стоимости единицы сечения и длины кабеля – $К_{0Л}$.

$$К_{10} = К_{0Л}F_1 = К_{0Л}\frac{S}{\sqrt{3}U_1 i};$$

$$К_{20} = К_{0Л}F_2 = К_{0Л}\frac{S}{\sqrt{3}U_2 i},$$

где F_1 и F_2 – сечения кабелей соответственно в первом и втором вариантах.

С учетом проделанных выкладок выражения 1 и 2 перепишутся

$$З_1 = ЕК_1 + ЕК_{0Л}\frac{S}{\sqrt{3}U_1 i} + \sqrt{3}\frac{SL}{U_1}\rho i Т_Г С; \quad (3)$$

$$З_2 = ЕК_2 + ЕК_{0Л}\frac{S}{\sqrt{3}U_2 i} + \sqrt{3}\frac{SL}{U_2}\rho i Т_Г С. \quad (4)$$

Критическое значение произведения SL можно найти, приравняв выражения 3 и 4. После несложных преобразований получим

$$SL_{КР} = \frac{Е(К_1 - К_2)}{\frac{ЕК_{0Л}}{\sqrt{3}i}\left(\frac{1}{U_2} - \frac{1}{U_1}\right) + \sqrt{3}\rho Т_Г i С\left(\frac{1}{U_2} - \frac{1}{U_1}\right)}. \quad (5)$$

Проведем расчеты в ценах 2004 года, и при условии, что выбор кабелей проведен по экономической плотности тока.

С учетом цен на кабельную продукцию [2] и монтаж линии среднее значение $К_{0Л}$ составляет 3450 руб.

Стоимость электроэнергии при значениях α = 133,39 руб./кВт/мес и β = 0,746 руб./кВт·ч и при условии, что $P_{мах\,мес}$ и $a_{мес}$ равноценны по месяцам, составляет С = 0,929 руб./кВт·ч. А с учетом НДС С = 0,929·1,2 = 1,11 руб./кВт·ч.

Стоимости электрооборудования и трансформаторов типа ТМЗ, входящие в $К_1$ и $К_2$ принимаем по [2].

При запитке РНП от соседней ТП в большинстве случаев необходимо увеличивать мощность трансформатора питающей ТП. В этом случае разницу капитальных затрат на установку ТП и РПН можно расписать:

$$К_1 - К_2 = К_{ВВ/НВ} + К_{Т2} + К_{Т1} - К'_{Т1}, \quad (6)$$

где $К_{ВВ/НВ}$ – разница стоимости оборудования 10 кВ и 0,4 кВ в вариантах 1 и 2;

$К_{Т2}$ – стоимость трансформатора в питаемом цехе (вариант 1);

$К_{Т1}$ – стоимость трансформатора питающей подстанции в случае установки питаемом цехе ТП (вариант 1);

$К'_{Т1}$ – стоимость трансформатора питающей ТП при установке питаемом цехе РПН (вариант 2).

В выражении 6 все стоимости даны с учетом монтажа оборудования.

Анализ стоимости оборудования показал, что величина $К_{ВВ/НВ} \approx 13700$ руб.

При использовании трансформаторов ТМЗ мощностью от 250 кВА до 1600 кВА значение суммы $К_{Т2} + К_{Т1} - К'_{Т1}$ лежит в диапазоне от 19,55 тыс. руб. до 23 тыс. руб. Поскольку разница небольшая, в расчеты можно заложить среднее значение указанной суммы, которое составляет 20,32 тыс. руб.

Проведенные расчеты показывают, что значение $SL_{КР}$ составляет:

- при односменной работе предприятия ($Т_Г$ = 2085 ч, $i_Э$ = 1,6 А/мм^2 [3]) – 6500 кВА·м;
- при двухсменной работе предприятия ($Т_Г$ = 4176 ч, $i_Э$ = 1,4 А/мм^2 [3]) – 4600 кВА·м;
- при трехсменной работе предприятия ($Т_Г$ = 6258 ч, $i_Э$ = 1,2 А/мм^2 [3]) – 3800 кВА·м;

Снижение значения $SL_{КР}$ по сравнению с принятым в «Правиле 1500» объясняется, по-видимому, изменением цен на электрооборудование и особенно повышением цен на электроэнергию и как следствие значительным увеличением стоимости потерь в кабельных линиях 0,4 кВ.

Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

2. Прайс: Информация о ценах на товары и услуги. – Челябинск: ООО ИА «Прайс», 2004. – № 15.

3. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.

Пястолов Владимир Викторович, доцент кафедры «Системы электроснабжения» ЮУрГУ, кандидат технических наук, доцент. Окончил в 1977 г. ЧПИ по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства». Область научных интересов связана с электроснабжением и аварийными режимами сильноточных преобразователей.

Шамин Роман Викторович, главный энергетик ООО ТД «УРАЛКРАН», г. Челябинск. Окончил в 2003 г. ЮУрГУ по специальности «Электроснабжение». Область научных интересов связана с электроснабжением и электромеханикой.

УДК 621.311.2

УСТРОЙСТВО ГАШЕНИЯ ПОЛЯ – ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ С ВОЛЬТАМПЕРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ, ФОРМИРУЕМОЙ ТИРИСТОРАМИ

М.Е. Гольдштейн, Е.Я. Крекер
г. Челябинск, ЮУрГУ

В статье рассматривается выключатель с вольтамперной характеристикой формируемой тиристорами, позволяющий комплексно решать задачи гашения поля синхронного генератора, защиты цепи постоянного тока от перенапряжений и реализующий функции резистора самосинхронизации.

Быстрое гашение поля синхронного генератора при его отключениях из-за аварий в энергосистеме проводится для уменьшения времени воздействия перенапряжений на его изоляцию, а при повреждениях в самом генераторе или в зоне действия дифференциальной защиты блока – для снижения объема разрушений, возникающих при горении дуги в месте повреждения. В первом случае поле гасится до величины, обеспечивающей номинальное напряжение на выводах генератора. Во втором – до величины, при которой напряжение на выводах генератора станет недостаточным для поддержания дуги, возникшей в месте повреждения [1, 2]. При этом ток обмотки возбуждения (ОВ) фактически снижается до величины, близкой к нулю.

Практика показала, что надежность тиристорных систем возбуждения достаточна, чтобы при независимом возбуждении генератора осуществлять гашение поля переводом преобразователя в режим инвертирования. В системах самовозбуждения требуется дополнительное устройство гашения поля (УГП), так как при близких к генератору коротких замыканиях (либо коротких замыканиях в зоне действия его дифференциальной защиты) снижается напряжение на его выводах и, как следствие, напряжение на его возбудителе, что затрудняет, либо вообще не позволяет гасить поле инвертированием.

Более 50 лет назад в нашей стране при решении задачи гашения поля гидрогенераторов Волжских ГЭС на заводе «Электросила» был разработан уникальный автоматический выключатель, получивший название автомата гашения поля (АГП), напряжение на котором при гашении дуги снижается незначительно в нормируемом диапазоне. Это существенно снижает время гашения поля [3]. Поэтому в последующем АГП стал применяться и для гашения поля турбогенераторов. Между тем, процессы, протекающие при гашении поля в гидрогенераторах и турбогенераторах, отличаются [4, 5]. Процесс затухания токов в роторе турбогенератора продолжается и после того, как ток ОВ снизится до нуля из-за большого влияния их демпферной системы. Поэтому напряжение на выводах генератора не снижается до требуемого и гашение поля из-за этого затягивается.

И при гашении поля с помощью АГП, и при гашении поля переводом тиристорного преобразователя в режим инвертирования на ОВ создается напряжение, отрицательное по отношению к нормальным режимам. Чем выше значение этого напряжения, тем быстрее гасится поле [1, 3]. Способность АГП в процессе гашения поля удерживать неизменное максимально допустимое по условиям прочности изоляции напряжение на ОВ приводит к быстрому выводу энергии магнитного поля из ОВ. Фактически в контур возбуждения вводится активное нелинейное сопротивление (сопротивление дуги), на котором рассеивается энергия магнитного поля ОВ. При этом по мере снижения тока возбуждения сопротивление дуги, на которой гасится поле, плавно увеличивается.

АГП – надежный, но достаточно дорогой аппарат. Выпуск его монополизирован, а освоение производства другими предприятиями слишком дорого. Поэтому появилась тенденция отказа от АГП и применения типовых автоматических выключателей для разрыва цепи возбуждения с последующим гашением поля на резисторе самосинхронизации. Однако, при этом существенно увеличивается время гашения поля [5] и возрастает ущерб при авариях.

Заменить АГП автоматическим выключателем и получить малое время гашения поля можно, включив параллельно его контактам варисторы, например подобные применяемым в ОПН. Однако, энергия магнитного поля синхронных генераторов существенно выше, чем та, что рассеивают выпускаемые промышленностью варисторы. Применение же группового (последовательного и параллельного) их соединения значительно усложняет конструкцию УГП, увеличивает его габариты и стоимость. Специально для УГП Новосибирской фирмой «Феникс» разработаны малоградиентные варисторы с высокими энергетическими характеристиками [7]. Но их невысокая нелинейность затягивает процесс гашения поля генератора, а недостаточная энергоемкость и, следовательно, необходимость группового соединения существенно

усложняет технологию производства УГП. Следует ожидать, что в будущем для варисторов будут найдены материалы, сочетающие высокую нелинейность с высокой энергоемкостью, и УГП с такими варисторами окажутся перспективными.

Формирование вольтамперной характеристики (ВАХ) УГП близкой к ВАХ АГП предложено [6] путем ступенчатого увеличения сопротивления линейного резистора, по мере снижения тока возбуждения. Рассмотрим одну ступень схемы, которая реализует такой принцип увеличения сопротивления при гашении поля генератора (рис. 1).

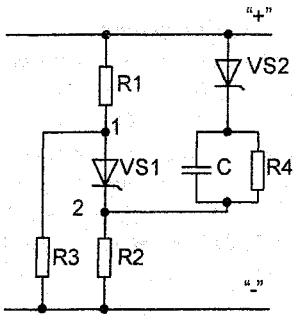


Рис. 1

Команда на гашение поля включает тиристор VS1, вводя резисторы R1, R2, R3 в контур возбуждения. Сопротивление ступени

$$R_{ЭКВ} = R1 + \frac{R2 \cdot R3}{R2 + R3}. \quad (1)$$

Для увеличения эквивалентного сопротивления схемы тиристор VS1 выключается. Для этого сначала снимается импульс управления с VS1, затем подается управляющий импульс на тиристор VS2. При включении VS2 конденсатор C в первый момент шунтирует цепь (+) – точка 2. Ток на участке цепи (+) – точка 1 снижается до нуля, а на участке 2–1 ток стремится изменить направление. Обратный ток через тиристор VS1 течет в течение времени вывода его заряда восстановления [6]. Величины сопротивлений резисторов R1, R2, R3 и R4 подбираются таким образом, чтобы после отключения VS1 сопротивление блока в целом увеличилось. Его эквивалентное сопротивление на этой ступени равно

$$R_{ЭКВ} = \frac{(R1 + R3) \cdot (R2 + R4)}{R1 + R2 + R3 + R4}. \quad (2)$$

При этом напряжение на эквивалентном сопротивлении (и, соответственно, на ОВ) не должно превышать максимально допустимого напряжения на ОВ в процессе гашения поля.

В схеме (рис. 2) реализуется тот же принцип увеличения сопротивления в цепи ротора при снижении тока в процессе гашения поля ОВ. Эта схема содержит четыре ступени и помимо УГП выполняет функции резистора самосинхронизации и тиристорного разрядника, обычно устанавливаемых в контуре возбуждения. Проанализируем работу узла (см. рис. 2) при реализации всех возможных функций.

Первоначально рассмотрим два случая гашения поля генератора. Первый – гашение поля при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты генератора или блока. При этом обычно постоянная времени цепи возбуждения невелика и лежит в пределах 0,5…1,5 с [1, 4]. Гашение поля инвертированием в этом случае неэффективно, так как протекает при малом напряжении на преобразова-

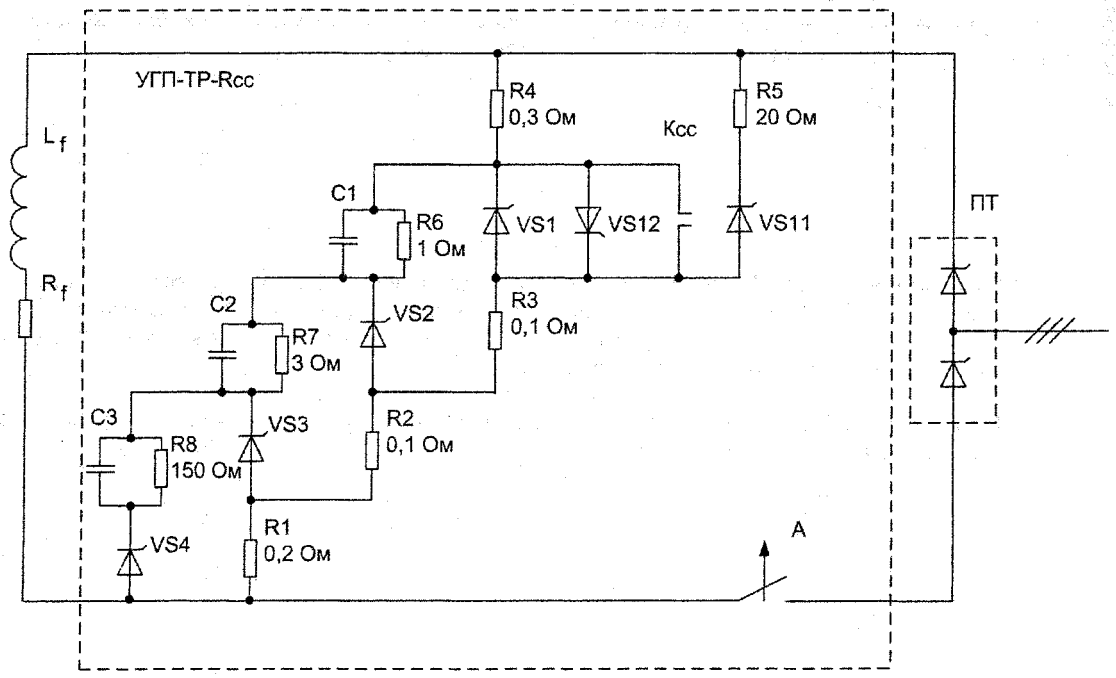


Рис. 2

теле. Погасить поле ротора можно, только отключая выключатель а и вводя в работу УГП. Для этого после отключения выключателя первоначально включаются тиристоры VS1 и VS11, замыкая ОВ на резистор самосинхронизации (сопротивления R1, R2, R3, R4 и R5). При этом в процессе гашения поля напряжение на ОВ не должно превосходить допустимого по условиям прочности изоляции значения. После включения VS1 и VS11, с VS1 снимаются импульсы управления и, когда напряжение ОВ снизится до величины первой уставки, включается тиристор VS2. При этом подключается резистор R6 и отключается тиристор VS1. После гарантированного включения VS2 с него снимается импульс управления.

Аналогично, по достижении напряжением возбуждения второй уставки, подключается VS3, отключая при этом VS2 и вводя в работу резистор R7. Таким же образом проходит процесс и при включении тиристора VS4, после чего гашение поля завершается на последней ступени эквивалентного сопротивления.

Во втором случае при КЗ в сети с последующим отключением генератора напряжение на его выводах становится равным его ЭДС, и поле гасится переводом преобразователя в режим инвертирования, при большом напряжении на преобразователе. Поэтому УГП в работу вводить не надо.

Тиристорный разрядник в рассматриваемой схеме реализуется тиристорами VS1 и VS12 (рис. 2). При появлении перенапряжений на ОВ и выключенных других тиристорах эти тиристоры подключают параллельно ОВ резистор самосинхронизации и в результате гасят перенапряжения. Тиристор VS1 в этом случае запирается выпрямленным напряжением от системы возбуждения, а тиристор VS12 – путем организации провала в этом напряжении. В режиме разрядника тиристоры VS1 и VS12 (а если необходимо, то и VS11) включаются устройством управления этими тиристорами при условии, что напряжение на разряднике превышает уставку.

Таким образом, рассмотренное устройство – выключатель с вольтамперной характеристикой формируемой тиристорами, позволяет комплексно реализовать функции УГП, резистора самосинхронизации и тиристорного разрядника в основном на базе уже существующих элементов систем возбуждения синхронных генераторов.

Литература

1. *Брон О.Б. Автоматы гашения магнитного поля// Библиотека по автоматике. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1961. – Вып. 34. – 138 с.*
2. *Гольдштейн М.Е. Вентильные системы возбуждения синхронных генераторов. – 3-е изд. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2001. – 100 с.*
3. *Брон О.Б., Образцов В.А. Гашение поля синхронных машин// Электричество. – 1957. – №7. – С. 34–38.*
4. *Вольдек А.И. Электрические машины: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ие, 1974. – 840 с.*
5. *Гольдштейн М.Е., Шумилов А.С. Особенности гашения поля турбогенераторов с системой самовозбуждения без АГП// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2001. – № 4. – С. 44–48.*
6. *Гольдштейн М.Е., Крекер Е.Я., Прокудин А.В. Схемы цепей постоянного тока системы самовозбуждения синхронного генератора// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2004. – № 4. – С. 101–105.*
7. *Поля погаснут без дуги// Новости электротехники: Материалы компании «Феникс-88». – 2004. – № 2(26). – С. 12.*

Гольдштейн Михаил Ефимович, зав. кафедрой ЭССиС ЮУрГУ, к.т.н., профессор, выпускник кафедры ЭССиС ЧПИ 1961 г. Присвоена степень к.т.н. и звание доцента в 1975 г, профессора – в 1999 г. На кафедре работает с 1969 г. Научные интересы связаны с развитием систем электроэнергетики с силовыми полупроводниковыми преобразователями.

Крекер Евгений Яковлевич в 2003 году окончил ЮУрГУ по специальности «Электроэнергетические системы и сети». Аспирант кафедры ЭССиС.

УДК 621.311

РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ МОДЕЛИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

А.Н. Андреев
г. Челябинск, ЮУрГУ

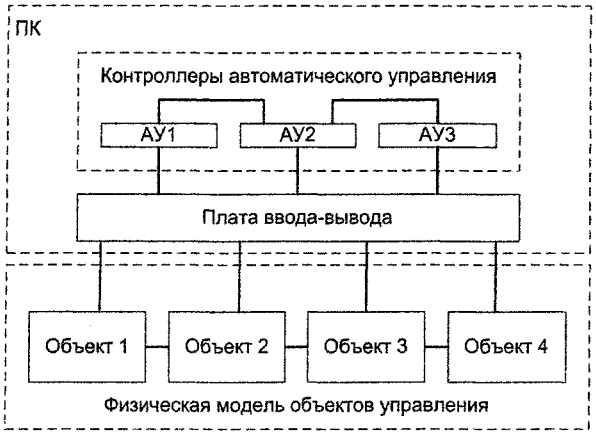
Рассмотрены принципы построения моделей микропроцессорных устройств автоматического управления на основе алгоритмического моделирования в режиме реального времени. Показана возможность практической реализации таких систем на базе программного комплекса Multi-Control.

При изучении особенностей работы устройств автоматического управления одной из важнейших задач является анализ взаимодействия отдельных устройств релейной защиты и автоматики между собой [1]. Многообразие, как самих устройств, так и режимов работы электроэнергетической системы не позволяет однозначно оценить характер этого взаимодействия. Поэтому актуальна задача моделирования автоматических систем управления на базе персональной ЭВМ. Моделирование связки объект управления – устройство управления достаточно проработано [2, 3]. Однако, в случае необходимости моделирования нескольких устройств автоматического управления, формирующих управляющие воздействия на один или несколько объектов, связанных между собой, классические методы моделирования оказываются достаточно громоздкими.

Кроме того, рассматриваемая задача осложняется тем, что современные средства автоматического управления выполняются, как правило, на микропроцессорной элементной базе, обладающей рядом особенностей, таких как, дискретность управляющих воздействий, ограничение точности регулирования разрядностью цифро-аналоговых преобразователей и др. Учет этих и других особенностей в рамках математической модели достаточно сложен и нетривиален.

Переход на микропроцессорную элементную базу позволяет использовать в качестве модели устройства автоматического управления не математическую, а алгоритмическую модель, представляющую собой программу, интерпретирующую алгоритм работы устройства автоматического управления. А для объекта управления – его математическую или физическую модель. В этом случае можно получить систему независимого моделирования нескольких автоматических устройств, управляющих работой отдельных энергетических объектов связанных между собой (механическая и/или электрическая связь). Примером такой системы может быть модель электроэнергетической системы, содержащая модель турбины, генератора, трансформаторов, линий электропередач, выключателей и др. А также, набор свободно программируемых микроконтроллеров, снабженных модулями сопряжения с объектами модели и обеспечивающие автоматическое управление ими.

Для практической реализации приведенного метода моделирования устройств автоматического управления разработан программный комплекс Multi-Control (МС), позволяющий моделировать независимую работу до 12 устройств автоматического управления. Каждое устройство представляет собой виртуальную модель промышленного образца свободно-программируемого контроллера FPC101AF, обладающего набором из 10 аналоговых и 20 дискретных входных/выходных сигналов. Взаимодействие контроллеров между собой и с объектом управления обеспечивается благодаря наличию в среде МС гибких средств маршрутизации виртуальных аналоговых и дискретных сигналов. Кроме того, программный комплекс поддерживает работу с устройствами ввода-вывода электрических сигналов, что позволяет передать контроллеру реальные сигналы токов и напряжений и получить от него реальные сигналы управления. Таким образом, программный комплекс Multi-Control позволяет создавать системы автоматического управления как физическими объектами, так и моделями этих объектов. Общая структурная схема комплексов автоматического управления в Multi-Control показана на рисунке.



Структурная схема комплекса автоматического управления

Работа программного комплекса Multi-Control построена по принципу эмуляции множества независимых виртуальных устройств – контроллеров, каждый из которых работает по своему собственному алгоритму и выполняет свой набор функций. Контроллер является свободно-программируемым и может управлять одним или несколькими физическими объектами. Наличие в МС нескольких контроллеров позволяет создавать сложные системы автоматического управления, состоящие из нескольких объектов и представляющих собой одну общую систему, в которой управление каждым объектом осуществляется от своего устройства управления, с возможностью передачи сигналов между ними. Естественно, что эффективность работы такой модели напрямую зависит от эффективности работы механизма многозадачности персонального компьютера (ПК), поэтому рекомендуется использовать ПК на базе процессоров с поддержкой Hyper-Threading, эмулирующих работу нескольких процессоров на аппаратном уровне.

Если в качестве объекта управления выступает модель электрической системы, то реализация сложного комплекса автоматического управления моделью сводится к разработке относительно простых алгоритмов работы отдельных автоматических устройств, таких как АРЧВ, АРВ, АПВ, АВР и др., и настройке их параметров при совместной работе. Созданная таким способом система близка по принципу построения к реальным комплексам автоматического управления электроэнергетическими объектами и позволяет изучить не только работу отдельных устройств релейной защиты и автоматики, но и исследовать взаимодействие этих устройств между собой.

Таким образом, рассматриваемая система позволяет моделировать работу комплекса устройств автоматического управления в режиме реального времени. Практическое применение подобной системы заключается в возможности исследования работы устройств автоматического управления на реальных объектах, их физических или математических моделях, исследования особенностей взаимодействия устройств автоматического управления в различных режимах работы объекта управления, применении в процессе проектирования микропроцессорных средств защиты и автоматического управления.

Литература

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов/ Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.

2. Солодовников В.В., Плотников В.Н., Яковлев А.В. Основы теории и элементы систем автоматического регулирования. – М.: Машиностроение, 1985. – 535 с.

3. Ерофеев А.А. Теория автоматического управления. – СПб: Политехника, 1998. – 294 с.

Андреев Алексей Николаевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции сети и системы» ЮУрГУ, окончил ЮУрГУ в 2000 г. по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами».

УДК 621.314.26

ВЗАИМОСВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКА С СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРОМ ПОВЫШЕННОЙ ЧАСТОТЫ И ПОЛУПРОВОДНИКОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ЧАСТОТЫ

М.Е. Гольдштейн, К.Ю. Филяев
г. Челябинск, ЮУрГУ

Разработана математическая модель энергоблока с синхронным генератором повышенной и/или варьируемой частоты и полупроводниковым преобразователем частоты, работающим на местную нагрузку параллельно с энергосистемой. В аналитической форме определены соотношения параметров рабочего режима комплекса.

В ближайшие годы в нашей стране планируется ввод ряда газотурбинных энергоблоков с улучшенными технико-экономическими показателями [1–3]. В их состав входит синхронный генератор повышенной частоты (СГПЧ) и звено связи с энергосистемой – полупроводниковый преобразователь частоты (ППЧ). Один из таких блоков изготовлен корпорацией «Энергомаш» и находится в стадии наладки [3]. Перспективным направлением применения блоков с СГПЧ является электроснабжение потребителей, находящихся в удаленных узлах энергосистемы (например, в районах добычи нефти и газа). Опыта эксплуатации энергосистем с такими блоками не известно. При решении различных технических и экономических задач, связанных с вводом подобных блоков, проводится расчет режимов энергосистемы, в том числе рабочих. Для этого необходима математическая модель комплекса, содержащего СГПЧ, ППЧ и энергосистему с местной нагрузкой. Необходима также и методика расчета режимов комплекса.

Для определения временных функций входных и выходных токов и напряжений ППЧ обычно рассматривают систему дифференциальных уравнений, аналитическое решение которой может быть достаточно трудоемким и громоздким [5]. Однако при расчетах рабочих режимов энергоблока, содержащего ППЧ, и в целом энергосистемы нет необходимости в детальном анализе электромагнитных процессов преобразователя, поскольку полезными составляющими его входных и выходных токов и напряжений являются их первые гармоники. Поэтому поставлена задача первоначально разработать и ввести в математическую модель комплекса модель ППЧ, позволяющую рассчитывать рабочие режимы рассматриваемого комплекса без анализа внутренних электромагнитных процессов в преобразователе, причем модель универсальную по типу ППЧ (учитывающую многообразие возможных вариантов его выполнения [6–10]).

Схема замещения комплекса в однолинейном изображении при общепринятых допущениях при расчетах установившихся режимов энергосистем представлена на рисунке.

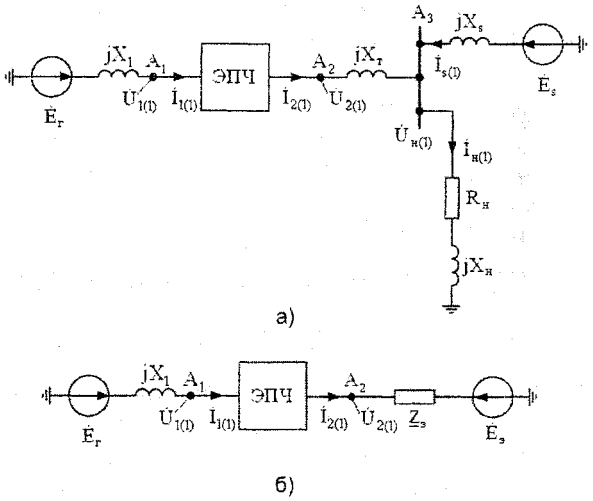


Схема замещения комплекса

Здесь генератор представлен комплексной ЭДС $E_г$ и индуктивным сопротивлением, которое совместно с реактансом входного преобразовательного трансформатора (при наличии последнего) учтено сопротивлением X_1. Сопротивлением $X_т$ представлен повышающий или выходной преобразовательный трансформатор. Нагрузка замещена активным $R_н$ и индуктивным $X_н$ сопротивлениями, система – комплексной ЭДС E_s и индуктивным сопротивлением X_s. Сопротивление X_1 определено при частоте генератора $\omega_г = 2\pi f_г$, а $X_т$, $X_н$ и X_s – при частоте системы ω_s. Все перечисленные параметры считаются заданными. Часть комплекса, работающая при частоте системы ω_s, в дальнейшем называется внешней частью комплекса, а при частоте генератора $\omega_г$ – генераторной частью. Параметры первой приведены к выходному напряжению ПЧ, а второй – к входному.

При формировании математической модели комплекса для расчета его рабочих режимов входящий в него ППЧ (независимо от его схемы и способа управления) представлен звеном эквивалентного преобразователя частоты (ЭПЧ) со следующими параметрами:

1) коэффициент преобразования по напряжению

$$K_U = U_{1(1)}/U_{2(1)}, \tag{1}$$

где $U_{1(1)}/U_{2(1)}$ – действующие значения первых гармоник соответственно входного и выходного напряжений ПЧ;

2) формируемые ППЧ и связанные с параметрами генератора, нагрузки и системы фазовые сдвиги δ_1 и δ_2 соответственно между ЭДС генератора и напряжением $u_{1(1)}$, между напряжением $u_{2(1)}$ и ЭДС системы

$$\delta_1 = \varphi_{Er} - \varphi_{U1(1)},\ \delta_2 = \varphi_{U2(1)} - \varphi_{Es}, \tag{2}$$

где φ_{Er}, φ_{Es}, $\varphi_{U1(1)}$, $\varphi_{U2(1)}$ – соответственно фазы ЭДС генератора и системы, входного и выходного напряжений для фазы А схемы.

Эти параметры рассчитываются через заданные параметры комплекса по выражениям, вид которых зависит от типа ППЧ. Данные выражения для вставок постоянного тока с выпрямителем и инвертором, выполненными по схеме трехуровневого преобразователя напряжения с широтно-импульсной модуляцией, с ведомым сетью инвертором и с автономным инвертором тока приведены в работах [8–10]. Требуемые для реализации режима комплекса параметры ЭПЧ достигаются выбором параметров элементной базы ППЧ и формированием соответствующих законов управления.

Представим внешнюю часть комплекса эквивалентной ветвью с ЭДС $\dot{E}_э = E_э e^{j\varphi_{Eэ}}$ и сопротивлением $\underline{Z}_э = Z_э e^{j\varphi_э}$ (рисунок, б). Тогда, учитывая принятую модель ЭПЧ, рабочий режим комплекса опишем следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \dot{U}_{2(1)} - \dot{I}_{2(1)}\underline{Z}_э = \dot{E}_э; \\ \dot{U}_{1(1)} + \dot{I}_{1(1)} jX_1 = \dot{E}_г; \\ U_{1(1)}/U_{2(1)} = K_U; \\ U_{1(1)}I_{1(1)}\cos\left(\varphi_{Er} - \delta_1 - \varphi_{I1(1)}\right) = U_{2(1)}I_{2(1)}\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)}\right); \\ U_{1(1)}E_г \sin\delta_1 = X_1 U_{2(1)}I_{2(1)}\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)}\right). \end{cases} \tag{4}$$

В действительной форме эта система принимает вид

$$\begin{cases} U_{2(1)}^2 - 2U_{2(1)}I_{2(1)}Z_э\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)} - \varphi_э\right) + \left(I_{2(1)}Z_э\right)^2 = E_э^2; \\ \operatorname{arctg}\dfrac{\left[U_{2(1)}\sin\left(\delta_2 + \varphi_{Es}\right) - I_{2(1)}Z_э\sin\left(\varphi_{I2(1)} + \varphi_э\right)\right]}{\left[U_{2(1)}\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es}\right) - I_{2(1)}Z_э\cos\left(\varphi_{I2(1)} + \varphi_э\right)\right]} = \varphi_{Eэ}; \\ U_{1(1)} + X_1 I_{1(1)}\sin\left(\varphi_{Er} - \delta_1 - \varphi_{I1(1)}\right) = E_г\cos\delta_1; \\ U_{1(1)}/U_{2(1)} = K_U; \\ U_{1(1)}I_{1(1)}\cos\left(\varphi_{Er} - \delta_1 - \varphi_{I1(1)}\right) = U_{2(1)}I_{2(1)}\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)}\right); \\ \dfrac{U_{1(1)}E_г}{X_1}\sin\delta_1 = U_{2(1)}I_{2(1)}\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)}\right). \end{cases} \tag{5}$$

Из решения этих уравнений следует, что

$$\varphi_{I2(1)} = \delta_2 + \varphi_{Es} - \operatorname{arctg}\left[\operatorname{tg}\varphi_э - \frac{E_э}{K_U E_г}\frac{X_1}{Z_э\cos\varphi_э}\frac{\sin\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right)}{\sin\delta_1}\right]; \tag{6}$$

$$U_{1(1)} = K_U^2\frac{Z_э}{X_1}E_г\frac{\sin\delta_1}{\sin\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right)}\frac{\sin\left(\varphi_{I2(1)} - \varphi_{Eэ} + \varphi_э\right)}{\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{I2(1)}\right)} =$$

$$= \frac{Z_э}{X_1\cos\varphi_э}K_U^2 E_г\sin\delta_1 + \left[\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right) - \operatorname{tg}\varphi_э\sin\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right)\right]K_U E_э; \tag{7}$$

$$U_{2(1)} = U_{1(1)}/K_U = \frac{Z_э}{X_1\cos\varphi_э}K_U E_г\sin\delta_1 + \left[\cos\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right) - \operatorname{tg}\varphi_э\sin\left(\delta_2 + \varphi_{Es} - \varphi_{Eэ}\right)\right]E_э; \tag{8}$$

Таким образом, с одной стороны, система уравнений (5) устанавливает связь между параметрами ЭПЧ и параметрами режима генераторной и внешней частей комплекса. С другой стороны, решение этой системы позволяет определить зависимости величин $U_{1(1)}$, $U_{2(1)}$, действующих значений $I_{1(1)}$, $I_{2(1)}$ и фаз $\varphi_{i1(1)}$, $\varphi_{i2(1)}$ входного и выходного токов ЭПЧ от заданных параметров комплекса и в последующем рассматривать электромагнитные процессы в ППЧ.

Таким образом, сформирована математическая модель, позволяющая, во-первых, определять взаимосвязь параметров рабочих режимов комплекса без анализа электромагнитных процессов в ППЧ, и, во-вторых, через параметры режима генератора и системы определять исходные параметры, необходимые для управления изменением режима ППЧ в соответствии с изменением режима комплекса в целом.

Литература

1. Данилевич Я.Б., Сигаев В.Е. Электрические установки с синхронными генераторами нестандартной частоты// Электричество. – 2000. – № 5. – С. 26–31.

2. Атрощенко В.А., Григораш О.В. Непосредственный преобразователь частоты с улучшенными техническими характеристиками для систем автономного электроснабжения// Электротехника. – 1997. – № 11. – С. 56–57.

3. Приоритет отдела турбогенераторов// Газета российских энергомашиностроителей «Энергомаш. – 2004. – № 8(108). – С. 5.

Чтобы серия была безупречной// То же. С. 6.

4. Зиновьев Г.С. Основы силовой электроники: Учеб. пособие. – Изд. 3-е, испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004.

5. Быков Ю.М. Непосредственные преобразователи частоты с автономным источником энергии. – М.: Энергия, 1977.

6. Гольдштейн М.Е., Прокудин А.В., Филяев К.Ю. Схема выдачи мощности комплекса, содержащего генератор с повышенной частотой напряжения// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2003. – Вып. 3. – №11(27). – С. 9–11.

7. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Функциональные и структурные особенности силовой схемы комплекса ГТУ – генератор с повышенной варьируемой скоростью вращения – преобразователь частоты со звеном постоянного тока// Сборник трудов 3-й ВНТК с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. ун-та, 2003. – Т. 2. – С. 174–176.

8. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Взаимосвязь параметров режима электротехнического комплекса «синхронный генератор – вставка постоянного тока – энергосистема»// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2004. – Вып. 3. – №11(27). – С. 109–112.

9. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Математическая модель энергоблока, содержащего вставку постоянного тока с зависимым инвертором// Материалы одиннадцатой Всероссийской НТК «Энергетика: экология, надежность, безопасность». – Томск: Изд-во ТПУ. – 2005. – С. 80–84.

10. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Математическая модель энергоблока, содержащего преобразователь частоты с параллельным автономным инвертором тока// Изв. Академии инженерных наук им. А.М. Прохорова. Юбилейный 15 том, посвященный 100-летию со дня рождения А.М. Бамдаса и Ю.Л. Мукосеева/ Под. ред. Ю.В. Гуляева. – М. – Н. Новгород: НГТУ, 2005. – Т. 15. – С. 245 – 249.

Гольдштейн Михаил Ефимович – зав. кафедрой ЭССиС ЮУрГУ, к.т.н., профессор, выпускник кафедры ЭССиС ЧПИ (1961 г.). Присвоена степень к.т.н. и звание доцента в 1975 г, профессора – в 1999 г. На кафедре работает с 1969 г. Научные интересы связаны с развитием систем электроэнергетики с силовыми полупроводниковыми преобразователями.

Филяев Константин Юрьевич – старший преподаватель кафедры ЭССиС ЮУрГУ (выпускник 2002 г.). Научная работа связана с системами с силовыми полупроводниковыми преобразователями.

УДК 621.311

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПОЛЕЗНОГО ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЬ 0,4 кВ

А.В. Коржов, И.С. Алакшин***
г. Челябинск,
** ЮУрГУ*
*** ОАО Челябэнерго ЧГЭС*

Разработана методика для определения прогнозируемого месячного отпуска электроэнергии по учетным группам потребителей 0,4 кВ, не имеющим технических средств контроля, основанная на использовании характерных графиков, замеров в зимний максимум и коэффициента сезонного изменения.

В Челябинских городских сетях ЧГЭС 4279 отходящих фидеров, по которым осуществляется отпуск электроэнергии от ТП (6/0,4 кВ; 10/0,4 кВ) в сеть потребителям 0,4 кВ не имеют приборов учёта. Поступление оплаты за электроэнергию в коммунально-бытовой сети зависит от многих факторов – честности потребителей, умышленного вмещательства в работы счётчика, точности и одновремённости сбора данных по показаниям счётчиков, несвоевременности оплаты счетов за электроэнергию. По результатам оплаченных счетов за каждый месяц рассчитывается общий полезный отпуск электроэнергии, который из-за указанных выше факторов далеко не соответствует фактическому отпуску. Все это приводит к значительным коммерческим потерям.

Отсутствие приборного учета не позволяет обеспечить требования нормативно-правовых актов и нормативных технических документов для оформления купли-продажи электроэнергии и для выявления очагов коммерческих потерь. Организовать эффективную энергосбытовую деятельность можно только на основе приборного учета электроэнергии. Бесприборный способ учёта электроэнергии на основе косвенных способов можно допускать лишь как временное явление. Одним из таких способов является ориентация на «типовые» суточные графики характерных потребителей. Построенные ранее типовые графики коммунально-бытовых потребителей уже устарели и не учитывают бытовые условия текущего времени [1]. Для современных условий требуются новые графики, для получения которых необходимо проведение массовых замеров на реальных потребителях городской сети.

В связи с этим как временное решение предлагается методика определения прогнозируемого отпуска электроэнергии по отдельным учетным группам, основанная на типовых суточных графиках, замерах токов по фидерам 0,4 кВ в период зимнего максимума и учётам характера сезонного изменения потребления, определяемого по статистическим данным за прошлые годы. Отсутствие достоверных типовых графиков, учитывающих современную специфику городской нагрузки, потребовало организации массовых замеров, для формирования суточных графиков нагрузок различных характерных групп потребителей. Были проведены замеры для пяти групп потребителей. В качестве объектов первой группы были выбраны жилые дома с электроплитами. В качестве объектов второй группы – жилые дома с газовыми плитами. В качестве объектов третей группы – продуктовый супермаркет. В качестве объектов четвёртой группы – был выбран продовольственный магазин бытовой техники. В качестве объектов пятой группы – образовательное учреждение. Замеры проводились токоизмерительными клещами (ТМ-266-С и СИ Ц-4501) в трёх фазах А, В, С на отходящих фидерах трансформаторных подстанций. Замеры проводились в рабочие и выходные дни. Общее количество снятых графиков – 158.

Снятые графики нагрузок пересчитывались в относительные единицы в долях от среднего тока и обобщались. По полученным данным были сформированы типовые графики для каждой группы. На рис. 1 и 2 представлены графики для выходного и рабочего дня жилых домов с электроплитами. Для обобщённых графиков сформирована таблица относительных наибольших токов.

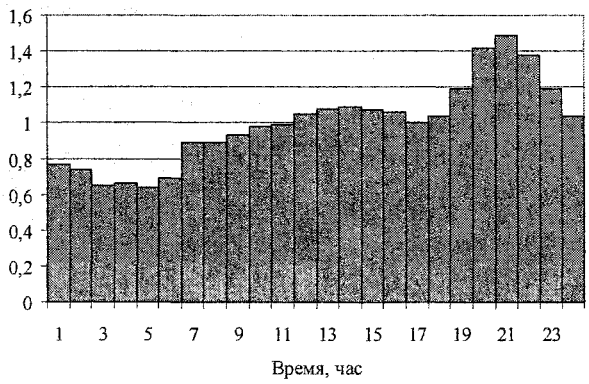


Рис. 1. Типовой график нагрузки жилых домов с электроплитами (рабочий день)

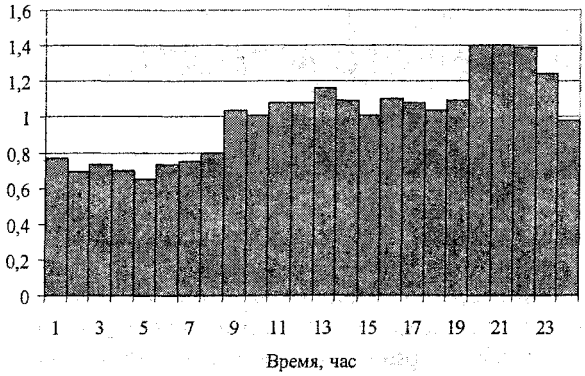


Рис. 2. Типовой график нагрузки жилых домов с электроплитами (выходной день)

По типовому графику и замеренному максимальному току $I_{макс}$ можно для каждой учётной группы найти средний ток:

$$I_{ср} = \frac{I_{макс}}{I^{отн}_{макс}}. \qquad (1)$$

На этой основе предлагается следующая методика определения прогнозируемого отпуска в сеть 0,4 кВ:

1. Для каждой учётной группы потребителей электроэнергии выбирается ток зимнего максимума $I_{макс}$ из результатов замера зимнего максимума.

2. По типовому графику соответствующей группы определяется относительный максимальный ток $I^{отн}_{макс}$ (табл. 1).

Таблица 1

Группа потребителей	$I^{отн}_{макс}$
Жилой дом с электроплитой	1,45
Жилой дом с газовой плитой	1,54
Магазин бытовой техники	1,38
Продовольственный магазин	1,55
Образовательное учреждение	1,77

3. В зависимости от месяца определяется поправочный коэффициент пересчёта нагрузки декабрьского максимума $K_{мес}$, значения которых приведены в табл. 2.

4. Объём прогнозируемого потребления электроэнергии по каждой группе определяется по соотношению:

$$W_{мес} = N \cdot \frac{I_{макс}}{I^{отн}_{макс}} \cdot 24 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot K_{мес},$$

где N – число дней в месяце.

Данная методика была передана в ЧГЭС. На основе предложенной методики определен ожидаемый отпуск электроэнергии из сетей ЧГЭС в сети жилого фонда. По 4279 точкам учёта за октябрь месяц установлен ожидаемый отпуск электроэнергии в размере 85 млн кВт·ч.

В заключение один интересный факт. На рис. 3 приведён типовой график нагрузки коммунально-бытовых потребителей, полученный в 1970 годы [1].

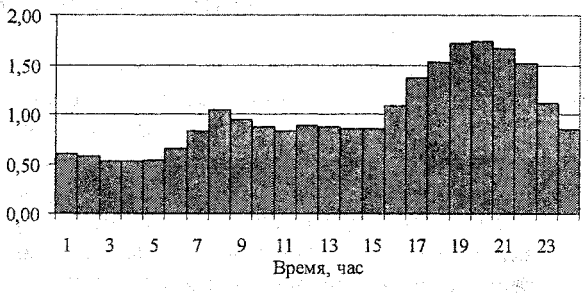


Рис. 3. Типовой график нагрузки коммунально-бытовых потребителей, полученный в 1970 г.

Любопытные результаты даёт сравнение полученных нами графиков (см. рис. 1, 2) с данным графиком. Можно отметить, что исчез на сегодняшний день, явно выраженный утренний максимум нагрузки, что, по-видимому, объясняется сокращением рабочей прослойки среди населения, ранее занятой на производстве с чётким началом рабочей смены и возрастающим числом людей пенсионного возраста.

Предлагаемая методика является временным решением проблемы определения полезного отпуска электроэнергии от ТП (6/0,4 кВ; 10/0,4 кВ) в сеть потребителям 0,4 кВ. Первоочередным мероприятием в данных условиях является организация приборного учета для обеспечения рыночной формы купли и продажи электроэнергии и для выявления очагов коммерческих потерь, требующая значительных затрат.

Таблица 2

	Коэффициент пересчета нагрузки декабрьского максимума											
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$K_{мес}$	0,97	0,934	0,964	0,887	0,671	0,682	0,624	0,944	0,970	0,989	0,992	1

Литература

1. Фокин Ю. А., Гремяков А. А. Статические характеристики активных и реактивных нагрузок потребителей электрических сетей напряжением 6–10 кВ// Электричество. – 1972. – № 2.

Коржов Антон Вениаминович, к.т.н., доцент кафедры ЭССиС, окончил ЮУрГУ в 2000 г. по специальности «Электроэнергетические системы и сети». Область научных интересов: электромагнитная совместимость и оптимизация режимов работы электрических сетей.

Алакшин Игорь Сергеевич, зам. директора ОАО Челябэнерго ЧГЭС по реализации услуг транспорта ЭЭ. Окончил ЮУрГУ каф. ЭССиС в 2001 г. по специальности «Электроэнергетические системы и сети».

УДК 621.311

СТАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОМАШИННОГО АГРЕГАТА

А.Н. Андреев
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрены методы моделирования объектов управления при изучении, отладке и настройке устройств релейной защиты и автоматики. Показаны преимущества статических моделей управляемых объектов, представлен вариант реализации модели электромашинного агрегата с использованием статических характеристик реальных объектов и их математических моделей.

В процессе изучения работы устройств релейной защиты и автоматики часто необходимо моделировать поведение электроэнергетических объектов в условиях протекания переходных электромеханических процессов. Это позволяет оценить степень быстродействия и уровень селективности применяемых алгоритмов защиты. Исследовать влияние интенсивности и длительности протекания переходных процессов на устойчивость работы автоматических регуляторов режимных параметров. Изучить особенности взаимодействия устройств релейной защиты, противоаварийной и технологической автоматики.

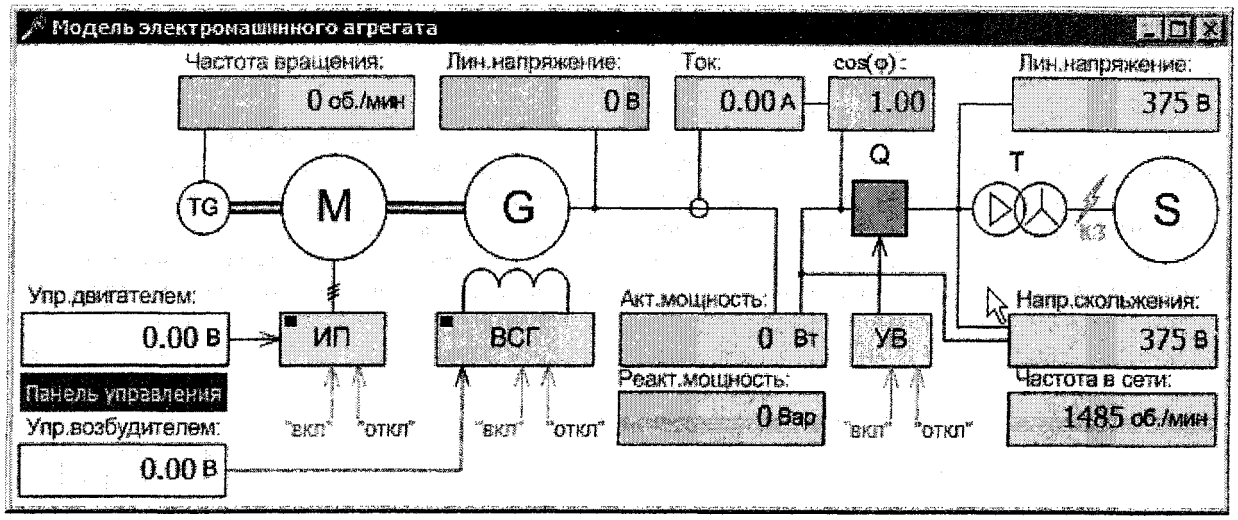
Одним из возможных решений задачи моделирования электроэнергетического комплекса является применение физических моделей электроэнергетических объектов, имеющих между собой непосредственную электрическую и/или механическую связь. Известные недостатки такого подхода, а именно, громоздкость испытательного оборудования, несоответствие параметров реальных объектов и их физических моделей, сложность получения реальных постоянных времени на моделях с малой мощностью и пониженным напряжением и др., привели к широкому применению методов математического моделирования электроэнергетических объектов различного уровня сложности. А для обеспечения взаимодействия математической модели и реального устройства автоматического управления (защиты) применяются платы ввода-вывода с выходными сигналами, пропорциональными режимным параметрам исследуемого электроэнергетического объекта.

Недостатком подобных систем является или необходимость ограничения моделированием только одного объекта, например, генератора, без учета влияния на него реальной электроэнергетической системы, в составе которой он работает, или невозможность одновременного моделирования нескольких связанных между собой объектов в режиме реального времени. В первом случае взаимодействие устройства автоматического управления и математической модели объекта управления оказывается далеким от реального. Например, рассмотрим случай исследования работы автоматического регулятора возбуждения (АРВ) синхронного генератора. Для этого необходима математическая модель связки турбина-генератор. Если эта модель не будет учитывать наличие и особенности работы автоматического регулятора частоты вращения (АРЧВ), то становится невозможным оценить, скажем, влияние быстродействия АРЧВ на работу АРВ. То есть, рассматриваемый АРВ будет находиться в искусственных условиях, не позволяющих исследовать его работу во всех возможных режимах. Во втором случае, неравномерность временных параметров (динамическое изменение масштаба по времени) вообще не позволяет исследовать эффективность реализованных алгоритмов автоматического управления в режиме реального времени.

В качестве решения поставленной задачи предлагается для исследования работы устройств автоматического управления и релейной защиты использовать статическую модель электроэнергетического комплекса, включающую минимальный набор объектов, связанных между собой и допускающих внешнее управление. Примером такой системы, является модель электромашинного агрегата, показанная на рисунке.

Модель представляет собой программную реализацию работы синхронного генератора в составе объединенной электроэнергетической системы. Основными элементами модели являются: приводной двигатель M, имитирующий паровую или гидравлическую турбину, трехфазный синхронный генератор G, связанный с приводным двигателем механически (на одном валу), выключатель Q, трансформатор T и энергосистему бесконечной мощности S.

Модель обеспечивает управление приводным двигателем посредством управления источником питания ИП приводного двигателя, управление возбуждением синхронного генератора посредством управления возбудителем синхронного генератора ВСГ, а также управление состоянием («включено» / «выключено») выключателя Q, измеряемых сигналов выступают: частота вращения электромашинного агрегата n, линейное напряжение на выводах статорной обмотки генератора U_G, его активная P_G, реактивная Q_G мощность, ток I_G и $\cos\varphi$, линейное напряжение со стороны



Модель электромашинного агрегата (главное окно программы)

системы U_S, напряжение скольжения U_{SS} и частота вращения синхронных машин в сети n_S.

Программа поддерживает возможность управления по двум аналоговым и шести дискретным сигналам от внешних (физических) устройств автоматического управления, а также вывод режимных параметров электромашинного агрегата по восьми аналоговым каналам платы ввода-вывода сигналов. Это означает, что модель может использоваться при разработке, наладке и настройке параметров реальных устройств автоматического управления энергоблоком, выполненных на полупроводниковой или микропроцессорной элементной базе.

Рассмотрим основные принципы, которые были использованы при реализации программной модели. За основной параметр была принята частота вращения электромашинного агрегата n. В режиме холостого хода, уравнение, описывающее зависимость частоты вращения агрегата от величин моментов, воздействующих на его вал и выраженных в относительных единицах, описывается известным уравнением [1]:

$$M_{BP}^{*} - M_C^{*} = T_a \cdot \frac{d\omega^{*}}{dt}, \qquad (1)$$

где M_{BP}^{*} – вращающий момент, создаваемый приводным двигателем и пропорциональный напряжению управления источником питания приводного двигателя;

M_C^{*} – момент сопротивления агрегата, определяемый трением и нагрузкой синхронного генератора;

T_a – механическая постоянная времени электромашинного агрегата, фактически равная времени полной остановки агрегата при его отключении от сети и действии неизменного момента сопротивления равного 1.

Любое изменение режимных параметров, такое как изменение вращающего момента приводного двигателя, или изменение тока возбуждения синхронного генератора, приводит к протеканию электромеханического переходного процесса, при котором происходит изменение частоты от некоторого текущего значения ω до нового установившегося значения ω_H в соответствии с уравнением (1). Для решения дифференциального уравнения, описывающего данный переходный процесс необходимо знать величину ω_H, которая определяется напряжением управления приводного двигателя U_C и напряжением управления источником возбуждения U_F синхронного генератора:

$$\omega_H = f_1(U_C, U_F) \qquad (2)$$

и задается в виде статической характеристики, рассчитанной в среде математического моделирования, например, VisSim или MathLab [2], или снятой с реального электромашинного агрегата. А зависимость напряжения на выводах статорной обмотки синхронного генератора определяется текущей частотой вращения и напряжением возбуждения по другой статической характеристике:

$$U_G = f_2(n, U_F). \qquad (3)$$

В синхронном режиме, частота вращения электромашинного агрегата определяется частотой вращения синхронных агрегатов в системе, а режимные параметры U_G, P_G, Q_G, I_G и $\cos\varphi$ являются функциями напряжения управления приводным двигателем и напряжения управления током возбуждения синхронного генератора, которые также задаются в виде статических характеристик.

Моделирование электромагнитных переходных процессов при таком подходе невозможно, и это основной его недостаток. Поэтому область применения статических моделей и рассматриваемой программы в частности, ограниченна. Однако, большинство устройств релейной защиты и автоматики по принципу действия реагируют только

на действующие значения токов, напряжений, мощности и др. В этих условиях применение статических моделей позволяет выполнять отладку устройств автоматического управления в полном объеме. При этом если статические характеристики модели сняты с реального агрегата, а коэффициенты трансформации измерительных цепей и цепей управления модели соответствуют коэффициентам реальных сигнальных цепей, то работа устройства автоматического управления или устройства защиты на рассматриваемой модели будет практически полностью соответствовать его работе с реальным объектом.

Литература

1. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 64 с.

2. Дьяконов В. VisSim+Mathcad+MATLAB. Визуальное математическое моделирование М.: СОЛОН-Пресс, 2004.

Андреев Алексей Николаевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции сети и системы» ЮУрГУ, окончил ЮУрГУ в 2000 г. по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами».

УДК 658.26

ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ В СЕТЯХ С ДУГОВЫМИ СТАЛЕПЛАВИЛЬНЫМИ ПЕЧАМИ И ИХ ФИЛЬТРАЦИЯ

Л.Т. Волков, Н.А. Новоселов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Предложена новая методика определения коэффициента несинусоидальности напряжения в сетях с дуговыми сталеплавильными печами и его нормализация с помощью резонансных фильтров. При этом выбор параметров фильтров и их числа производится в совокупности с соблюдением баланса реактивной мощности. Приводится пример.

В работе [1] дано обоснование нового метода расчета коэффициента несинусоидальности напряжения в сетях с дуговыми сталеплавильными печами (ДСП). В алгоритм расчета введена дзета-функция Римана второго порядка [2]:

$$\zeta(2) = 1 + \frac{1}{2^2} + \frac{1}{3^2} + \frac{1}{4^2} + \ldots = \frac{\pi^2}{6}, \qquad (1)$$

что избавило процедуру расчета коэффициента несинусоидальности напряжения от использования громоздких радикалов, как это делается в традиционной методике [3]. Кроме того, такой прием позволяет учесть все гармоники без исключения вплоть до бесконечности, а не до 7-й или 13-й, как это предусмотрено существующей методикой. В результате формула для расчёта коэффициента несинусоидальности напряжения имеет следующий вид:

$$K = k_c \cdot I, \qquad (2)$$

где k_c – коэффициент схемы

$$k_c = \frac{66,6}{I_к}, \frac{\%}{A}; \qquad (3)$$

$I_к$ – ток короткого замыкания в контролируемой точке, А;

I – ток печной нагрузки, А.

Ток I зависит от числа одновременно работающих ДСП. Так, если в режиме расплавления металла одновременно работает N одинаковых ДСП, то значение тока печной нагрузки будет

$$I = k_I \cdot I_н \cdot \sqrt[4]{N}, \qquad (4)$$

где $I_н$ – номинальный ток печного трансформатора, А;

$k_I = 3,5$ – коэффициент кратности тока ДСП, устанавливаемый нормативами ПУЭ [4].

При достижении значения тока $3,5 \cdot I_н$ вступает в работу токовая отсечка регулятора мощности ДСП, и происходит подъем электродов и тем самым – уменьшение тока соответствующей фазы печного трансформатора. Если по какой-то причине токовая отсечка запаздывает, то по селективности должен сработать оперативный печной выключатель, уставка срабатывания которого по рекомендациям ПУЭ [4] настраивается на величину $4 \cdot I_н$.

Следует отметить, что существующая методика расчета коэффициента несинусоидальности напряжения принимает в расчет номинальный ток печного трансформатора без учета эксплуатационных коротких замыканий [3], о которых было сказано выше. Это явилось причиной того, что на всех подстанциях, питающих ДСП, как показал опыт их эксплуатации, происходят частые аварии конденсаторных батарей (БК), установленных в компенсирующих установках. Это вполне естественно, так как проектные значения коэффициента несинусоидальности напряжения, полученные по традиционной методике, приблизительно в 4 раза ниже максимально возможных его значений, что доказано как расчетом по новой методике, так и экспериментом [1].

Таким образом, применение дзета-функции Римана существенно упрощает расчет и, кроме того, уточняет результаты расчета примерно на 20 % по сравнению с результатами, полученными по традиционной методике [3]. Решающее значение имеет введение коэффициента кратности тока печной нагрузки k_I. В целом, как уже упоминалось выше, максимальное значение коэффициента несинусоидальности напряжения, вычисленное по предложенной методике [1], превосходит приблизительно в 4 раза его значение, найденное по существующей методике [3].

Зачастую уровни высших гармоник в сетях с ДСП выходят за пределы, допустимые стандартом ГОСТ 13109–97. Поэтому актуальной задачей является их нормализация. Если не удается ее осуществить схемными решениями, то необходимо применять фильтрацию. Опыт использования резонансных фильтров показывает, что необходимо устанавливать фильтры подряд, начиная со 2-й гармоники: Ф2, Ф3 и т.д. По теоретическим соображениям четных гармоник быть не должно, однако из-за несимметрии напряжений и параметров элементов сети по фазам четные гармоники также возникают. В связи с этим при отсутствии четных фильтров могут возникать резонансные явления в системе электроснабжения, при которых обычно выгорает один из нечетных фильтров, что является крупной аварией с большим экономическим ущербом.

Коэффициенты ослабления уровня гармоник в сети

Установленные фильтры	без фильтра	Ф2	Ф2–Ф3	Ф2–Ф4	Ф2–Ф5	Ф2–Ф6	Ф2–Ф7	Ф2–Ф8	Ф2–Ф9	Ф2–Ф10	Ф2–Ф11
Коэффициент ослабления, k_o	1	0,933	0,76	0,642	0,554	0,484	0,425	0,373	0,327	0,284	0,242
Число фильтров, n	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

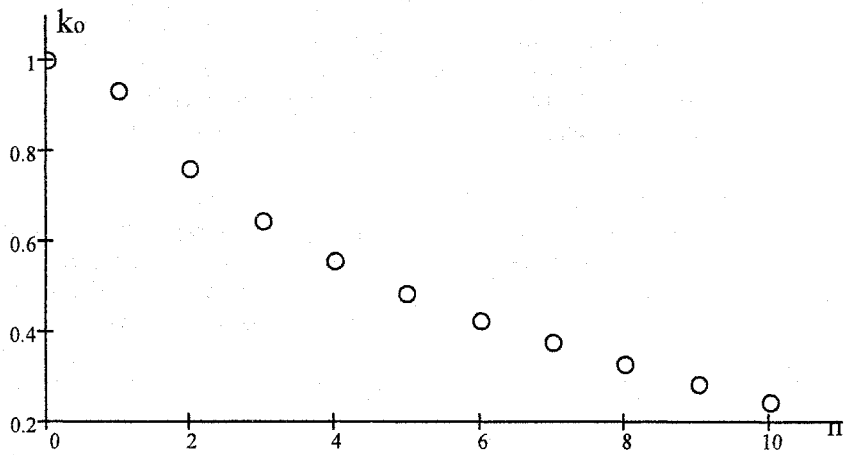


Рис. 1. Зависимость коэффициента ослабления уровня гармоник от количества фильтров

Используя таблицу и кривую на рис. 1, можно определить коэффициент ослабления высших гармоник напряжения k_o в зависимости от установки того или иного числа фильтров n. При этом количество фильтров необходимо выбирать с учетом баланса реактивной мощности. Ток печной нагрузки целесообразно рассматривать в виде случайной величины с нормальным законом распределения [1].

Пример. К одной из секций шин 6 кВ главной понизительной подстанции (ГПП) на машиностроительном заводе подключено три ДСП-5 с печными трансформаторами номинальной мощности $S_н$ = 4 МВ·А каждый (рис. 2). Мощность короткого замыкания для этой секции шин составляет $S_к$ = 165 МВ·А [1]. Расчет баланса реактивной мощности показал, что на шинах 6 кВ ГПП необходимо установить компенсирующее устройство мощностью 8,5 Мвар.

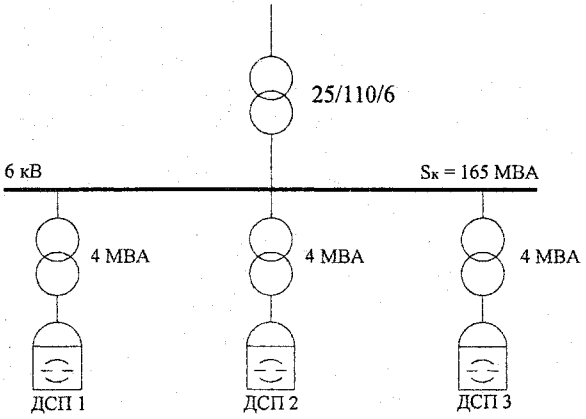


Рис. 2. Исходная схема сети с тремя ДСП

Требуется дать вероятностную оценку коэффициента несинусоидальности напряжения на шинах ГПП, определить количество фильтров, необходимое для возвращения коэффициента несинусоидальности в пределы, устанавливаемые ГОСТ 13109–97, который допускает K ≤ 5 %.

В работе [1] приводятся результаты расчёта для данного примера, полученные обычным способом, без применения компьютерных программ. Ниже (см. рис. 3) демонстрируется процедура анализа уровня высших гармоник с помощью программы в среде Matlab 6.5 Simulink. Данная программа определяет математическое ожидание m_k, %, максимальное значение K_{max}, %, которые указаны на схеме рис. 3., а также выводит график плотности распределения коэффициента несинусоидальности (рис. 4).

Результаты расчета показывают, что максимальное значение коэффициента несинусоидальности напряжения на шинах 6 кВ ГПП, равное 7,437 %, далеко выходит за пределы стандарта. Для его нормализации принято решение установить на ГПП резонансные фильтры. При этом параметры фильтров и их количество должны выбираться с соблюдением баланса реактивной мощности.

Для выполнения баланса реактивной мощности в СЭС необходимо установить на ГПП компенсирующее устройство мощностью 8,5 Мвар. По каталогу «Информэлектро» 05.82.01-89 выбираются и устанавливаются резонансные фильтры Ф2, Ф3, Ф4, Ф5. Полная реактивная мощность каждого фильтра составляет 2,7 Мвар. Компенсирующая способность по первой гармонике соответственно равна 2,08 Мвар для фильтров Ф2, Ф3

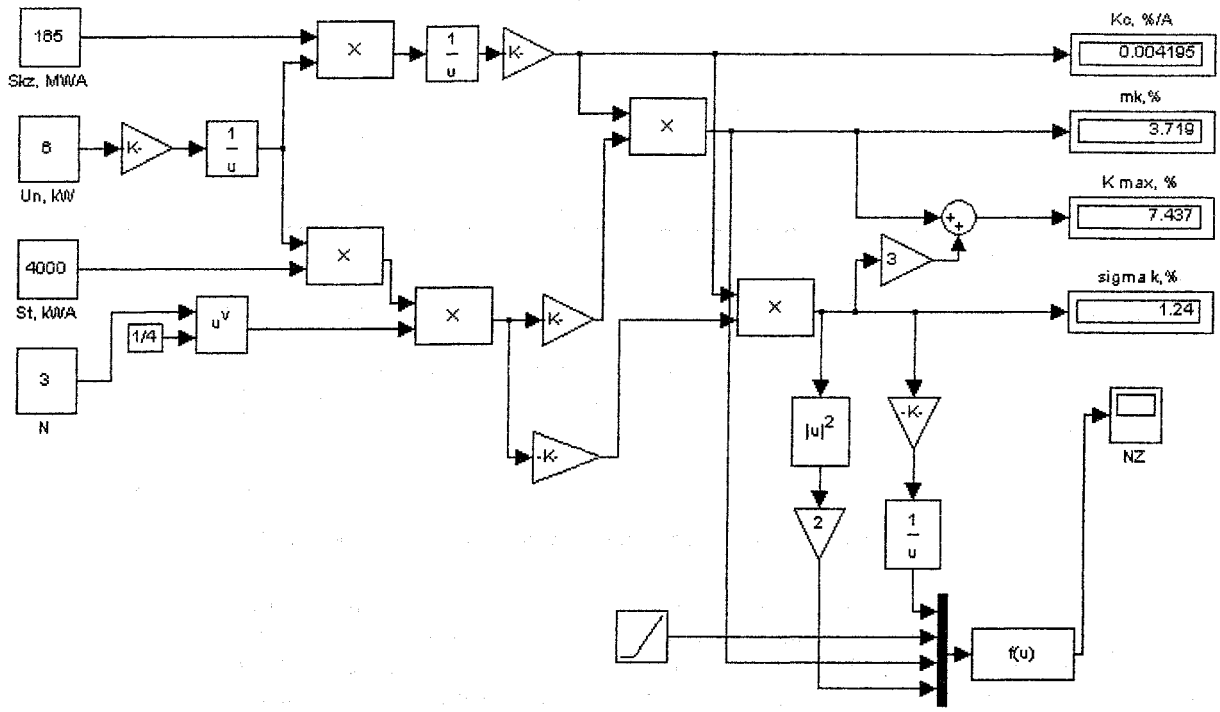


Рис. 3. Схема расчета коэффициента несинусоидальности напряжения в сети с ДСП в среде Matlab 6.5 Simulink

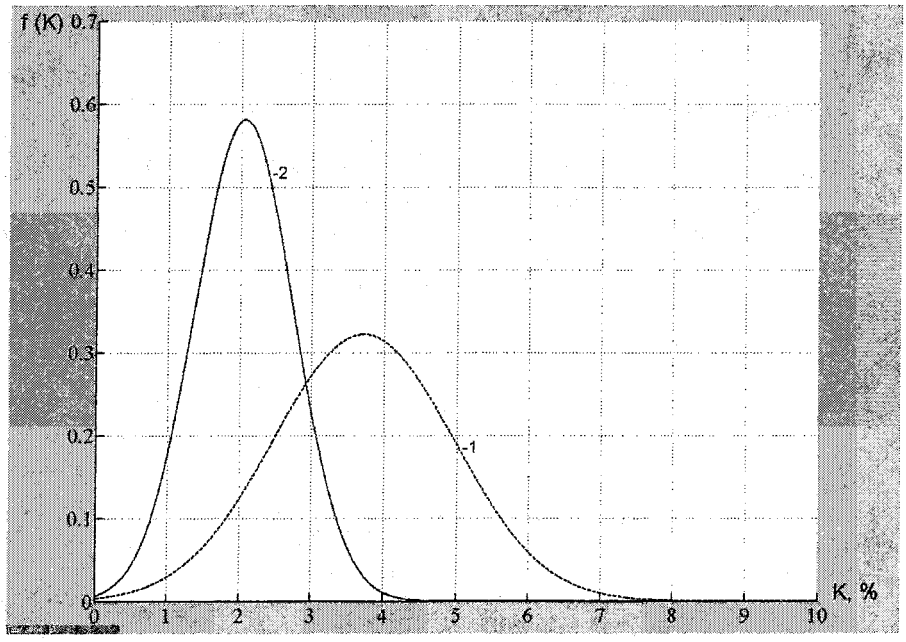


Рис. 4. Плотность распределения коэффициента несинусоидальности напряжения: 1 – без фильтрации; 2 – с фильтрацией

и 1,92 Мвар для фильтров Ф4, Ф5. Таким образом, суммарная компенсирующая способность резонансных фильтров составляет 8 Мвар. Для того чтобы баланс реактивной мощности выполнился полностью, дополнительно устанавливается на шины 6 кВ БК мощностью 0,5 Мвар.

Анализируя результаты расчета, приведенные на рис. 3 и 4, приходим к выводу, что предпринятая фильтрация почти вдвое снижает уровни высших гармоник в питающей сети. Так, если до установки фильтров максимальное значение коэффициента несинусоидальности было равно 7,437 %, то после их установки оно составило

$$K = 7{,}437 \cdot k_0 = 7{,}437 \cdot 0{,}554 = 4{,}12\ \%,$$

где $k_0 = 0{,}554$ – коэффициент ослабления, взятый из таблицы или кривой рис. 1.

Еще более полную картину результатов фильтрации дают кривые распределения коэффициента несинусоидальности напряжения на рис. 4.

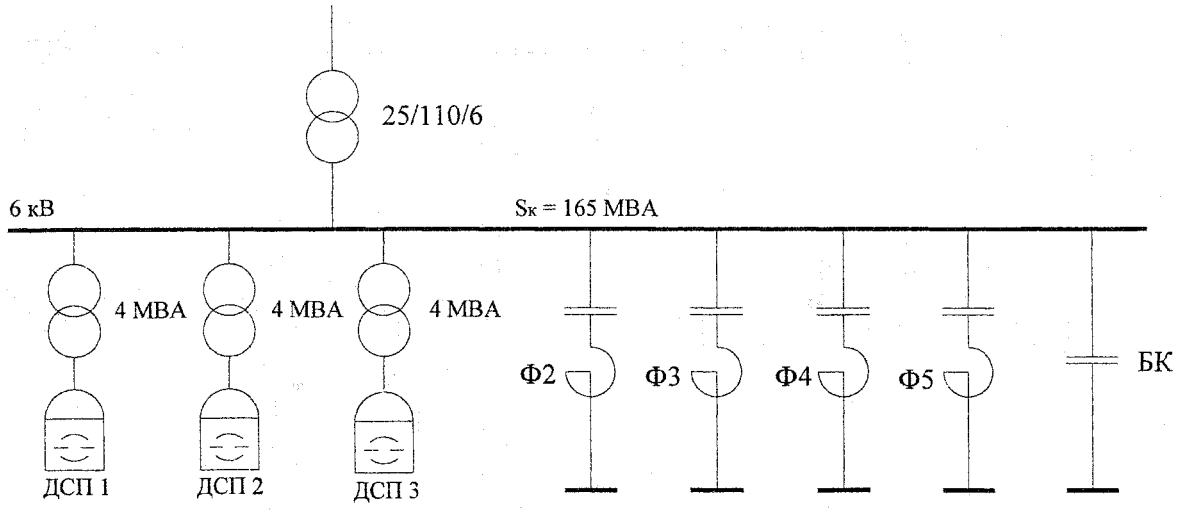


Рис. 5. Итоговая схема сети с тремя ДСП и системой фильтров

Итоговая схема сети с тремя ДСП и системой фильтров показана на рис. 5. Она полностью удовлетворяет требованиям ГОСТ 13109–97 с точки зрения уровня высших гармоник на шинах ГПП и баланса реактивной мощности.

Выводы

1. Использование новой методики и программы расчета в среде Matlab 6.5 Simulink позволяет довольно точно определять ожидаемые значения коэффициента несинусоидальности напряжения в сетях с ДСП.

2. На основании более точного расчета появилась возможность правильно выбирать параметры и количество резонансных фильтров для нормализации коэффициента несинусоидальности напряжения в сетях с ДСП.

Литература

1. Волков Л.Т., Нестерова Н.В. Новый подход к оценке уровня гармоник в сетях с дуговыми сталеплавильными печами// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2003. – № 4. – С. 12–15.

2. Двайт Г.Б. Таблицы интегралов и другие математические формулы. – М.: Наука, 1973.

3. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздт, 1987.

4. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7-е издание – М.: Госэнергонадзор, 2005.

5. Дьяконов В.П. Matlab 6.5 SP1/7.0 Simulink 5/6 в математике и моделировании. – М.: СОЛОН-Пресс, 2005.

Волков Леонид Тихонович в 1966 году окончил Челябинский политехнический институт (ныне Южно-Уральский государственный университет). В 1979 году в Челябинском политехническом институте защитил кандидатскую диссертацию по влиянию случайных возмущений на системы автоматического управления вентильных электроприводов постоянного тока. Доцент кафедры «Системы электроснабжения» ЮУрГУ.

Новоселов Никита Андреевич – студент энергетического факультета Южно-Уральского государственного университета.

УДК 621.311

КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ КОМПЛЕКТНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

А.Н. Садовников
г. Челябинск, ЮУрГУ

Создана математическая модель микропроцессорной защиты и автоматики комплектной двухтрансформаторной понижающей подстанции 35/6 кВ. Модель реализована в среде пакета LabView.

Введение

Распределительные сети в России – это сети напряжением 0,38–35 кВ, а также сети 110–220 кВ для питания понизительных подстанций. Благодаря большой протяженности и многообразию в распределительных сетях сосредоточено до 70 % устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

В начале 90-х годов на смену устаревшим электромеханическим и полупроводниковым реле пришли микропроцессорные (цифровые) устройства РЗА, позволяющие обеспечить комплексное решение по защите, автоматике, управлению (в том числе дистанционному) и телемеханике объектов 6, 10 и 35 кВ. Внедрению микропроцессорных устройств РЗА способствуют их неоспоримые преимущества: непрерывная самодиагностика, память, высокая точность, большие функциональные возможности при малых габаритах, что сказывает на общем повышении надежности защиты объекта энергоснабжения.

Надежность работы устройств РЗА во многом определяется и качеством расчетов уставок (параметров) комплектов. Учитывая сложность параметрирования современных микропроцессорных устройств РЗА, наличие большого количества комплектов на подстанциях, расчеты и проверка правильности настроек требуют значительных затрат и высокой квалификации облеживающего персонала.

При параметрировании современных цифровых устройств РЗА учитываются не только традиционные требования к защитам: селективность, быстродействие, надежность от ложных срабатываний, чувствительность в основной и резервных зонах, но и дополнительные возможности, присущие только микропроцессорным устройствам, например наличие нескольких групп уставок и условия перехода с одной группы на другую. Учет не только традиционных, но и дополнительных возможностей позволяет полнее адаптировать защиты к разным режимам работы оборудования, повышая общую надежность защиты оборудования.

Кроме параметрирования цифровых РЗА существуют трудности и в начальном освоении новой техники, в том числе и при переподготовке персонала.

Компьютерные программы, созданные многими фирмами-разработчиками микропроцессорной РЗА моделируют логику лишь отдельных терминалов и не могут анализировать совместную работу устройств РЗА подстанции в целом.

Разработанная программная модель логики микропроцессорной защиты и автоматики комплектной двухтрансформаторной понижающей подстанции 35/6 кВ (далее, модель) представляет собой математическую модель, полностью имитирующую все функции логической схемы защиты, автоматики и цепей управления коммутационными аппаратами типовой подстанции системы электроснабжения. С помощью созданной модели можно разрабатывать новые методики расчета уставок, учитывающие все особенности функционирования современных цифровых устройств РЗА. Также использование модели позволяет изучать все особенности работы логики РЗА на конкретных примерах, проводить тренинг обслуживающего персонала подстанций, оснащенных микропроцессорными защитами с целью улучшения навыков вычисления уставок, эффективного параметрирования реле и анализа аварийных осциллограмм.

Математическая модель релейной защиты и автоматики подстанции

Модель релейной защиты и автоматики подстанции реализована с помощью пакета LabView версии 5.0, который является графической средой разработки прикладных программ. Основное отличие LabView от подобных систем программирования удобство создания сложного, многоуровневого (многооконного) графического интерфейса пользователя (GUI), который по внешнему виду и функциональным возможностям приближаются к интерфейсу SCADA систем, отображающих состояние коммутационных аппаратов на однолинейной схеме подстанции.

В качестве базовой для моделирования выбрана комплектная блочная двухтрансформаторная подстанция 35/6 кВ ОАО «Самарского завода Электрощит» оснащенная комплектными устройствами РЗА серии Sepam производства Schneider Electric. Модель построена по модульному принципу (рис. 1) взаимодействующих друг с другом подпрограмм, реализующих функции микропроцессорных устройств защиты Sepam объектов подстанции, моделей коммутационных аппаратов, источников тока и напряжения для задания расчетных режимов работы энергосистемы.

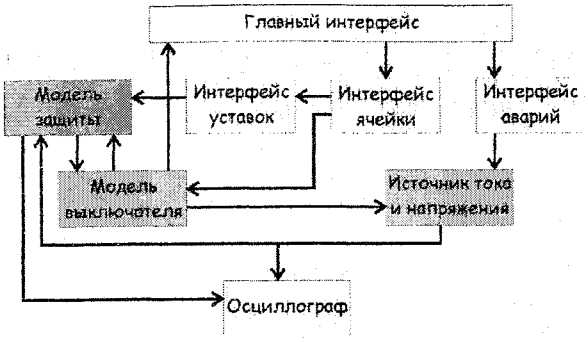


Рис. 1

Для снижения нагрузки на центральный процессор количество типов ячеек 6 кВ снижено до пяти: кабельная линия, отходящая на секцию 6 кВ, воздушная линия, питание конденсаторной батареи, двигательная и трансформатор напряжения. Так как на ячейках 6 кВ установлены однотипные комплекты РЗиА, уменьшение их количества не скажется на функциональных возможностях модели РЗиА подстанции.

Модульный принцип построения модели позволяет создавать и подключать подпрограммы реализующие функции устройств РЗА, силового и коммутационного оборудования различных производителей.

Описание функциональных возможностей модели РЗиА подстанции

Модели устройств серии Sepam 1000+ и Sepam 2000 D22

Подпрограммы, реализующие математическо-логическую модель микропроцессорного терминала защит серии Sepam 1000+ и Sepam 2000 D22, позволяют:

- отображать все оперативные данные по реле и результаты измерений;
- отображать все аварийные сообщения;
- отображать и настраивать все параметры логики управления и уставки защиты;
- отображать логическое состояние цифровых входов и выходов.

Подпрограммы моделируют следующие типы устройств серии Sepam:

- Sepam 1000+ S20 – защита ввода и отходящей линии;
- Sepam 1000+ T20 – защита трансформатора;
- Sepam 1000+ M20 – защита двигателя;
- Sepam 1000+ B20 – измерение напряжения и защита по напряжению;
- Sepam 2000 D22 – дифференциальная защита трансформатора.

Работа с терминалами Sepam 1000+ производится через табличный графический интерфейс (рис. 2), соответствующий экранам программы SFT 2841 экспертного UMI, а с терминалом Sepam 2000 D22 через интерфейс, соответствующий экранам портативного терминала TSM 2001 или SFT 2801.

Функции табличного графического интерфейса:

- индикация аварийных сообщений;

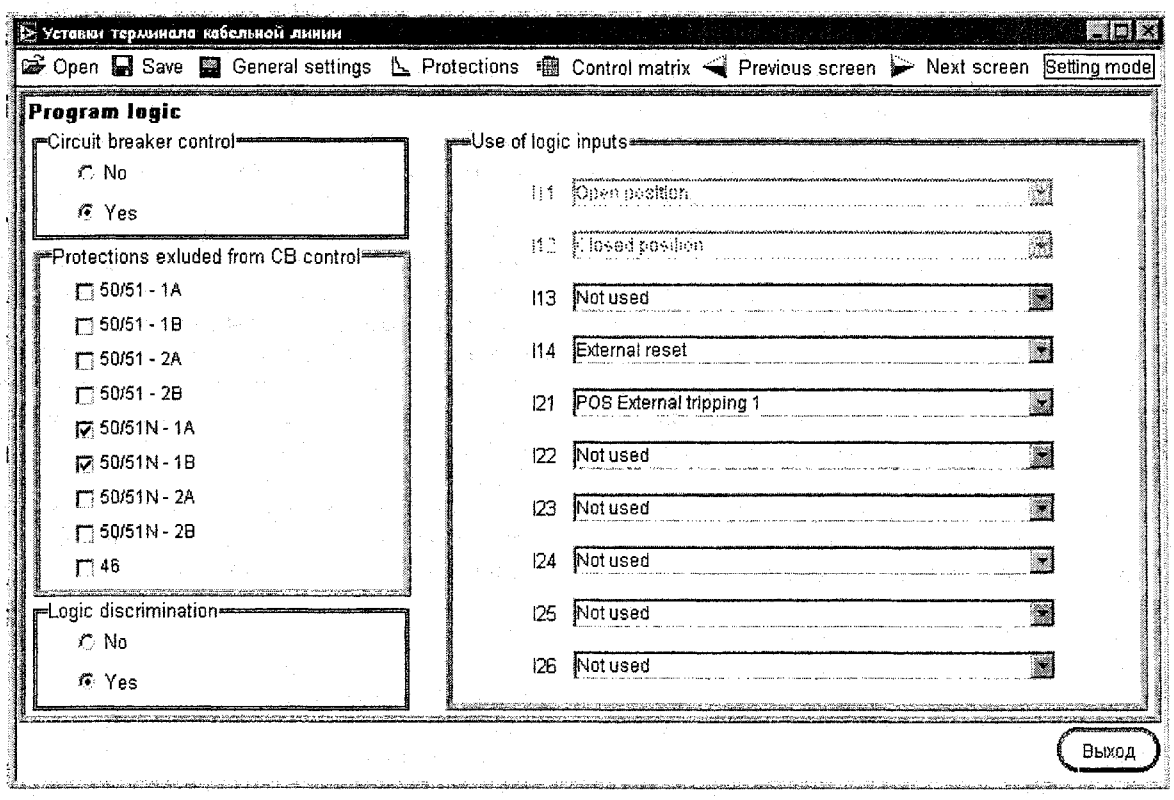


Рис. 2

• индикация всех выполненных регулировок и параметрирования;

• отображение и настройка всех параметров любой функции защиты;

• настройка параметров логики управления;

• ввод в работу/блокировка отдельных функций.

Все данные о настройках параметров и уставках защит могут быть сохранены в файл на жестком диске (рис. 3). Возможна процедура записи/восстановления настроек, как для отдельного терминала, так и для всех терминалов подстанции. Присутствуют настройки по умолчанию и возможность возврата к ним.

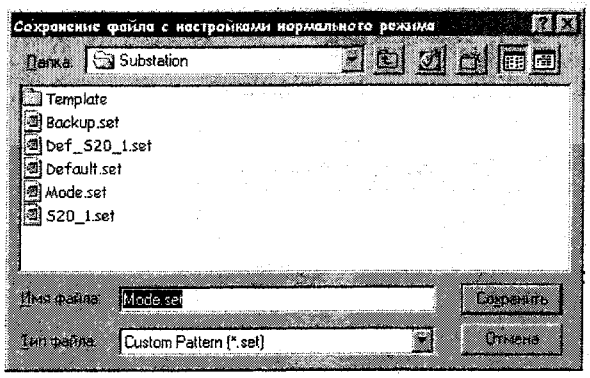


Рис. 3

Модель подстанции

РЗА подстанции в целом состоит из взаимодействующих подпрограмм микропроцессорных терминалов защит вызываемых базовой программой отображающей состояние выключателей, аварийной сигнализации и элементов управления. На рис. 4 представлено основное окно интерфейса модели.

Функции базовой программы позволяют:

• совершать оперативные переключения выключателями на подстанции;

• учитывать положение разъединителей, заземляющих ножей и выкатной тележки выключателя ячейки, отображать их состояние и управлять ими;

• вводить/выводить из работы автоматику повторного включения (АПВ) ячеек;

• вводить/выводить из работы дуговую защиту ячеек;

• задавать температуру окружающей среды, учитывать работу шкафа автоматики подогрева;

• моделировать работу газовой защиты трансформаторов;

• отображать действующие значения токов и напряжений элементов;

• отображать уровень масла бака трансформатора;

• включать/отключать обдув трансформатора;

• учитывать положение автомата питания в каждой ячейке.

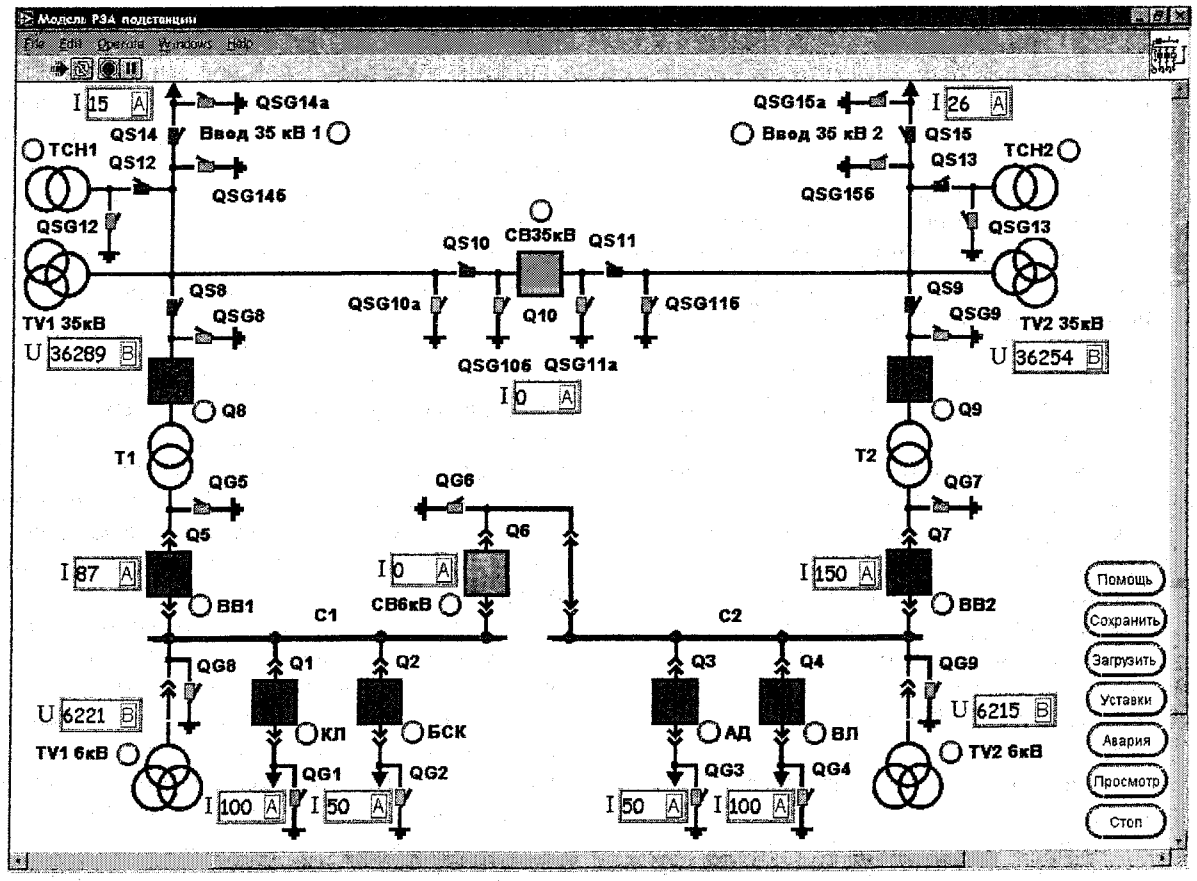


Рис. 4

Рис. 5

На рис. 5. представлено динамическое окно управления элементами одной из ячеек.

Моделирование аварийных режимов

Одной из основных функций базовой программы модели подстанции и подпрограмм микропроцессорных терминалов является имитация поведения РЗиА при различных нештатных режимах работы: коротких замыканий (КЗ), отказов выключателей, замыканий на землю. Возможна имитация следующих аварийных ситуаций:

- трехфазное или двухфазное КЗ на любом защищаемом объекте;
- режим однофазного замыкания на землю на любом защищаемом объекте;
- КЗ сопровождающееся отказом выключателя поврежденного объекта;
- перегрев силового трансформатора;
- понижение уровня масла в баке силового трансформатора с действием газовой защиты на сигнал или на отключение;
- отсутствие одной фазы по питанию 35 кВ;
- отсутствие питания 35 кВ;
- срабатывание дуговой защиты в любой из ячеек;
- отсутствие питания собственных нужд.

На рис. 6. представлено окно задания параметров трехфазного КЗ на отходящей кабельной линии 6 кВ.

Результатом моделирования любой аварийной ситуации является файл, записываемый на жесткий диск, содержащий записи всех аналоговых и логических сигналов терминалов РЗА.

Файлы записи аварий могут быть проанализированы с помощью подпрограммы-осциллографа, по функциям аналогичной SFT 2826 (рис. 7).

Заключение

1. Математическая модель, полностью имитирующая все функции логической схемы защиты, автоматики и цепей управления коммутационными аппаратами типовой подстанции системы электроснабжения позволит разрабатывать новые методики расчета уставок, учитывающие все особенности функционирования современных цифровых устройств РЗА.

2. Разработанный интерфейс пользователя и реализованные функции РЗиА, заложенные в компьютерную модель могут применяться для тренинга обслуживающего персонала подстанций, оснащенных микропроцессорными защитами Sepam с целью улучшения навыков вычисления уставок, эффективного параметрирования реле и анализа аварийных осциллограмм.

3. Пользовательские интерфейсы микропроцессорных терминалов Sepam 1000+ и Sepam 2000 D22 выполнены в виде табличных графических

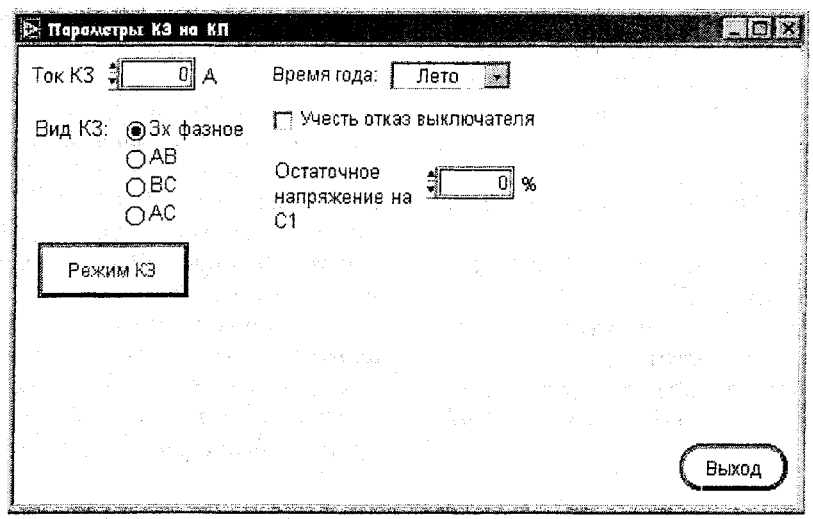


Рис. 6

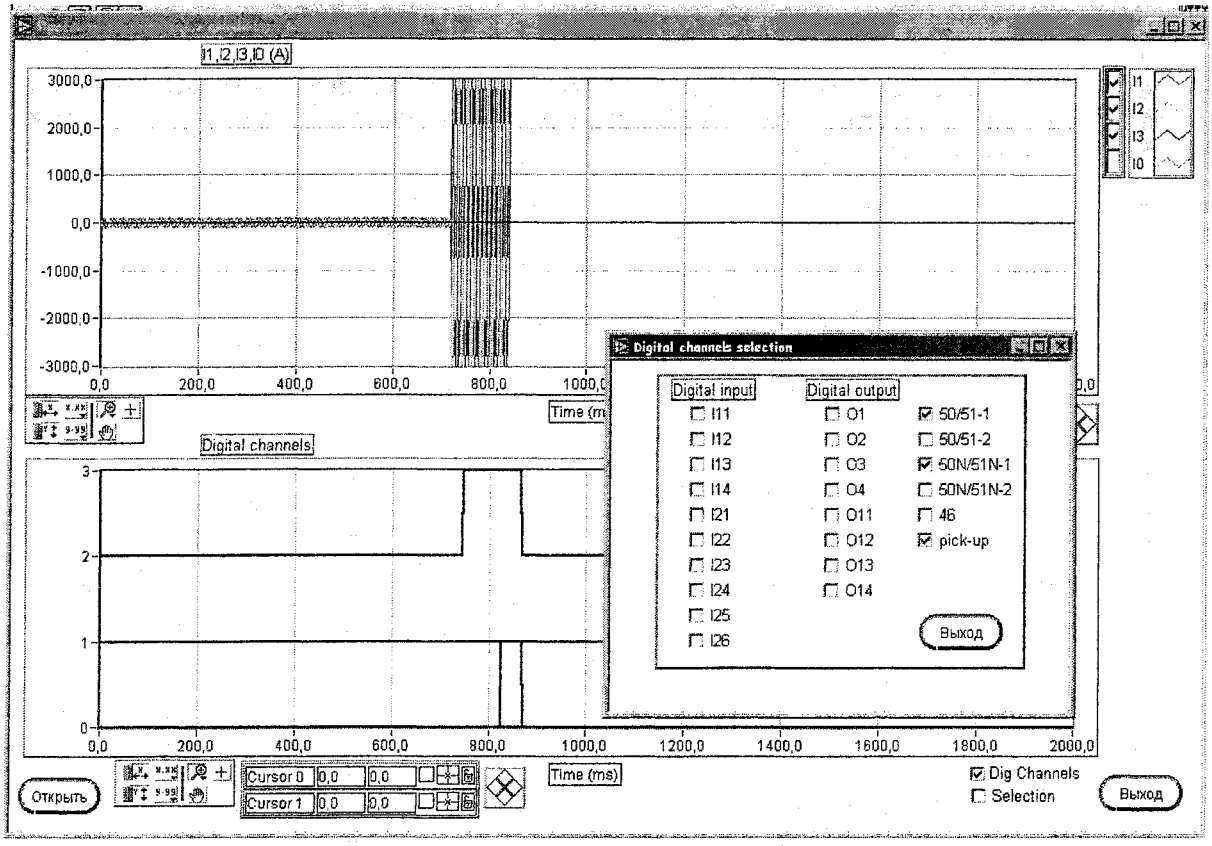


Рис. 7

интерфейсов, имитирующих окна программ SFT 2841 и SFT 2801 экспертного UMI, позволяют удобно и быстро воспринимать и изменять все доступные уставки микропроцессорных защит.

4. Модель подстанции учитывает положение выкатной тележки выключателя ячейки, разъединителей и заземляющих ножей, отображает их состояние и управляет ими с учетом реальных блокировок, существующих для подстанций данного типа, что позволяет проводить тренинг обслуживающего персонала и по оперативным переключениям на подстанции.

5. Учитывается состояние ключей АПВ, дуговой защиты, автомата питания каждой секции, что позволяет учитывать их положение при анализе аварийных режимов.

6. Модель подстанции учитывает температуру окружающей среды и состояние шкафа автоматики подогрева на возможность включения/отключения выключателей.

7. Все параметры настроек сохраняются в файлы на жестком диске. Присутствуют настройки по умолчанию, предусмотрена возможность возврата к ним.

8. Кроме случаев КЗ, моделируются другие нештатные ситуации: срабатывание дуговой защиты ячеек, газовой защиты трансформатора, исчезновение питания 35 кВ, отсутствие питания СН.

Литература

1. LabVIEW User Manual. National Instruments Corporation. 1996.

2. Защита электрических сетей. Sepam серии 20. Каталог 2005. Schneider Electric.

3. Защита среднего напряжения. Sepam 1000+ серии 20. Schneider Electric.

4. Дифференциальная защита трансформатора. Sepam 2000 D22 – D32. Каталог 2002. Schneider Electric.

5. Защита, контроль и управление. Sepam 2000. Функции измерения и защиты. Schneider Electric.

6. Защита электрических сетей. Руководство по защитам. Schneider Electric. 2004.

7. Схемы электрические принципиальные ячеек КРУ 6(10) кВ с SEPAM 1000+ серии 20 для подстанций с силовыми трансформаторами 35 кВ. – Нижний Новгород: Институт Нижегородскэнергосетьпроект, 2004.

8. Схемы электрические принципиальные защиты и управления трансформаторов 35 кВ подстанций энергосистем с использованием устройств SEPAM 2000. – Нижний Новгород: Институт Нижегородскэнергосетьпроект, 2004.

Садовников Алексей Николаевич окончил ЧГТУ в 1995 г. Доцент кафедры «Электрические станции, сети и системы». Научные интересы связаны с релейной защитой автоматизацией энергосистем.

УДК 621.316(083.13)

ТРЕНАЖЕР «ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ»

Р.В. Гайсаров, П.А. Акулов, Е.В. Кондратьев, А.С. Латышев
г. Челябинск, ЮУрГУ

Создан виртуальный тренажер «Оперативные переключения в электроустановках», ориентированный на использование в учебном процессе при подготовке дипломированных специалистов по направлению «Электроэнергетика».

При подготовке дипломированных специалистов по направлению «Электроэнергетика» важно дать им знания, навыки, опыт по оперативным переключениям в электроустановках. Такая подготовка может быть более эффективной при использовании виртуальных тренажёров, которые позволяют:

- производить компьютерные эксперименты для исследования различных режимов энергосистем;
- наглядно показывать физическую сущность протекающих в электроустановках процессов, их взаимную зависимость, а также ряд существенных тонкостей;
- формировать квалификацию и навыки студентов по производству оперативных переключений в электроустановках.

В настоящее время разработан ряд различных тренажеров, каждый из которых предназначен для решения определенных задач, требует специальных технических и программных средств, как правило, распространяется на коммерческой основе. Рассмотрим некоторые из них.

Учебно-тренажерный комплекс «КАСКАД» (ВНИИЭ). Многофункциональный тренажер-советчик диспетчера энергосистемы «КАСКАД» предназначен для использования в качестве режимного тренажера при подготовке эксплуатационного персонала энергосистем в отраслевых учебно-тренировочных центрах и в качестве советчика диспетчера энергосистемы в его производственной деятельности. Комплекс «КАСКАД» позволяет решать широкий круг задач от расчета установившихся и переходных режимов в энергосистемах и энергообъединениях до задач обучения и тренировки оперативно-диспетчерского персонала. Оценка параметров энергосистем как объектов управления, вычисление потерь в сетях и затрат по управлению нормальными, утяжеленными и послеаварийными режимами – все эти задачи могут быть решены комплексом «КАСКАД».

Компьютерная тренажерная система TWR 12 (ЗАО «Энергетические технологии»). Компьютерная тренажерная система TWR 12, созданная на основе технологий экспертных систем и систем искусственного интеллекта, позволяет создавать и проводить типовые противоаварийные тренировки по оперативным переключениям на энергопредприятиях всех уровней, включая ЦДУ и электростанции. TWR-12 позволяет:

- создавать и печатать цветные мнемосхемы любых размеров;
- легко создавать и сопровождать типовые и противоаварийные тренировки с учетом любых операций, включая РЗА, в режимах обучения, обучения с рейтингом и в режиме экзамена. Во всех режимах пользователь может выполнять любые переключения и сопровождающие их операции, при условии, что они не противоречат технике безопасности и требованиям типовых инструкций. Контроль выполняется на основе внутренней базы знаний TWR12;
- автоматически создавать бланки переключений;
- проводить обучение персонала без создания тренировок – только на основе заложенных в систему баз знаний функционирования РЗА и типовых инструкций по переключениям;
- сопровождать все операции звуковыми и видео эффектами. Пользователь видит и слышит, как происходит переключение аппаратов и их разрушение;
- присоединять к схеме базу данных по оборудованию. Данная разработка ведется совместно со службой АСУ МЭС Центра.

Универсальный режимный тренажер диспетчера «Феникс» (ГВЦ Энергетики). Комплекс программ режимного тренажера диспетчера энергосистемы на базе ПЭВМ предназначен для проведения противоаварийных тренировочных учений оперативного персонала диспетчерских пунктов объединений энергосистем, энергосистем и предприятий электрических сетей. Тренажер реализован на локальной сети ПЭВМ и включает рабочее место инструктора (ведущего тренировку) и несколько рабочих мест обучаемых (тренируемых).

Все перечисленные тренажеры обладают следующими недостатками при использовании их в процессе обучения студентов:

- ориентированны на квалифицированных специалистов и студентам многое будет непонятно;
- для функционирования некоторых требуется специальное оборудование;
- подлежат распространению на коммерческой основе.

Поэтому было принято решение о разработке нового тренажера ориентированного на студентов,

который должен удовлетворять следующим требованиям:

- функционировать на ПЭВМ;
- быть наглядным;
- иметь простой и функциональный интерфейс;
- содержать типовые схемы, с которыми студент сталкивается в процессе обучения.

При разработке тренажера использовались директивные материалы: «Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6–750 кВ подстанций» [1], «Инструкция по переключениям в электроустановках» [2]. В качестве языка программирования был выбран – Pascal, среды программирования – Delphi 7. Для успешного создания программы по оперативным переключениям требовались специальные элементы, с графической частью, которые в базе среды отсутствуют. Были созданы пять элементов: выключатель, разъединитель, заземлитель, трансформаторы тока и напряжения. Пользователь (студент) может производить прямые операции с первыми тремя.

В соответствии с типовыми схемами [1] в тренажер включены шесть наиболее используемых в эксплуатации схем распределительных устройств в виде мнемосхем. На схемах показаны все элементы первичных цепей: силовые трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, сборные шины. Коммутационные аппараты представлены в оперативном состоянии (включены или отключены для текущего режима схемы). Для изменения оперативного состояния коммутационного аппарата на мнемосхеме тренажера необходимо на этот аппарат установить курсор и щелкнуть левой клавишей «мыши». В схемах предусмотрены блокировки, предотвращающие неправильные оперативные действия: нельзя переключать разъединитель под нагрузкой, нельзя включить выключатель на включенный заземлитель и т.п. Операции с нарушением техники безопасности при коммутации тренажер блокирует и выдает сообщение об ошибке.

Для каждой схемы тренажера согласно «Инструкции по переключениям в электроустановках» [2] составлены «бланки переключений» – строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, которую необходимо соблюдать при производстве оперативных переключений на тренажере. При проведении тренировки допускается произвольная последовательность операций, однако, после достижения поставленной «бланком переключений» цели, тренажер выдает сообщение о необходимом числе операций, о количестве выполненных операций, о количестве ошибочных операций.

При разработке тренажера приняты допущения:

- отключение линий электропередачи осуществляется с двух сторон одновременно;
- оперативные переключения производятся без учета действия вторичных цепей.

Литература

1. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций и указания по их применению № 14198 ТМ - Т1. – М.: Энергосетьпроект, 1993.

2. Инструкция по переключениям в электроустановках. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

Гайсаров Раис Валеевич – к.т.н., доц. кафедры «Электрические станции, сети и системы».

Акулов Павел Александрович – студент гр. Э-501 ЮУрГУ.

Кондратьев Евгений Викторович – студент гр. Э-501 ЮУрГУ.

Латышев Александр Сергеевич – студент гр. Э-501 ЮУрГУ.

Теплоэнергетика

УДК 662.64

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТАНГЕНЦИАЛЬНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ СКОРОСТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТИЦ В КАМЕРЕ ВИХРЕВОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Г.Ф. Кузнецов
г. Челябинск, ЮУрГУ

В статье рассматриваются вопросы организации рабочего процесса вихревого газогенератора, использующего угольную крошку, и дана оценка влияния на процесс аэродинамики камеры и теплофизических характеристик рабочего тела.

Частицы угля в камере газогенератора двигаются в основном под действием газового потока. Если газовый поток имеет тангенциальную составляющую, то и частицы приобретают движение по окружности. При этом на них начинает действовать центробежная сила, которая приводит к неравномерному распределению частиц в объеме камеры, которое может нарушить нормальный процесс газификации и привести к слипанию частиц и к появлению спеков.

Для анализа этих явлений воспользуемся уравнением Навье–Стокса в цилиндрических координатах [1]; нужное для нашего анализа записывается следующим образом:

$$\frac{\partial v_\varphi}{\partial t}+v_r\frac{\partial v_\varphi}{\partial r}+\frac{v_\varphi}{r}\frac{\partial v_\varphi}{\partial \varphi}+v_z\frac{\partial v_\varphi}{\partial z}+\frac{v_\varphi v_r}{r}=-\frac{1}{\rho}\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial \varphi}+$$

$$+\nu\left(\nabla^2 v_\varphi+\frac{2}{r^2}\frac{\partial v_r}{\partial \varphi}-\frac{v_\varphi}{r^2}\right), \qquad (1)$$

где $\nabla^2 v_\varphi=\frac{\partial^2 v_\varphi}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial v_\varphi}{\partial r}+\frac{1}{r^2}\frac{\partial^2 v_\varphi}{\partial \varphi^2}$;

v_φ, v_z, v_r – тангенциальная, осевая и радиальная составляющие;

ρ – плотность;

ν – кинематическая вязкость;

P – давление;

φ, r, z – угловая, радиальная, осевая координаты.

Ограничимся решением одномерной задачи. Распределение скоростей воздуха в камере под действием постоянного градиента давления в азимутальном направлении

$$+\frac{1}{r}\frac{\partial \Phi}{\partial \varphi}\cong+\frac{P}{2\pi R}=\mu,$$

где R – радиус камеры.

Уравнение (1) можно записать следующим образом:

$$-\mu=\eta\left(\frac{d^2 v_\varphi}{dr^2}+\frac{1}{r}\frac{d\varphi}{dr}-\frac{v_\varphi}{r^2}\right), \qquad (2)$$

где η – динамическая вязкость.

Решение будем искать при следующих граничных условиях:

$$v_\varphi=0; \quad (r=0); \qquad v_\varphi=0; \quad (R=r). \qquad (3)$$

Первое граничное условие реализуется, например, в вихревых трубах, где вращение в приосевой области происходит по закону твердого тела, следовательно, на оси $v_\varphi = 0$. Второе граничное условие очевидно. Общее решение будем искать в виде

$$v_\varphi=C_1r^2+C_2r. \qquad (4)$$

Из уравнения (2) при r = 0, находим

$$C_1=+\frac{\mu}{3\eta},$$

а при r = R

$$C_2=-\frac{\mu}{3\eta}R.$$

Таким образом, находим

$$v_\varphi=-\frac{\mu}{3\eta}\left(R\eta-r^2\right), \qquad (5)$$

которая возрастает с увеличением μ (градиентом давления) и падает с ростом вязкости и удовлетворяет граничным условиям. Сравнивая с известными решениями для тангенциальной скорости в вихревой трубе [2], заметим, что наше решение имеет более монотонное распределение вдоль радиуса вследствие двух причин: 1) вязкость среды в камере существенно более высокая, чем вязкость воздуха (или другого газа); 2) уровень скоростей более низкий, чем в вихревой трубе.

Однако максимальная скорость в этом решении (5) существует и находится из условия

$$\frac{dv_\varphi}{dr} = R - 2r = 0 \qquad (6)$$

на расстоянии r = R/2 от оси трубы.

Уравнение неразрывности имеет в нашем случае вид:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial v_\varphi}{\partial \varphi} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0. \qquad (7)$$

Так как в нашей задаче v_φ не зависит от φ, то $v_z \cong$ const, т.е. постоянное вертикальное течение накладывается на азимутальное.

Для оценки влияния распределения частиц в закрученном потоке реакционной камеры воспользуемся уравнением Больцмана [3], [4], [5]

$$N(r,v,t) = N_0(v) - \tau(v)\frac{dN}{dt}v\nabla T +$$

$$+\frac{e}{m}\tau(v)\varepsilon\frac{\partial N}{\partial v} + \frac{e}{mc}\tau(v)[v\times H]\frac{\partial N}{\partial v}, \qquad (8)$$

в котором для нашей задачи второе и третье слагаемые правой части можно считать равными нулю, поскольку задача рассматривается в изотермических условиях без учета электрических сил. Тогда уравнение (8) можно записать следующим образом:

$$N(r,v,t) = N_0 + \tau\omega^2 r\frac{dN(r,t,v_\varphi)}{dv_\varphi}, \qquad (9)$$

где N_0 – стационарная концентрация, обусловленная постоянным потоком частиц со скоростью v_z;

$N(r, t, v_\varphi)$ – локальная концентрация, угловая скорость;

τ – время релаксации, т.е. время установления стационарного потока после прекращения внешнего возмущения.

После разделения переменных и подстановки выражения для $dv_\varphi = \frac{\mu}{3\eta}(R-2r)dr$, получим

$$\frac{-\mu}{3\tau\omega^2\eta}(R/r-2)dr = \frac{dN(r,t,v_\varphi)}{N(r,t,v_\varphi)-N_0}, \qquad (10)$$

и после интегрирования запишем распределение концентрации частиц

$$\frac{N(r,t,v_\varphi)-N_0}{N_0} = e^{\frac{-\mu\left(-R\ln\frac{r}{R}+2r\right)}{3\tau\omega^2\eta}}, \qquad (11)$$

где в качестве произвольной постоянной была выбрана величина lnR.

Более удобно полученный результат можно записать в виде

$$\frac{N(r,t,v_\varphi)-N_0}{N_0} = \exp\left[-\frac{\mu\left(-R\ln\frac{r}{R}+2r\right)}{3\tau\omega^2\eta}\right]. \qquad (12)$$

Анализ полученного выражения показывает, что при $\mu \neq 0$ $N(r, t, v_\varphi) > N_0$. Это означает, что в периферийной области концентрация частиц всегда выше, чем в приосевой, что совпадает с результатами реальных исследований. При условии, что $\eta = 0$, $\omega = 0$, $r = 0$, либо равна нулю одна из этих величин, второе слагаемое выражения (12) обращается в нуль. Физически понятно, что при нулевой вязкости частицы не изменяют своего первоначального распределения. Если скорость вращения отсутствует ($\omega = 0$), осевая скорость распределена вдоль радиуса равномерно и, следовательно, также первоначальное распределение в этом случае измениться не может. Очевидно, что на оси (r = 0) содержание частиц не может быть большим первоначального.

При увеличении r величина концентрации увеличивается, достигая максимальной вблизи r = R/2, там, где наибольшее значение тангенциальной скорости. Отметим, что полученное распределение скоростей и концентраций частиц быстрее реализуется для мелких фракций, так как для более крупных фракций требуется более продолжительное время для приобретения скорости потока газа и частиц.

Оценка характерного времени снижения до нуля тангенциальной скорости – времени релаксации – дает следующий результат. После прекращения действия давления ($\mu = 0$), на поток действуют только силы, связанные с вязкостью (силы тяжести не учитываются)

$$m\frac{dv}{dt} = -6\pi\eta v r_0, \qquad (13)$$

где r_0 – радиус частицы.

После разделения переменных и интегрирования находим

$$\ln v = v_e e^{-\frac{t}{\tau}}, \qquad (14)$$

где $\tau = \frac{m}{6\pi\eta r_0}$ – время релаксации.

Для частиц размером ~3 мм это время составляет 1–3 секунды, что является достаточно близким к реальным условиям. Время контакта частиц, очевидно, будет такого же порядка, а это достаточно, чтобы состоялся тепловой контакт и их слипание.

Экспериментальным доказательством достоверности теории является то, что очаги шлакования возникают R/2 конической камеры.

Проделанный анализ неплохо объясняет сущность процессов при относительно небольших тангенциальных скоростях (диаметр камеры ~1,5 м, скорость ~30 м/с), так как в соотношении (9) принято, что $\omega \approx$ const. Как известно, при больших скоростях центральные и периферийные слои вращаются по различным законам [6]. Для того, чтобы учесть эту особенность, воспользуемся уравнением Больцмана в следующем виде:

$$N = N_0 - \tau\frac{v_\varphi^2}{r}\frac{dN}{dv_\varphi}. \qquad (16)$$

Из предыдущих выкладок следует, что

$$v_\varphi = \frac{\mu}{3\eta}\left(Rr - r^2\right); \quad \mu = \frac{\Delta P}{2\pi R};$$

$$dv_\varphi = \frac{\mu}{3\eta}(R-2r)dr; \quad v_\varphi^2 = \frac{\mu^2}{9\eta^2}\left(R^2r^2 - 2Rr^3 + r^4\right). \quad (17)$$

Подставляя (17) в (16), получим

$$\frac{dN}{N-N_0} = \frac{3\eta r(R-2r)dr}{\tau\mu\left(R^2r^2 - 2Rr^3 + r^4\right)}. \quad (18)$$

Введем безразмерную координату $\xi = \frac{r}{R}$

$$\frac{dN}{N-N_0} = \frac{3\eta}{\tau\mu R}\left[\frac{(1-2\xi)d\xi}{\xi(1-\xi)^2}\right]. \quad (19)$$

Правую часть запишем в виде двух слагаемых

$$\frac{dN}{N-N_0} = -\frac{3\eta}{\tau\mu R}\left[\frac{d\xi}{\xi(1-\xi)} - \frac{d\xi}{(1-\xi)^2}\right]. \quad (20)$$

Тогда после интегрирования получим

$$-\frac{3\eta}{\tau\mu R}\left[\ln\frac{\xi}{1-\xi} + \ln\left(e^{-\frac{1}{1-\xi}}\right)\right] = \ln\frac{N-N_0}{N_0}. \quad (21)$$

Потенцируя, имеем

$$\left(\frac{\xi}{1-\xi}\cdot e^{-\frac{1}{1-\xi}}\right)^{-\frac{3\eta}{\tau\mu R}} = \frac{N-N_0}{N_0}. \quad (22)$$

Анализ последнего выражения позволяет сделать некоторые выводы. Концентрация частиц не отличается от начальной в центре камеры на максимальном радиусе, что соответствует известным представлениям закономерностей вихревых течений. Максимальное значение концентраций находится на расстояниях от оси, больших половины радиуса. В рассмотренной модели не учитывалась сила трения со стороны стенки, действующая на частицы. Любое торможение частиц на стенке камеры приводит к снижению их скорости и, следовательно, повышенной вероятности шлакования. Анализ спеков, возникающих в камере при превышении температуры 900 °С, показывает, что действительно спек имеет свое основание на стенке и вытянутую форму вдоль радиуса камеры примерно до его половины, т.е. в той его части, где реализуется наибольшая концентрация.

Распределение частиц по размерам и, следовательно, массам также влияет на их концентрацию в камере. Анализ уравнения (15) показывает – времени пребывания наиболее крупных частиц в модельной камере достаточно, чтобы произошло выравнивание скоростей всех частиц. Это будет означать, что на стенке камеры окажутся, в первую очередь, крупные частицы, что и наблюдается в реальности.

Для дальнейшего анализа запишем уравнение (22) в виде

$$\frac{N-N_0}{N_0} = \left(\frac{\xi}{1-\xi}\cdot e^{-\frac{1}{1-\xi}}\right)^a, \quad (23)$$

где $a = -\frac{3\eta}{\tau\mu R}$.

Правая часть уравнения обращается в нуль при $\xi = 0$ и $\xi = 1$, поэтому между этими точками должен существовать хотя бы один экстремум.

Найдем точку экстремума, приравнивая нулю производную правой части

$$a\left[\frac{1}{(1-\xi)^2}e^{-\frac{1}{1-\xi}} + \frac{\xi}{1-\xi}\frac{-1}{(1-\xi)^2}e^{-\frac{1}{1-\xi}}\right] = 0, \quad (24)$$

или

$$a\frac{1}{(1-\xi)^2}e^{-\frac{1}{1-\xi}}\left(\frac{1-2\xi}{1-\xi}\right) = 0. \quad (25)$$

Откуда видно, что экстремум будет иметь место в точке $\xi = 1/2$. Для определения будет ли в этой точке максимум или минимум, определим знак второй производной в этой точке. Обозначим выражение перед последней скобкой.

$$a\frac{1}{(1-\xi)^2}e^{-\frac{1}{1-\xi}} = A, \quad (26)$$

так это фиксированное число, не влияющее на знак второй производной, которая

$$A\frac{-2(1-\xi)-(1-2\xi)}{(1-\xi)^2} \le 0, \quad (27)$$

и, следовательно, при $\xi = 1/2$ существует максимум распределения частиц. Этот результат соответствует анализу, проделанному при допущении $\omega = \text{const}$, свидетельство того, что для данного анализа такое допущение действительно можно принять.

Литература

1. *Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. – М.: Наука, 1986.*
2. *Кузнецов В.И. Полуэмпирическая теория противоточной вихревой трубы// В сб.: Некоторые вопросы исследования вихревого эффекта и его промышленного применения. – Куйбышев: КуАИ, 1974. – С. 19–25.*
3. *Ферцигер Дж., Комер Г. Математическая теория процессов переноса в газах. – М.: Мир, 1976.*
4. *Физический энциклопедический словарь. – М.: Советская энциклопедия, 1962.*
5. *Пайерлс Р.Е. Квантовая теория твердых тел. – М.: Мир, 1956.*
6. *Политов В.С., Кузнецов Г.Ф. О гидравлических сопротивлениях цилиндрических камер с закрученным потоком рабочего тела// В сб.: Некоторые вопросы исследования вихревого эффекта и его промышленного применения. – Куйбышев: КуАИ,1974. – С. 228–232.*

Кузнецов Геннадий Федорович, профессор, доктор технических наук.

УДК 621.1.016

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Л.Е. Лымбина
г. Челябинск, ЮУрГУ

Технико-экономический анализ различных вариантов развития теплоэнергетики подтвердил эффективность и приоритетность энергосберегающих решений, а также перспективность энергетических технологий на топливных элементах.

Объем потребляемого органического топлива в промышленной теплоэнергетике и ТЭС и экологические последствия использования топлива связаны с эффективностью применяемых в промышленности энергетических установок. Повышение их эффективности за счет перехода к новым технологиям и энергосбережению необходимо рассматривать в свете дополнительных капитальных затрат и окупаемости инвестиций.

Основой электрообеспечения страны в настоящее время являются более 700 электростанций общей мощностью свыше 215 тыс. МВт: почти 70 % – это тепловые электростанции в основном на высоких и сверхкритических параметрах пара; 20 % – ГЭС и 10 % АЭС. Средний расход топлива на выработку 1 кВт·ч изменялся в течение 1995–2000 гг. от 335 до 345 г у. т. Стоимость 1 МВт установленной мощности в РАО «ЕЭС России» – 1,75 млн долларов США (USD). За последние 5 лет потери электроэнергии в сетях энергосистем увеличились на 4,2 %, а производительность труда снизилась на 35 %. Производственные мощности РАО «ЕЭС России» имеют существенный материальный и моральный износ. Оборудование ТЭС мощностью 35 тыс. МВт (16,2 %) полностью выработало свой ресурс к 2000 г., к 2005 г. это количество возросло до 55 тыс. МВт или 25,6 %. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных потребителей России в зависимости от региона изменяется от 0,1 до 0,30 USD; в Челябинской области эта величина составляет ~ 0,15–0,25 USD. Одной из основных причин высокой стоимости электроэнергии является большой расход топлива на ее производство и достаточно высокая цена топлива.

Создание ТЭС с конденсационными турбинами единичной мощностью 500 МВт при сложившейся в РАО ЕЭС шкале требует 875 млн USD на каждую установку, то есть, 1,75 млн USD/МВт установленной мощности. При использовании этого оборудования на номинальной мощности 6000 ч в год срок окупаемости составит 8,4–9,6 лет при реализации электроэнергии по цене 0,15 USD/кВт·ч. Срок проектирования и строительства 5–6 лет, таким образом, возврат инвестиций можно ожидать через 13–14 лет, что малопривлекательно для бюджета и частного капитала.

Создание ТЭС с парогазовыми установками (ТЭС-ПГУ) можно осуществить при комбинации ГТУ западных производителей ценой 0,3…0,6 млн USD/МВт с отечественным паротурбинным оборудованием ценой 0,5 млн USD/МВт. С учетом крупных капвложений на строительно-монтажные работы ТЭС-ПГУ срок окупаемости установок приблизится к 7–8 годам. При этом расход топлива может быть снижен с 340 до 260 г у. т./кВт·ч.

Атомные электростанции имеют высокую стоимость установленной мощности, достигающую 2 млн USD/МВт, но весьма низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии 0,02 USD/кВт·ч из-за невысоких затрат на топливо, так как 1 кг урана-235 эквивалентен 93 вагонам угля или 67 цистернам жидкого топлива. Срок окупаемости АЭС не менее 8–9 лет. К тому же, АЭС на реакторах БН может иметь коэффициент воспроизводства топлива больше **1,0**, что может существенно улучшить ее экономические показатели.

Создание новых крупных ГЭС из-за больших капитальных затрат, наносимого земельным угодьям экологического ущерба и практического исчерпания потенциала водно-энергетических ресурсов вряд ли перспективно, несмотря на весьма низкую себестоимость электроэнергии, получаемой на ГЭС – менее 0,01 USD/кВт·ч.

По оценкам центра «ВИЭН» при МЭИ-ТУ [2] Урал относится к регионам со средним уровнем запасов энергии: технический потенциал ГЭС на Урале составляет 56 млрд кВт·ч в год, в том числе по малым ГЭС 17 млрд кВт·ч в год, из них используются соответственно 4,5 и 0,3 млрд кВт·ч в год. Однако эти оценки следует несколько уменьшить с учетом того, что на Южном Урале берут начало реки, обеспечивающие водный баланс Волго-Каспийского и Обь-Иртышского бассейнов.

Анализ традиционных путей развития энергетики по оценкам РАН показывает малую инвестиционную привлекательность создания в стране крупных электростанций в ближайшее время [1].

Из нетрадиционных технологий производства электроэнергии следует отметить геотермальные ТЭС, строительство которых возможно в некоторых регионах России. На базе Мутновского (Камчатка) геотермального месторождения и на Курильских островах в течение ближайших 10 лет

можно построить Гео-ТЭС общей мощностью 250 МВт; реальная стоимость установленной мощности более 2,0 млн USD/МВт без учета создания и инженерного обеспечения скважин.

Уральский регион, включающий Свердловскую, Пермскую, Челябинскую, Оренбургскую области, Башкирию, Татарстан и Удмуртию, относится к регионам со средним запасом геотермальной энергии – общий технический потенциал составляет 4 млн т у. т. в год Полное использование этого потенциала равносильно введению в работу одного паротурбинного блока мощностью 50 МВт.

В течение 1995–2000 гг. на территории России было введено менее 3 МВт ветроэлектрических станций, и трудно ожидать прогресса в этом направлении. Следует отметить, что за рубежом, где существуют государственные программы поддержки развития нетрадиционных источников энергии, ветровая и солнечная энергетика имеет ежегодный темп пророста в 30 %. Южный Урал характеризуется среднегодовой скоростью ветра от 3 до 5 м/с, среди других регионов это соответствует средним значениям. Стоимость установленной мощности ветроэлектрических станций – 1,0 млн USD /МВт, срок окупаемости 6–7 лет.

В области использования микроГЭС при стоимости более 2,5 млн USD/МВт и существенном ограничении на их месторасположение также не следует ожидать создания электростанций общей мощностью более 10 МВт.

Установки преобразования солнечной энергии в электроэнергию стоят около 3,0 млн USD/МВт и их широкое внедрение в государственном масштабе маловероятно. Урал относится к областям с низкой продолжительностью солнечного сияния – менее 1700 часов в год [2].

В РАН имеется эскизный проект создания так называемых гирляндных электростанций единичной мощностью 2...3 МВт, использующих кинетическую энергию океанских течений скоростью до 16 км/ч в районе Южно-Курильских островов.

Таким образом, можно полагать, что суммарная мощность электростанций, работающих с использованием энергии геотермального тепла, ветра, воды и солнца в ближайшие 10 лет не будет превышать 300...350 МВт при условии их 100 % финансирования в размере 800...900 млн USD в год. При этом экономия органического топлива составит приблизительно 1 млн т у. т., в денежном выражении 80...100 млн USD; общий срок окупаемости этого проекта примерно 10 лет. Следует отметить, что внедрение этих установок возможно только в 10–12 областях России. Урал, как отмечалось, относится к регионам со средним запасом геотермальной энергии – общий технический потенциал составляет 4 млн т у. т. в год.

Серьезную конкуренцию традиционным энергетическим циклам в области децентрализованной стационарной энергетики в ближайшем будущем составят электрохимические генераторы на топливных элементах (ЭХГ). Единичная мощность ЭХГ от 5 кВт до 10 МВт, в 2004 году достигнута установленная мощность 50 МВт при стоимости 3 млн USD/МВт; поставлена задача довести стоимость до 1 млнUSD/МВт, при этом срок окупаемости приблизится к 5–6 годам. К числу достоинств ЭХГ относятся: высокий КПД, низкая токсичность, бесшумность, модульная конструкция заводской готовности, широкий интервал мощности. На твердооксидных топливных элементах, использующих метан в качестве топлива, достигнут КПД 45...55 %, а при рекуперации теплоты 60...65 %. Недостатком следует считать малый ресурс работы 2...5 тыс. часов, вместо требуемого 20...30 тыс. часов [3].

Основные экономические показатели современных энергоустановок на базе нетрадиционных источников энергии, в отличие от традиционных ТЭС, ГЭС, АЭС и дизельных электростанций, имеют устойчивую тенденцию к улучшению и сегодня уже сопоставимы с аналогичными показателями традиционных электростанций. В качестве примера в таблице приведены данные по энергоустановкам США.

В промышленных и районных ТЭС и других установках промышленной теплоэнергетики отмечаются следующие тенденции. Стоимость 1 МВт установленной мощности для ТЭС, сжигающих биомассу и бытовые отходы, может достигать 1,0 млн USD при существующих метантанках, паровых котлах и готовой производственной инфраструктуре. Срок окупаемости такого проекта 2–3 года без учета экономии от уменьшения затрат на создание иловых полей, мусорных свалок и полигонов; в течение ближайших 5–6 лет можно ожидать ввод около 50 МВт на этих технологиях.

Одним из серьезных резервов является замена дросселирующих установок типа РОУ на противодавленческие турбины; общий потенциал таких технологий оценивается в 15...17 тыс. МВт. Стоимость 1 МВт составляет 0,45 млн USD для энергокомплекса мощностью 0,5 МВт и 0,25 млн USD при мощности более 6 МВт; срок окупаемости 1–2 года [1]. Однако весь указанный потенциал использовать невозможно из-за трудностей согласования суточно-сезонных графиков нагрузок по производственному пару.

Аналогичной по экономическим показателям является установка предвключенной газовой турбины перед паровыми или водогрейными котлами, но в стране отсутствует производство высокоэффективных газовых турбин мощностью 25–40 МВт, а фирмы, использующие технологии ABB, «Сименс» и «Дженерал электрик» пока не вышли на уровень промышленного производства.

На газокомпрессорных станциях РАО «Газпром» имеется большой потенциал теплоты продуктов сгорания после газотурбинных приводов компрессоров с температурой 350 °С и выше – приблизительно 4...5 тыс. МВт. Стоимость установлен-

Цена электроэнергии (числитель), USD/ кВт·ч и капитальные вложения (знаменатель), млн USD/МВт традиционных и нетрадиционных электростанций за рубежом

Наименование электростанции	1980 г.	1990 г.	2000 г.
Тепловые электростанции	0,03…0,04 / 0,6…0,9	0,04…0,05 / 1,10	0,06 / 1,50
В том числе на мазуте	0,06 / 0,6…0,8	0,06 / 0,85	0,07 / 1,0
Крупные гидроэлектростанции	0,02 / 1,2	0,04 / 1,5…1,8	нет данных / 2,0
Атомные электростанции	0,03…0,05 / 1,5	0,04…0,13 / 2,0	0,07…0,15 / 2,25
Ветроэлектростанции	0,25 / 3,0	0,07 / 1,5…2,0	0,04 / 1,0
Солнечные тепловые электростанции	0,24 / 15,0	0,08…0,12 / 3,0	0,05 / 2,5
Солнечные фотоэлектрические станции	1,5 / 50,0	0,35 / 20,0	0,06…0,12 / 3,0…5,0
Малые гидроэлектростанции	нет данных / 2,5	нет данных / 3,0	нет данных / 3,5
Геотермальные электростанции	0,025…0,07 / 1,5…2,0	нет данных / 2,3	нет данных / 2,5

ной мощности утилизационного паротурбинного оборудования составляет 0,7 млн USD/МВт, срок окупаемости 2 года.

Общий потенциал энергосберегающих технологий промышленных ТЭС составляет не менее 3,0 тыс. МВт, экономия топлива при их внедрении достигает 4,5 млн т у. т. в год.

Литература

1. Энергосберегающие и нетрадиционные технологии производства электроэнергии/ А.И. Леонтьев, В.И. Доброхотов, И.А. Новожилов и др.// Теплоэнергетика. – 1999. – № 4. – С. 2–6.

2. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии/ В.И. Виссарионов, С.В. Белкина, Г.В. Дерюнина и др./ Под. ред. В.И. Виссарионова. – М.: ООО фирма «ВИЭН», 2004.

3. Месяц Г.А., Прохоров М.Д. Водородная энергетика и топливные элементы// Вестник РАН. – 2004. – Т. 74. – № 7. – С. 579–597.

Лымбина Людмила Ефимовна – доцент кафедры «Промышленная теплоэнергетика» Южно-Уральского государственного университета, кандидат технических наук. В 1974 г. окончила Магнитогорский горно-металлургический институт по специальности «Промышленная теплоэнергетика».

УДК 662.611(075.8)

СВЯЗЬ СОСТАВА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ С АЭРО-ТЕРМОХИМИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ В ТОПКЕ

Е.Е. Торопов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассматриваются положения, позволяющие формализовать систему воздействий на процесс сжигания топлива по анализу продуктов сгорания и повысить эффективность использования топлива в тепловых агрегатах.

Управление эффективностью сжигания органического топлива в тепловых агрегатах обычно основано на анализе продуктов сгорания по содержанию монооксида углерода и избыточного кислорода. Однако при определении истинных причин появления как CO, так и неиспользованного в процессе сжигания топлива O_2, возникают различные варианты объяснения с привлечением того или иного механизма протекания топочных процессов. Неоднозначность диагностических выводов при анализе эффективности сжигания топлива связана со сложностью взаимосвязанных процессов в топочном объеме, так как рациональная организация процесса горения предполагает воздействие на аэродинамику, термохимию, теплообмен, перемешивание, воспламенение и выгорание топливных компонентов смеси. При этом, безусловно, должна быть обеспечена устойчивость работы топливосжигающих устройств относительно нестационарных процессов колебательного и апериодического характера, что связано с появлением режима пульсирующего горения или с перемещением корневых участков факела относительно плоскости ввода компонентов горения.

Разработка полной математической модели аэро-термохимических процессов (АТХ) при горении топлива – достаточно сложная задача, поэтому при расчете топок и тепловых агрегатов обычно идут по пути создания нормативных методик, в среднем удовлетворительно описывающих АТХ-процессы, с использованием модельных представлений и экспериментальных данных. При диагностике АТХ-процессов на работающих агрегатах могут оказаться полезными простые модельные соотношения, базирующиеся на теории горения топлива и теории подобия тепловых процессов [1].

В условиях полного адиабатного сгорания газовоздушной смеси температура t_a зависит от теплоты сгорания топлива Q_H^P и полной теплоемкости смеси, отнесенной к единице топлива $C_t = V_\alpha c_t$,

$$t_a = \mu_0 Q_H^P / C_t + t_{см}, \qquad (1)$$

максимум t_a достигается при полном тепловыделении от исходного содержания топлива; для промежуточного состояния, когда остаточное содержание горючего равно μ,

$$t_a = (\mu_0 - \mu) Q_H^P / c_t + t_{см}, \qquad (2)$$

откуда можно получить

$$\frac{t_a - t}{t_a - t_{см}} = \frac{\mu}{\mu_0}; \qquad (3)$$

при обозначении безразмерного температурного потенциала в пламени $\Theta = (t_a - t)/(t_a - t_{см})$ и безразмерного потенциала горючего газа $\mathrm{M} = \mu/\mu_0$

$$\Theta = \mathrm{M}. \qquad (4)$$

При выводе (1) принималось допущение, что объемное количество движущихся газов для исходной смеси, горящих газов и продуктов сгорания одинаково: $V_{см} \cong V_{см \to пс} \cong V_{пс}$, что также принималось для их теплоемкости c_t.

Справедливость допущения о неизменности объемного расхода газов в процессе горения, можно оценить, сравнив количество полученных в результате горения продуктов сгорания с количеством исходной смеси.

Количество продуктов сгорания определяется зависимостью

$$V_{пс} = \left[\left(l_1 Q_H^P - \Delta L\right)\alpha + \Delta S Q_H^P\right] B,$$

где $\Delta S = S_1 / Q_H^P - S_2$; Q_H^P – теплота сгорания топлива в МДж/м^3; α – коэффициент расхода воздуха; l_1, ΔL, S_1, S_2 – табличные данные для конкретного вида топлива. Количество исходной смеси $V_{см} = \left[\left(l_1 Q_H^P - \Delta L\right)\alpha + 1\right] B$; взяв отношение $V_{пс}/V_{см}$ и сократив расход топлива B, получим зависимость для оценки изменения объема газов при горении для нормальных условий:

$$V_{пс}/V_{см} = 1 + \left(\Delta S Q_H^P - 1\right) \Big/ \left[\left(l_1 Q_H^P - \Delta L\right)\alpha + 1\right].$$

Расчет по вышеприведенным соотношениям дает для доменного газа с Q_H^P = 3,56 МДж/м^3 $V_{пс}/V_{см}$ = –0,074, для коксового газа с Q_H^P = 16,75 МДж/м^3 (–0,098), для природного газа с Q_H^P = 35,8 МДж/м^3 (±0). Эти результаты можно легко объяснить химическими реакциями при гомогенном горении газовых смесей: при сгорании CO и H_2 из исходных трех молей компонентов горения в продукты сгорания переходят только два моля CO_2 и

H_2O, при сжигании CH_4 из исходных трех молей получаются три моля газообразных продуктов сгорания, то есть, количество газообразных компонентов не изменяется. Основной горючей составляющей доменного газа является CO, коксового – H_2, природного – CH_4.

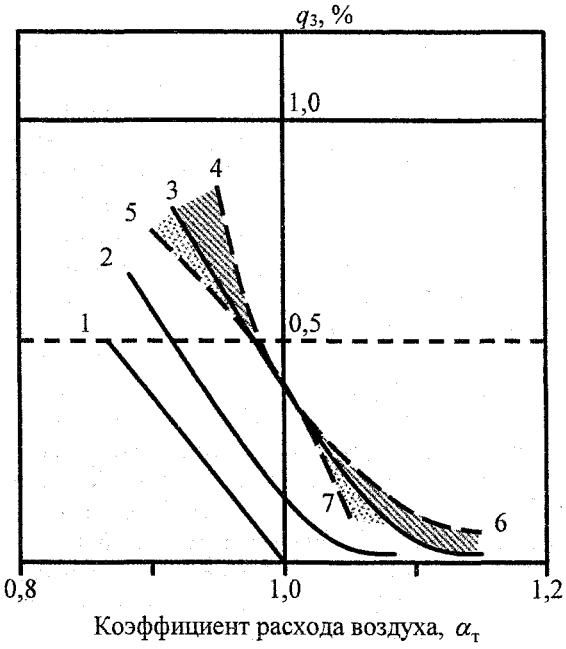
Таким образом, можно заключить, что отклонение поля концентраций от температурного поля по причине изменения объемных расходов будет составлять для доменного газа – 7,4 %, для коксового – 9,8 % и для природного газа ±0 %; для смесей этих газов отклонения полей концентраций можно определить по правилу аддитивности.

Распределение потенциала горючего газа $\mu = \mu_0 M = f(x)$ по продольной оси камеры сгорания x задается аэродинамическими принципами организации факельного процесса, в соответствии с этим достигается распределение температурного потенциала Θ; фактическая температура в потоке газов будет зависеть от интенсивности отвода теплоты к стенам и тепловоспринимающим поверхностям агрегата, что можно выразить коэффициентом понижения потенциала æ(x)

$$\Theta = æ(x) \cdot M. \quad (5)$$

При задании различной интенсивности тепловыделения $\mu(x)$ и интенсивности охлаждения потока газов æ(x) необходимо рассчитать координату сечения, где температура станет ниже температуры воспламенения $t < t_{вос}$; если в этом сечении $\mu(x) > 0$, то в камере сгорания создаются условия для химической неполноты горения. В этом случае в продуктах сгорания могут появляться CO и неизрасходованный O_2. Следует отметить, что, строго говоря, понятие температуры $t_{вос}$ относится к самовоспламенению неподвижной топливовоздушной смеси в емкости постоянного объема, но и для движущегося диффузионного факела это понятие дает возможность определить некоторые границы процесса. Аналогично определяются и другие условия химического недожога; эти варианты изображены на рисунке, где для различных условий сжигания изображены потери от химической неполноты сгорания q_3, %, в зависимости от коэффициентов расхода воздуха $\alpha_т$, подаваемого в топку.

Последовательно на рисунке показаны: кривая 1, соответствующая идеальным условиям сжигания стехиометрической смеси горючего газа с воздухом; кривая 2 – для реальных процессов достаточно высокой степени организации процесса АТХ; кривая 3 соответствует неудовлетворительным условиям организации процесса АТХ. Отклонение кривой 3 вверх, на место кривой 4, свидетельствует об ухудшении условий смешения газа с воздухом при $\alpha_т < 1{,}0$; отклонения же вниз, на место кривой 5, свидетельствует об интенсификации процесса в этой области. Аналогично объясняется перемещение кривой 3 на позиции 6 и 7 при $\alpha_т > 1{,}0$. В соответствии с этим выводами принимаются решения о совершенствовании процессов АТХ в области кривых 4 и 6 с помощью изменения интенсивности закручивания потоков, изменения сечений, подачи острого дутья и т.д. [2].



Зависимость потерь с химическим недожогом q_3 от коэффициента расхода воздуха $\alpha_т$

Изложенные выше положения позволяют разграничить данные по составу продуктов сгорания по возможным причинам неудовлетворительной организации процесса горения и формализовать систему воздействий на процесс сжигания топлива по анализу продуктов сгорания, что позволяет повысить эффективность использования топлива в тепловых агрегатах.

Литература

1. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. – М.: Наука, 1987.

2. Торопов Е.Е., Панферов В.И. Диагностические особенности анализа процессов горения// В кн.: Создание и внедрение корпоративных информационных систем на промышленных предприятиях Российской Федерации. – Магнитогорск, 2005. – С. 208–210.

Торопов Евгений Евгеньевич – окончил Южно-Уральский государственный университет в 2004 г., аспирант кафедры «Теплогазоснабжение и вентиляция», ЮУрГУ.

УДК 621.314; 681.3

АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ МНОГОЗОННЫМ ИНДУКЦИОННЫМ НАГРЕВОМ ОТ ИСТОЧНИКА С ОГРАНИЧЕННОЙ МОЩНОСТЬЮ

Ю.М. Зинин
г. Уфа, УГАТУ

Приведены результаты разработки алгоритма управления статическим источником электронагрева с ограниченной выходной мощностью. Проведенный анализ позволил оптимизировать нагрев нескольких зон в установке индукционного нагрева для эпитаксиальной технологии.

Эффективность использования электротермического оборудования и максимальной интенсификации процесса нагрева достигаем, решая задачу управления в следующей формулировке. Имеется несколько зон технологического нагрева, каждую из которых необходимо нагреть до определенной температуры. Исходная температура, подлежащих нагреву термических зон, одинакова и равна температуре окружающей среды. Тепловая мощность, выделяемая в каждой зоне равна P_i, суммарная тепловая мощность, выделяемая во всех зонах одновременно, ограничена мощностью источника питания [1].

Математическую модель нагреваемого тела, у которого перепад температур от поверхности к центру минимальный, так называемое «тонкое» тело, представляем в виде обыкновенных дифференциальных уравнений. Каждая из нагреваемых зон, в этом случае, имеет передаточную функцию апериодического звена и описывается линейными дифференциальными уравнениями [2].

Нагреваемые индукционным способом объекты представляем динамическими моделями, следующим образом:

$$\frac{d\tau}{dt} = -\alpha\tau + P,\ \alpha = \frac{\lambda F}{Gc},\ \text{т} = \frac{P}{Gc}, \qquad (1)$$

где τ, t, F, G, c, P – превышение температуры, время нагрева, площадь теплоизлучения, масса тела, его удельная теплоемкость и тепловая мощность источника энергии [3].

В уравнении (1) кроме составляющих пропорциональных увеличению теплосодержания $\frac{d\tau}{dt}$, конвекции $\alpha\tau$ и управляющей температурным режимом тепловой мощности P, отражается мощность взаимных тепловых потоков:

$$\left|\frac{d\tau_i}{dt} = -\alpha_i\tau_i + \sum_{j=1}^{N} q_{ji} + P_i,\right.$$

где $$\left|\begin{array}{l} q_{ji} = d_{ji}\left(\tau_j - \tau_i\right); \\ d_{ji} = d_{ij},\ \text{i} \neq \text{j}; \end{array}\right. \qquad (2)$$

q_{ij} – взаимный тепловой поток зон нагрева.

После подстановки и преобразований получаем:

$$\frac{d\tau_i}{dt} = -(\alpha_i + \sum_{j=1}^{N} d_{ij})\tau_i + \sum_{j=1}^{N} d_{ji}\tau_j + P_i,\ i \neq j, \qquad (3)$$

где $\left(\alpha_i + \sum_{j=1}^{N} d_{ji}\right)\tau_i$ – теплоотдача соответствующей тепловой зоны, при $\tau_i = 0$;

$\sum_{j=1}^{N} d_{ji}\tau_j$ – тепловой поток, воспринимаемый соответствующей зоной, при $\tau_j = 0$.

Принимая $j = i$, одновременно полагая для первого члена $d_{ii} = \alpha_i$, получаем следующую систему дифференциальных уравнений в матричной форме:

$$\frac{d\tau}{dt} = B\tau + P,$$

$$\tau = \begin{vmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \cdots \\ \tau_N \end{vmatrix};\ B = \begin{vmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{13} & \cdots & B_{1N} \\ B_{21} & B_{22} & B_{23} & \cdots & B_{2N} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ B_{N1} & B_{N2} & B_{N3} & \cdots & B_{NN} \end{vmatrix};\ P = \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdots \\ P_N \end{vmatrix}.$$

Диагональные элементы матрицы B вычисляются по формуле

$$B_{ii} = -\sum_{j=1}^{N} d_{ji},$$

где остальные элементы $B_{ij} = d_{ij}$.

Полученная матрица симметрическая и с действительными коэффициентами. Такие матрицы обладают некоторыми особыми свойствами. Все собственные значения действительной симметрической матрицы B есть действительные числа. Всякую действительную симметрическую матрицу при помощи преобразования подобия $K = H\,B\,H^{-1}$ можно привести к диагональной матрице A с помощью неособенной матрицы H. Исходная B и диагональная матрица A имеют один и тот же характеристический полином и одинаковые собственные значения.

Если $d_{ij} = 0$, система приводится к виду с разделенными переменными:

$$\frac{d\tau}{dt} = A\tau + P, \quad A = \begin{vmatrix} -\alpha_{11} & \cdots & \cdots & 0 \\ 0 & -\alpha_{22} & \cdots & 0 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & -\alpha_{NN} \end{vmatrix}, \quad \alpha \geq 0 .$$

Требуется определить вектор управления, чтобы нагреть тепловые зоны до необходимых температур за минимальное время.

Данная задача формализуется следующим образом:

$$\begin{vmatrix} \frac{d\tau}{dt} = B\tau + P, \quad T \to \min \\ \tau(0) = 0 \\ \tau(T) = \tau_k, \qquad \sum_{i=1}^{N} P_i \leq Q \end{vmatrix}, \tag{4}$$

где $\tau = [\tau_i]$ – вектор, превышения температуры нагреваемой зоны над температурой окружающей среды.

Эта задача относится в теории управления к классу задач максимального быстродействия. Решение задачи производится аппроксимацией разностным аналогом непрерывной модели технологического процесса и последующим решением экстремальных задач на каждом из шагов дискретизации управления.

Для решения задач оптимизации, в реальном масштабе времени, применение указанного метода ограничено, так как он требует выполнения большого количества вычислительных процедур и сохранения числовых значений целевого функционала на каждом шаге решения [4].

Для решения (4) воспользуемся теоремой о конечном числе переключений.

Матрица B системы уравнений симметрическая с действительными элементами, она имеет N действительных корней. Следовательно, оптимальный вектор управления P^*, в соответствии с теоремой о конечном числе переключений, представляет кусочно-постоянную вектор-функцию. Он имеет не более $N-1$ переключений и на каждом интервале постоянства принимает определенное значение в одной их вершин многогранника U – управления.

Рассмотрим область управления U,

$$\sum_{i=1}^{N} P_i \leq Q; \; P_i \geq 0 . \tag{5}$$

Эта область представляется выпуклым многогранником, ограниченном гиперповерхностями, построенными на попарно определенных осях координат.

Вершинами многогранника являются точки

$$P_\alpha = Q, \quad \alpha = 1, 2, ..., N .$$

Графическое представление трехмерной гиперповерхности области управления показано на рис. 1.

$$A, \; g, \; U, \; P . \tag{6}$$

Область управления представляет собой выпуклый многогранник, ограниченный гиперповерхностью (6) и гиперповерхностями, построенными на попарных осях координат.

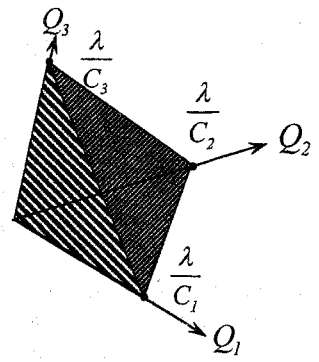


Рис. 1. График 3-мерной области управления многозонным нагревом

Вершинами многогранника являются точки

$$Q_j = \frac{\lambda}{C_j}, \quad (j = 1, 2, ..., N) .$$

Таким образом, вектор оптимального управления имеет N значений.

$$P^*_{[\beta]} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ Q \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{matrix} \Big\} \beta \ldots \Big\} N, \text{ где } \beta = 1, \ldots, N. \tag{7}$$

Последнее выражение показывает, что для оптимального, по быстродействию, нагрева технологических зон необходимо, чтобы тепловая энергия выделялась поочередно в каждой из них. В этом случае задача синтеза оптимального регулятора приводится к определению очередности переключений и затем к определению моментов времени, когда эти переключения происходят.

Для этого введем новые координаты, определенные как

$$\tau = Ly . \tag{8}$$

Получаем $\frac{dy}{dt} = Ry + KP$,

где $R = L^{-1}BL, \; K = L^{-1}$. (9)

Далее используем свойство симметрических матриц. Представим матрицу L, чтобы матрица R системы (9) была диагональной. Следовательно, мы определим координаты, в которых исходная система описывается уравнением с диагональной матрицей, а траектории и управление в этих координатах определены линейными преобразованиями.

Синтез оптимального регулятора в рассматриваемой линейной системе, описываемой уравнением с симметрической матрицей, приводится к поиску оптимальных P^* управлений в системе с диагональной матрицей. В процессе решения мы

используем афинное преобразование траектории τ температур и управления P.

Рассмотрим диагональную матрицу A.

$$\left|\begin{array}{l} \dfrac{d\tau}{dt} = A\tau + P, \quad T \to \min \\ \tau(0) = 0 \\ \tau(T) = \tau_k, \qquad \sum\limits_{i=1}^{N} P_i \le Q_{CC_n} \end{array}\right|. \qquad (10)$$

Для каждого из интервалов вектора управления полученную систему (9) представим в виде

$$\frac{d\tau_\beta}{dt} = A\tau_\beta + P, \qquad \tau_\beta = \tau + A^{-1}p. \qquad (11)$$

Решение последнего уравнения получаем в следующем виде

$$\tau_\beta = \tau_{\beta 0} e^{At}, \qquad (12)$$

где e^{At} – матричный экспоненциал;

$\tau_{\beta 0}$ – начальное значение вектора температур.

Учитывая выражения (10) и (11), а также диагональную структуру матрицы A и граничные значения получаем краевую задачу многозонного нагрева в следующем виде

$$\left\{\begin{array}{l} \nu_N\left(1 - e^{-\alpha_N t_N}\right) = \sigma_N \\ \nu_{N-1}\left(1 - e^{-\alpha_{N-1} t_{N-1}}\right) e^{-\alpha_{N-1} t_N} = \sigma_{N-1} \\ \nu_{N-2}\left(1 - e^{-\alpha_{N-2} t_{N-2}}\right) e^{-\alpha_{N-2}(t_N + t_{N-1})} = \sigma_{N-2} \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ \nu_1\left(1 - e^{-\alpha_1 t_1}\right) e^{-\alpha_1(t_N + t_{N-1} + \ldots + t_2)} = \sigma_1 \\ \sum\limits_{i=1}^{N} t_i = T \end{array}\right|, \qquad (13)$$

где $\nu_i = \dfrac{Q_{CC_n}}{\alpha_i}$, t_i – длительность соответствующего интервала вектора управления.

Система (13) при фиксированной очередности переключений определяет полную длительность нагрева.

Мы определили задачу оптимизации как составление очередности в нумерации индексов с целью минимизации значения T – периода управления.

Определим оптимальное управление в виде дискретной функции индексного аргумента

$$\frac{\max e^{-T}}{i} = \max\left(\left(\left(\ldots\left(\left(1 - \frac{\sigma_N}{\nu_N}\right)^{\frac{\alpha_{N-1}}{\alpha_N}} - \right.\right.\right.\right.$$

$$- \frac{\sigma_{N-1}}{\nu_{N-1}}\Big)^{\frac{\alpha_{N-2}}{\alpha_{N-1}}} - \frac{\sigma_{N-2}}{\nu_{N-2}}\Big)^{\frac{\alpha_{N-3}}{\alpha_{N-2}}} -$$

$$- \frac{\sigma_{N-3}}{\nu_{N-3}}\Big)^{\frac{\alpha_{N-4}}{\alpha_{N-3}}} - \ldots - \frac{\sigma_2}{\nu_2}\Big)^{\frac{\alpha_1}{\alpha_2}} - \frac{\sigma_1}{\nu_1}\Big)^{\frac{1}{\alpha_1}}. \qquad (14)$$

Представим вектор P в следующем виде:

$$P = Q\, g\, U, \qquad (15)$$

где $U = [U_i]$ – нормированный вектор управления;

$g = [g_{ii}]$ – диагональная весовая матрица.

После указанных преобразований представим последнее равенство в следующем виде:

$$\frac{d\tau}{dt} = B\tau + PgU. \qquad (16)$$

Последнее выражение позволяет определить передаточную матрицу по управлению

$$W(p) = P(pE - B)^{-1} g = W_1(p) W_2(p),$$

где $W_1(p) = P$ и $W_2(p)$ – передаточные функции звеньев разомкнутой системы регулирования.

Оптимальное управление определено в следующем виде:

$$\|pU\| = \left|P \sum_{i=1}^{N} U_i\right| \le P.$$

Алгоритм управления многозонным регулятором заключается в том, чтобы переходной процесс системы от начальных значений до конечной температуры протекал за минимальное время.

Введем новые фазовые переменные $y = [y_i]$, связанные со старыми переменными квадратной матрицей L: $\tau = Ly$.

Описание электротермического процесса в данной системе координат получаем из (16).

После преобразований это выражение будет иметь вид:

$$\left[\frac{dy}{dt} = Ry + Pg_1U, \;\; R = L^{-1}BL, \;\; g_1 = L^{-1}g\right].$$

Изменением матрицы L можно отобразить исходный процесс в новую систему координат, где оптимальные траектории $\tau(t)$ отображаются в оптимальные траектории $y(t)$, при этом начальные и конечные точки этих траекторий однозначно соответствуют друг другу.

При этом отображении рассматриваемого процесса в системах неизменными остаются временные параметры, так как преобразованию подлежат только пространственные координаты, а не временные характеристики процесса.

Временные координаты, характеризующие быстродействие системы и длительности настроенных интервалов времени управления на каждую из зон, равны.

В результате преобразований система уравнений оптимального управления многозонным нагревом принимает следующий вид:

$$\left\|\begin{array}{l} \dfrac{d\tau}{dt} = A\tau + PgU, \qquad T \to \min \\ \tau(0) = 0, \;\; \tau(T) = \sigma, \;\; \sum\limits_{i=1}^{N} U_i \le 1 \end{array}\right\|, \qquad (17)$$

где A, g, U, P – диагональная матрица, весовая диагональная матрица, нормированный вектор управления и ресурс (мощность) источника питания.

В системе уравнений (16) интервалы времени t_i определяются условием перехода вектора управления U из начальных координат, для которых $\tau(0)=0$ к концам фазовой траектории $\tau(T)=\sigma$. Этому условию удовлетворяет множество $N!$ нормированных векторов управления U. Оптимальным вектором, согласно теории расписаний, является вектор, который обеспечивает минимальное время $T_{\min}$.

Нам необходимо установить оптимальную последовательность нумерации идентификационных индексов.

Задача упорядочения индексов в постановке теории расписания:

$$f(\pi^*)=\max((\ldots((((1-\frac{\sigma_N}{v_N})^{\frac{\alpha_{N-1}}{\alpha_N}}-\frac{\sigma_{N-1}}{v_{N-1}})^{\frac{\alpha_{N-2}}{\alpha_{N-1}}}-$$

$$-\frac{\sigma_{N-2}}{v_{N-2}})^{\frac{\alpha_{N-3}}{\alpha_{N-2}}}-\frac{\sigma_{N-3}}{v_{N-3}})^{\frac{\alpha_{N-4}}{\alpha_{N-3}}}-\ldots-\frac{\sigma_2}{v_2})^{\frac{\alpha_1}{\alpha_2}}-\frac{\sigma_1}{v_1})^{\frac{1}{\alpha_1}}. \quad (18)$$

где π^* – оптимальная последовательность переключений, определяющая минимальное значение $T_{\min}$.

Реализация управления системой нагрева определяется выявлением последовательности переключений зон нагрева π^* с последующим вычислением периода вектора управления π^*. Затем система переходит в следующую позицию, соответствующую очередному переключению вектора управления.

Алгоритм, оптимальной по быстродействию, системы многозонного нагрева следующий.

1. Определение оптимальной последовательности вектора управления π^*. Эта операция производится программным обеспечением супервизорной ЭВМ, входящей в состав системы управления.

2. Вычисление температуры нагреваемых зон в моменты переключений системы γ_i. Производится аппроксимацией градуировочной характеристики измерительной термопары.

3. При достижении любой зоной нагрева заданного значения температуры происходит переключение системы в следующую позицию.

Для реализации алгоритма необходимо, чтобы источник энергии, переключаемый на индукционные нагрузки, обладал меньшим запаздыванием, чем тепловая постоянная времени нагреваемых зон.

При управлении системой многозонного нагрева нами использована ЭВМ, что потребовало разработки интерфейса, обеспечивающего подключение локальных контуров частотного регулирования [6, 7].

Управление системой осуществляется по супервизорному принципу, вектор управления многозонной системой индукционного нагрева интерпретируется адресом (номером) канала, на который происходит переключение управления частотой, а значение этой частоты определяется в первом цикле подключенной нагрузки инструментальными средствами.

Приведенный алгоритм системы управления инверторно-индукционной установкой позволил эффективно использовать индукционный нагрев в прецизионной технологии эпитаксиального производства изделий микроэлектроники.

На рис. 2 показана установка, в которой реализуется нагрев герметизированной рабочей зоны с высокоточными испарителями кремнийсодержащего реагента от тиристорного преобразователя частоты (ТПЧ).

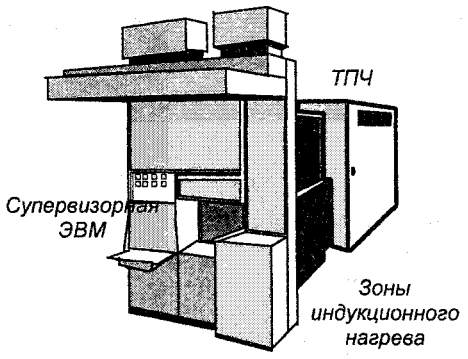


Рис. 2. Многозонная тиристорно-индукционная установка для эпитаксиального производства

Технологический процесс управляется микропроцессорной системой, обеспечивающей программируемое управление температурой, регулируемый расход технологических газов и управление временем технологических операций [7].

Установка предназначена для наращивания эпитаксиальных слоев кремния на пластинах диаметром 150, 100 и 76 мм. Она оснащена кварцевым реактором цилиндрического типа с индукционно-радиационным нагревом пластин (с системой переотражения излучаемой энергии) и системой контроля герметизации реактора.

Диапазон рабочих температур 900...1250 °С, неравномерность температурного поля в нагреваемой зоне не более 10 °С, скорость нагрева и охлаждения кремниевых пластин в рабочем диапазоне температур 20...100 °С/мин.

Супервизорная ЭВМ обеспечивает стабилизацию и допусковый контроль параметров процесса с выводом информации на дисплей.

Процесс управления направлен на выравнивание средних относительных температур нагреваемых зон. Если от периода к периоду меняется номер «лидирующей» зоны, то отстающие получают энергию и соответствующее приращение температуры, пропорциональные степени отставания в предыдущем периоде. Таким образом, выявленный алгоритм оптимального управления в функции разности установленных и текущих значений температур нагреваемого объекта обеспечивает процесс регулирования многозонным индукционным нагревом.

Литература

1. А.с. № 1102057. Способ управления индукционной нагревательной установкой. Марон В.М., Иванов А.В., Зинин Ю.М., Ройзман П.С. Опубл. в БИ № 25, 1984 г.

2. Шапиро С.В., Зинин Ю.М., Иванов А.В. Системы управления с тиристорными преобразователями частоты для электротехнологии. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 168 с.

3. Синтез оптимального по быстродействию регулятора системы с ограниченными ресурсами/ Ю.М. Зинин, В.М. Марон, П.С. Ройзман, В.А. Пацкевич// Межвуз. науч. сб. «Электронные системы управления и контроля летательных аппаратов». – Уфа, 1984. – Вып. 9.

4. Зинин Ю.М. Информационно-вычислительный комплекс электротермической установки// Межвуз. науч. сб. «Измерительные преобразователи и информационные технологии». – Уфа: УГАТУ, 1998. – С. 195–202.

5. Зинин Ю.М. Ройзман Ю.П. Современные тиристорные преобразователи повышенной частоты «Петра». Аэрокосмическая техника и высокие технологии. Всероссийская научно-техническая конференция. – Пермь: ПГТУ, 2002.

6. Зинин Ю.М. Автоматизированные инверторно-индукционные комплексы электротермической обработки// Межвуз. науч. сб. «Электромеханические комплексы и системы управления ими». – Уфа: УГАТУ, 1998. – С. 102–105.

7. Зинин Ю.М. Синергия управления инверторно-индукционными системами электротермических установок повышенной частоты// Межвуз. науч. сб. «Управление в сложных системах». – Уфа. – 1998. – С. 171–176.

Зинин Юрий Михайлович, доцент кафедры ЭЛА и НТ УГАТУ. В 1969 г. окончил УАИ, с 1978 г. – канд. техн. наук. Научные интересы связаны с исследованиями в области систем управления и проектирования высокочастотных установок индукционного нагрева от полупроводниковых преобразователей частоты.

УДК 696.6+697.2

РЕГУЛИРОВАНИЕ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЖИЛЫХ ДОМОВ С ЭЛЕКТРОТЕПЛОСНАБЖЕНИЕМ

Е.Л. Файда, В.В. Варганов***
г. Челябинск,
** ЮУрГУ*
*** ООО «Прибор»*

Рассмотрены способы регулирования максимума нагрузки квартирных электрических сетей при электротеплоснабжении домов, позволяющие одновременно с оптимизацией систем электроснабжения решать вопросы оптимизации температурных режимов помещений.

При регулировании максимума нагрузки в жилых домах с электротеплоснабжением периодически приходится снижать среднее значение мощности электронагревательных приборов, что, естественно, приводит к нежелательному снижению температуры в обогреваемых помещениях. В этих условиях задача системы автоматического регулирования сводится не только к регулированию максимума нагрузки, но и к оптимальному для пользователя (жильца) регулированию температурных режимов в помещениях. Если все помещения являются равнозначными для пользователя, то критерием оптимальности является обеспечение одинакового качества регулирования температурного режима во всех обогреваемых помещениях. Когда помещения являются неравнозначными для пользователя, то критерием оптимальности является обеспечение более высокого качества регулирования температурного режима в наиболее значимых для пользователя помещениях.

Если для жилого дома установлен лимит мощности энергосистемой, то контроль и регулирование максимума нагрузки осуществляется или по величине установленного лимита мощности или по среднему значению мощности на получасовом интервале [1]. Если лимит мощности не установлен, то для оптимизации электрических сетей жилого дома регулирование максимума нагрузки осуществляется по величине допустимой мощности или по среднему значению мощности на интервале времени равном, как правило, трем постоянным времени нагрева питающих линий [2].

Одним из эффективных путей регулирования максимума нагрузки многоквартирного дома является поквартирное регулирование максимума нагрузки.

Регулирование максимума нагрузок квартирной сети при управлении температурным режимом в равнозначных помещениях наиболее целесообразно осуществлять за счет отключения нагревательных приборов, находящихся в помещениях с минимальным отклонением температуры от заданного значения [3]. Для реализации этого в каждой квартире 1 (рис. 1), имеющей сеть электроснабжения 2, установлен микропроцессорный блок управления (МБУ) 3, который через линию связи 4 соединен с датчиками температуры 5 и мощности 6. К сети электроснабжения подключены нагревательные (регулируемые) приборы 7 и прочие (нерегулируемые) бытовые электроприемники 8. При этом электронагревательные приборы 7 и датчики температуры 5 размещены в тех помещениях 9, на температуру которых осуществляется воздействие.

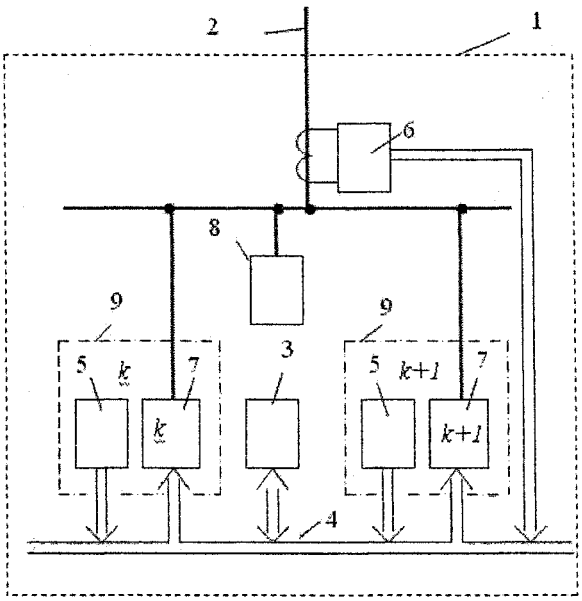


Рис. 1. Структурная схема системы управления нагрузкой квартирной сети для равнозначных помещений

Исходными данными, хранящимися в базе данных МБУ, являются: длительность контролируемого интервала T, допустимое энергопотребление W_T на контролируемом интервале, заданные пользователем температурно-временные циклограммы для каждого обогреваемого помещения.

Для регулирования энергопотребления на контролируемом интервале, используется дискретное осреднение графика нагрузок квартирной сети на n последовательных непересекающихся проме-

жутках времени $[t_i, t_{i+1}]$, где i=0, 1, 2, …, n (рис. 2). В контрольные моменты времени t_i МБУ через линию связи производит опрос всех датчиков температуры. Если температура в помещении выше или равна заданному значению, то через линию связи на электронагревательный прибор, находящийся в этом помещении, с МБУ поступает команда на отключение. Температурный режим данного помещения на промежутке времени $[t_i, t_{i+1}]$ исключается из общего рассмотрения. Рассматриваются только помещения, в которых температура ниже заданного значения. Для принятия решения о допустимости включения в момент времени t_i электронагревательного прибора, находящегося в помещении, температура в котором ниже заданного значения, МБУ в соответствии с рабочей программой осуществляет расчет желательного на промежутке времени $[t_i, T]$ энергопотребления

$$W_{жi} = W_T - W_i,$$

где W_i – фактическое энергопотребление на промежутке времени $[t_0, t_i]$.

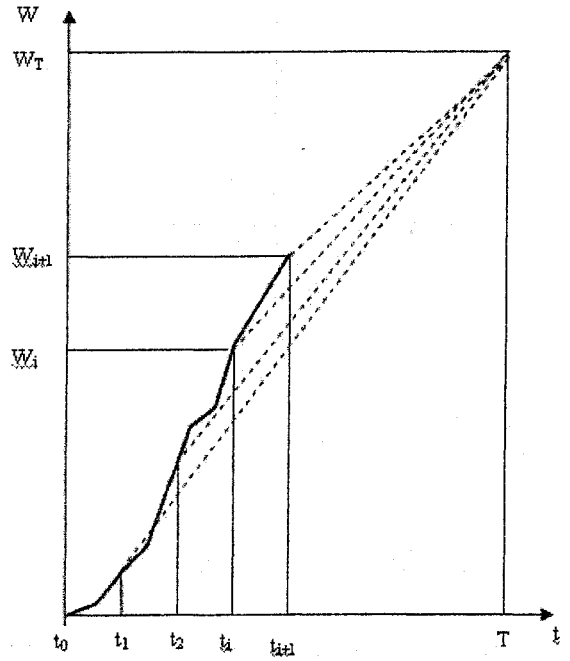


Рис. 2. График нагрузки квартирной сети на контролируемом интервале времени

Если $W_{жi} \le 0$, то с МБУ на все электронагревательные приборы поступает команда на отключение.

Если $W_{жi} > 0$, то МБУ определяет величину желательной на промежутке времени $[t_i, T]$ нагрузки квартирной сети

$$P_{жi} = \frac{W_{жi}}{T - t_i}.$$

Здесь под желательной нагрузкой квартирной сети понимается такая постоянная по величине на промежутке времени $[t_i, T]$ мощность, потребление которой (на рис. 2 показано пунктиром) обеспечивает на момент окончания контролируемого интервала времени совпадение фактического энергопотребления с допустимым значением. С выхода датчика мощности МБУ считывает значение фактической нагрузки P_i в момент времени t_i и сравнивает его с величиной желательной нагрузки $P_{жi}$. Результатом сравнения является одно из неравенств:

$$\left(P_{жi} - P_i\right) > 0 \text{ или } \left(P_{жi} - P_i\right) \le 0.$$

Если $\left(P_{жi} - P_i\right) > 0$, то МБУ формирует команды на поочередное включение электронагревательных приборов в порядке убывания отклонений от заданных значений температуры в обогреваемых ими помещениях. Приоритет во включении всегда имеет электронагревательный прибор, находящийся в помещении с наибольшим отклонением температуры от заданного значения. После получения команды на включение, независимо от того, был ли данный электронагревательных приборов включен или отключен, он исключается из дальнейшего рассмотрения. При очередном включении каждого электронагревательного прибора, если до этого он был отключен, МБУ проверяет разность между $P_{жi}$ и P_i. Если $\left(P_{жi} - P_i\right) \le 0$, то МБУ начинает формировать команды на поочередное отключение электронагревательных приборов в порядке возрастания отклонений температуры в обогреваемых ими помещениях. Первым всегда отключается электронагревательный прибор, находящийся в помещении с наименьшим отклонением температуры от заданного значения. После получения команды на отключение, независимо от того, был ли данный электронагревательных приборов включен или отключен, он исключается из дальнейшего рассмотрения. При очередном отключении каждого электронагревательного прибора, если до этого он был включен, МБУ проверяет разность между $P_{жi}$ и P_i. Ели $\left(P_{жi} - P_i\right) > 0$, то МБУ начинает формировать команды на поочередное включение электронагревательных приборов в порядке возрастания отклонений температуры в обогреваемых ими помещениях и так далее. При совпадении отклонений температуры в нескольких помещениях, приоритет во включении или отключении отдают электронагревательному прибору, находящемуся в помещении с меньшим номером. Цикл завершается, если исключены из рассмотрения все электронагревательные приборы, а также, если все рассматриваемые электронагревательные приборы при $\left(P_{жi} - P_i\right) > 0$ находятся во включенном состоянии или при $\left(P_{жi} - P_i\right) \le 0$ находятся в отключенном состоянии.

В табл. 1 приведен пример пошагового управления группой из шести электронагревательных приборов на промежутке $[t_i, t_{i+1}]$. Электронагревательные приборы имеют во включенном состоянии различные мощности p_k, при отключен-

Таблица 1

k	$\Delta\theta(t_i)$	$p_k(t_i)$	1	2	$\Delta\theta(t_{i+1})$	$p_k(t_{i+1})$	1	2	3	4	5	6
1	0,8	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**
2	0,3	1,0	1,0	**0**	0,5	0	0	0	0	**1,0**	**1,0**	**1,0**
3	0,7	1,5	1,5	1,5	0,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	**0**	**0**
4	0,2	2,0	**0**	**0**	0,4	0	0	0	0	0	0	**2,0**
5	0,9	1,5	1,5	1,5	0,2	1,5	1,5	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
6	0,4	1,0	1,0	1,0	0,1	1,0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
$P_н$		3,1	3,1	3,1		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
P		10,6	8,6	7,6		8,5	7,5	6,0	7,0	7,0	5,5	7,5
$P_ж$			8,0		6,5							
ΔP		–2,6	–0,6	0,4		–2,0	–1,0	0,5	–0,5	–0,5	1,0	–1,0

ном состоянии, потребляемая ими мощность равна нулю. Рассматриваемые отклонения температур $\Delta\theta$, соответствуют значению фактической температуре ниже заданного значения, а отклонение фактической мощности P мощности от желаемого значения $P_ж$ определяется выражением $\Delta P = P_ж - P$. Через $P_н$ обозначена мощность нерегулируемых электроприемников.

Полужирным шрифтом выделены мощности нагревательных приборов, пошагово исключенных из рассмотрения.

Данный алгоритм работы обеспечивает приоритет в формировании графика нагрузок квартирной сети электронагревательным приборам, находящимся в помещениях с наибольшими отклонениями температуры от заданного значения, что способствует выравниванию температурных отклонений во всех помещениях.

Регулирование максимума нагрузок квартирной сети при управлении температурным режимом в неравнозначных помещениях наиболее целесообразно осуществлять за счет отключения нагревательных приборов, находящихся в менее значимых для пользователя помещениях [4]. Благодаря этому появляется возможность в особо значимых для пользователя помещениях обеспечить более высокое качество регулирования температурного режима. Чтобы обозначить значимость помещений для пользователя каждому помещению присваивается порядковый номер, в соответствии с которым более значимое помещение имеет, например, меньший порядковый номер. Для обеспечения более комфортных условий номера помещений могут изменяться в зависимости от времени суток, а также дня недели. В отличие от способа регулирования при равнозначных помещениях, где контроль энергопотребления ведется на определенном интервале времени, здесь приводится вариант, когда контроль осуществляется только по величине нагрузки. Управление электронагревательными приборами производится таким образом, чтобы в любой контрольный момент времени значение фактической нагрузки квартирной сети не превышало допустимого значения

$$P_д = \frac{W_T}{T}.$$

На рис. 3 приведена структурная схема электроснабжения квартиры с неравнозначными для пользователя помещениями. Отличие ее от схемы, приведенной на рис. 1, состоит в том, что каждому обогреваемому помещению квартиры присвоен порядковый номер k, а датчик мощности измеряет результирующую нагрузку $P_н$ нерегулируемых электроприемников.

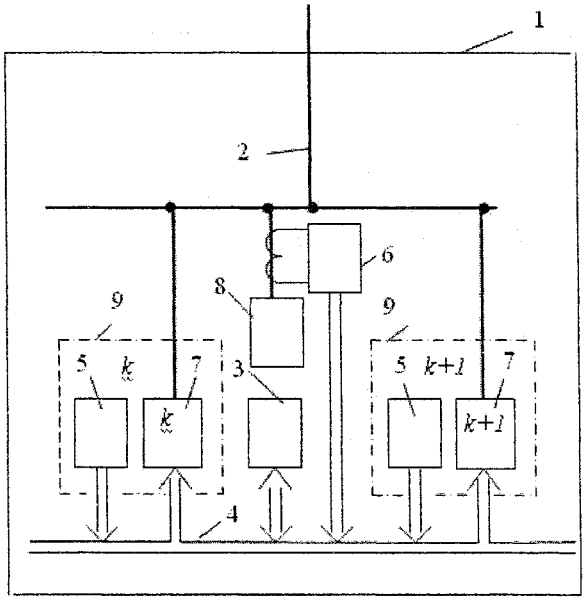


Рис. 3. Структурная схема системы управления нагрузкой квартирной сети для неравнозначных помещений

Исходными данными, хранящимися в базе данных МБУ являются: допустимая мощность $P_д$ и величина мощности каждого электронагревательного прибора p_k. Порядковый номер электронагревательного прибора совпадает с порядковым номером помещения, в котором он находится.

В контрольные моменты времени МБУ через линию связи производит опрос датчика мощности и всех датчиков температуры. Отключает электронагревательные приборы тех помещений, в которых температура выше или равна заданному значению и исключает их из дальнейшего рассмотрения до следующего контрольного момента времени.

В соответствии с рабочей программой в МБУ осуществляется расчет допустимого значения ре-

Таблица 2

k	p_k	t_i	1	2	3	4	5	6	7	t_{i+1}	1	2	3	4	5	6
1	0,5		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	1,0			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0			1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3	1,5				1,5	1,5	1,5	1,5	1,5				1,5	1,5	1,5	1,5
4	2,0					2,0	0	0	0					2,0	0	0
5	1,5						1,5	1,5	1,5						1,5	0
6	1,0							1,0	0							1,0
$P_н$		3,1								4,0						
$P_д$		8,0								8,0						
$P_{гр}$		4,9								4,0						
ΔP			4,4	3,4	1,9	–0,1	0,4	–0,6	0,4		3,5	2,5	1,0	–1,0	–0,5	0

зультирующей мощности группы электронагревательных приборов

$$P_{гр} = P_д - P_н.$$

В первую очередь рассматривается возможность включения электронагревательного прибора, имеющего приоритет во включении, то есть находящегося в помещении с наименьшим порядковым номером. Между значениями $P_{гр}$ и мощностью $p_{k\max}$ электронагревательного прибора, находящегося в помещении с наименьшим порядковым номером, определяется разность

$$\Delta P = P_{гр} - p_{k\max}.$$

Если $\Delta P \geq 0$, то МБП дает разрешение на включение данного электронагревательного прибора и исключает его из дальнейшего рассмотрения до следующего контрольного момента времени. Корректирует максимально допустимое значение результирующей мощности электронагревательных приборов $P_{гр}$: уменьшает ее на величину мощности $p_{k\max}$ включенного электронагревательного прибора и присваивает ей новое значение

$$\Delta P = P_{гр} - p_{k\max}.$$

Сравнивает скорректированное допустимое значение результирующей мощности электронагревательных приборов с мощностью следующего электронагревательного прибора, к которому переходит приоритет во включении, и так далее. После сравнения мощности последнего электронагревательного прибора алгоритм управления повторяется, начиная со следующего контрольного момента времени.

Если $\Delta P < 0$, то электронагревательный прибор, хотя и имеет приоритет во включении, не получает разрешение на включение и исключается из рассмотрения до следующего контрольного момента времени. МБУ переходит к сравнению $P_{гр}$ с мощностью следующего электронагревательного прибора, к которому переходит приоритет во включении после исключения предыдущего электронагревательного прибора, и так далее. После сравнения мощности последнего электронагревательного прибора алгоритм управления электронагревательными приборами повторяется, начиная со следующего контрольного момента времени.

В табл. 2 приведен пример пошагового управления группой из шести электронагревательных приборов на промежутке $[t_i, t_{i+1}]$. Здесь полагается, что на рассматриваемом промежутке времени значения фактических температур во всех помещениях ниже заданных значений.

Таким образом, в формировании графика электропотребления при регулировании нагрузки квартирной сети в первую очередь всегда участвуют электронагревательные приборы, имевшие приоритет во включении, то есть те электронагревательные приборы, которые находились в более значимых для пользователя помещениях. Такое управление электронагревательными приборами обеспечивает минимальное отклонение температуры от заданного значения в заранее указанных пользователем наиболее важных для него помещениях.

Предложенные способы регулирования максимума нагрузки квартирных сетей при электротеплоснабжении домов позволяют одновременно с оптимизацией систем электроснабжения решать вопросы оптимизации температурных режимов помещений.

Литература

1. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

2. Тульчин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.

3. Патент 2249287 (Российская Федерация). Способ управления группой электронагревательных устройств/ Л.Ф. Файда, С.А. Соболев, Е.Л. Файда// Открытия. Изобретения. – 2005. – № 9.

4. Патент 2259022 (Российская Федерация). Способ управления группой электронагревательных устройств/ Л.Ф. Файда, С.А. Соболев, Е.Л. Файда// Открытия. Изобретения. – 2005. – № 23.

Файда Евгений Леонидович, аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ. Выпускник кафедры систем электроснабжения ЮУрГУ 2003 г.

Варганов Виталий Викторович, инженер ООО «Прибор». Выпускник кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ 2003 г.

УДК 533.6.011+533.6.08

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ КОНВЕКТИВНЫХ ПОТОКОВ ВОЗДУХА С ПОМОЩЬЮ ВОЗДУШНОГО ШАРА НА ЦЕПИ

С.П. Лохов, Е.Л. Файда*, В.В. Варганов***
г. Челябинск,
** ЮУрГУ*
*** ООО «Прибор»*

Поместив в слабый конвективный поток воздуха наполненный гелием детский воздушный шар на тяжелой гибкой связи (цепочки от карманных часов), можно сравнительно просто и достаточно точно определить направление и скорость потока. Цепочка позволяет измерять малые усилия потока на шар, ей не свойственно сухое трение. Для расчетов используются формулы аэродинамики шара и уравнения цепной линии. Приведены результаты эксперимента.

Измерение направления и скорости потока воздуха осуществляется с помощью наполненного гелием шара 1 (рис. 1), соединенного гибкой тяжелой связью, например цепочкой от часов 2 со стойкой 3 или рукой человека. Здесь термин «тяжелой» указывает на принципиальность учета влияния силы тяжести на процесс измерения, а не на большой вес этой связи. К шару может быть привязан вертикальный отвес (фото 2) с рисками для облегчения измерений. При проведении измерений длину и вес цепочки устанавливают такими, чтобы между точками ее привязи *A* к неподвижному предмету и *C* к шару образовалась наблюдаемая вершина провеса в точке *B*. Измеряют координаты точек *B* и *C* и длину цепочки между этими точками, а направление и скорость потока определяют путем сравнения полученных данных с результатами предварительной градуировки или расчетами.

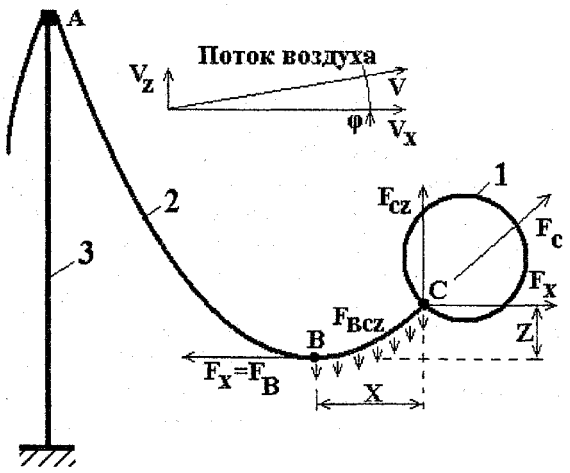


Рис. 1. Состояние шара и цепи при подвижном воздухе

Шар является чувствительным элементом или преобразователем вектора потока $\vec{V} = iV_x + kV_z$ на рис. 1 в вектор силы $\vec{F} = iF_x + kF_z$ того же направления, если пренебречь несимметрией формы шара. Здесь и далее рассматриваются векторы физических величин только в двух осях (x – горизонтальная и z – вертикальная с соответствующими им кватернионами i и k), так как для упрощения предполагается, что все рисунки, пояснения и расчеты к ним выполнены в вертикальной плоскости потока, когда нет составляющей потока, уходящей вглубь рисунка оси y с соответствующим ей кватернионом j. Нахождение зависимости этой силы от скорости – сложная аэродинамическая задача, даже ее частные решения (см. ниже) – приблизительные, поэтому лучше использовать метод предварительного тарирования, т.е. предварительно помещая подвижный предмет в контрольные потоки с известными скоростями и направлениями (например, в неподвижный воздух – рис. 2) с фиксацией координат точек *B* и *C* гибкой связи.

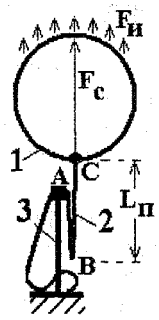


Рис. 2. Состояние шара и цепи при неподвижном воздухе

К силе $\vec{F}$ действия потока на шар, добавляется вертикальная избыточная подъемная или выталкивающая сила $\vec{F_и} = kF_и$ – разность между подъемной силой Архимеда (вверх) и весом шара (вниз). Эта сила рассчитывается (см. ниже) через размеры и собственный вес шара, объем и удельный вес легкого газа в нем, но еще проще определяется экспериментально помещением шара в спо-

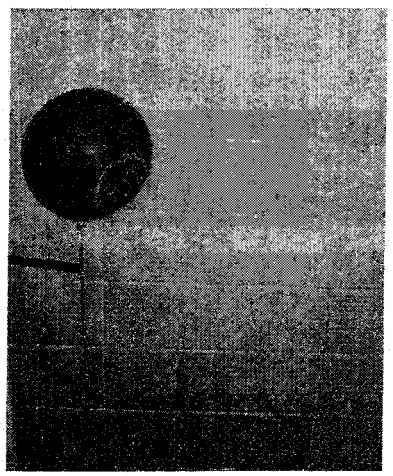


Фото 1. Шар в неподвижном воздухе

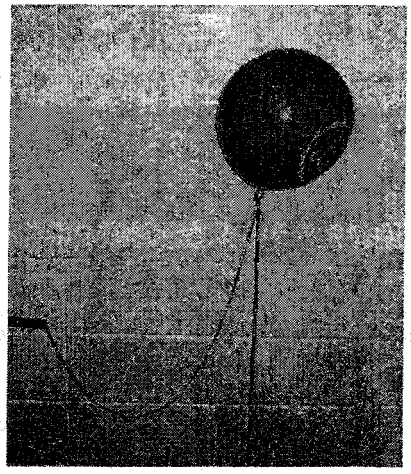


Фото 2. Шар в подвижном воздухе

койный воздух (см. рис. 2). Векторная сумма этих двух сил $\overrightarrow{F_C} = \overrightarrow{F} + \overrightarrow{F_И}$ определяет силу действия шара на цепочку в точке привязи C. Зная $\overrightarrow{F_C}$ и $\overrightarrow{F_И}$, можно рассчитать силу действия потока на шар $\overrightarrow{F} = \overrightarrow{F_C} - \overrightarrow{F_И}$, далее уже через нее направление и скорость потока.

Цепочка удерживает шар в потоке воздуха и одновременно она является измерительным элементом вектора силы $\overrightarrow{F_C}$ в точке C действия цепочки на шар и не показанных на рисунках сил действия потока на саму цепочку. Физической особенностью цепочки (при отсутствии изгибной жесткости в ней, в отличие от проволоки) является то, что действие силы в любой ее точке направлено по касательной к этой точке. Поэтому линия изгиба цепочки позволяет постороннему наблюдателю определить направления векторов сил, например, $\overrightarrow{F_B}$ и $\overrightarrow{F_C}$ в точках B и C. Даже при действии потока на цепочку в вершине ее провеса B отсутствует вертикальная составляющая силы в ней. Это означает, что форма и длина цепочки слева от точки B никак не влияет на форму и длину этой цепочки справа от этой точки, левую часть можно выбирать из практических соображений, а вес цепочки от этой точки будет равен подъемной силе шара плюс сила действия потока на цепочку. Для удобства целесообразно проградуировать контрастными метками цепочку прямо в единицах ее веса до точки B, который при отсутствии действия потока на цепочку совпадет с силой F_{BCZ}. При изменениях в потоке будут меняться как положение точки B, так и форма цепочки справа от нее. Расстояние по вертикали (высота) между точками B и C в спокойном воздухе (см. рис. 2) совпадает с длиной правой части цепочки и однозначно определяет это состояние покоя. Изменение этой высоты будет говорить о появление вертикального потока, которое надо сопоставить с контрольными значениями потоков при тарировке.

Рассмотрим случай, опять же на примере шара и цепочки, когда свойства подвижного предмета и гибкой тяжелой связи поддаются математическому описанию. Так как нет вертикальной составляющей силы в точке B, то весь вес цепочки от точки B до C уравновешен только вертикальной составляющей силы F_{CZ} в точке C. Далее последовательно вводим упрощения с раздельным определением математических моделей шара и цепочки. При измерении слабых конвективных потоков их действием на цепочку можно пренебречь. Тогда получится векторная диаграмма сил, показанных на рис. 1 и $F_{BCZ} = F_{CZ}$, $F_B = F_X$. Предполагаем одинаковую толщину цепочки с ее удельной массой q на единицу ее длины (кг/м). Тогда наиболее близкой математической моделью цепочки будет общеизвестное уравнение цепной линии. Если начало координат $x = 0$ и $z = 0$ поместить в точку B или в вершину провеса, то цепная линия, ее производная и длина выразятся через гиперболические функции [1]:

$$z = a\,[1 - \mathrm{ch}(x/a)]; \quad (1)$$

$$dz/dx = \mathrm{sh}(x/a); \quad (2)$$

$$l = a\,\mathrm{sh}(x/a). \quad (3)$$

Здесь a – единственный параметр цепной линии; l – длина линии от вершины B до произвольной точки с абсциссой x. Координаты конечной точки привязи C обозначим большими буквами $x = X$ (ширина), $z = Z$ (высота), как и всю длину $l = L$. Применение тождества $\mathrm{ch}^2(X/a) - \mathrm{sh}^2(X/a) = 1$ дает нам еще одно уравнение

$$a = (L^2 - Z^2)/2Z. \quad (4)$$

Далее возможно несколько вариантов решений системы уравнений (1)–(4) в зависимости от того, какие два из трех параметров X, Y или L мы наблюдаем. Если известна длина L, как наиболее легко измеряемый по контрастным меткам на цепочке параметр, то вес интересующего нас участка цепочки от точки B до C и вертикальная составляющая ее воздействия на шар определяется

$$F_{CZ} = g\,q\,L. \quad (5)$$

Здесь $g = 9{,}8$ м/с^2 – ускорение свободного падения. Вектор результирующей силы воздействия цепочки $\overline{F_C} = iF_X + kF_{CZ}$ (учитываем, что $F_{CX} = F_X$) на шар 1 (см. рис. 1) направлен по касательной к этой связи, что равняется производной (2) в точке привязи C. Тогда из (2), (4), (5)

$$F_X = g\,q\,a = g\,q\,(L^2 - Z^2)/2\,Z. \qquad (6)$$

Для определения этой составляющей наблюдатель измеряет величину Z – разность вертикальных координат точек B и C. Формулы расчетов через другие пары измеряемых параметров находятся только численными методами на ЭВМ из уравнений (1)–(6). Программы их решения – простые и стандартные, здесь они не приводятся. Возможны также решения и через другие пары наблюдаемых координат.

Выталкивающая или избыточная подъемная сила $F_И$ рассчитывается через массу m шара с отвесом без его газового наполнения, объем газа внутри, разность плотностей $\rho = \rho_В - \rho_Г$ среды и легкого газа. Для воздуха и гелия в нормальных условиях $\rho = 1{,}2 - 0{,}17 = 1{,}03$ кг/м^3. Для шара диаметром d формула для этой силы

$$F_И = g\,(\rho\,\pi\,d^3/6 - m). \qquad (7)$$

Гораздо проще, точнее и для любой формы подвижного предмета определить эту силу по формуле (5) после экспериментального измерения длины цепочки покоя $L_П$ в спокойном воздухе (рис. 2 и фото 1)

$$F_И = g\,q\,L_П. \qquad (8)$$

Вертикалькая составляющая силы воздействия потока на шар

$$F_Z = F_{CZ} - F_И = g\,q\,(L - L_П). \qquad (9)$$

Таким образом, выражения (6), (9) определяют обе составляющие силы действия потока на шар $\overline{F} = iF_X + kF_Z$, а при симметричном шаре и направление (угол) этого потока (см. рис. 1)

$$\varphi = \mathrm{arctg}(F_Z/F_X). \qquad (10)$$

Величина силы определяется корнем квадратным из суммы квадратов найденных составляющих

$$F = \sqrt{\left(F_X^2 + F_Z^2\right)}. \qquad (11)$$

Через найденную силу (11) и аэродинамические свойства шара находится скорость потока. Силу давления F потока со скоростью V на подвижный предмет принято выражать формулой

$$F = C_d\,g\,S\,\rho_В\,V^2/2 = 4{,}62\,C_d\,d^2\,V^2, \qquad (12)$$

где C_d – переменный коэффициент давления; $S = \pi d^2/4$ – характерная площадь тела (для шара равна сечению), $\rho_В = 1{,}2$ кг/м^3 – плотность среды потока (воздуха). Простота получилась за счет того, что все сложности отнесены к переменному коэффициенту C_d, который только эмпирическим графиком для шара [2] связан с безразмерным числом Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = V\,d/\nu = 6{,}37\cdot10^4\,V\,d. \qquad (13)$$

Здесь $\nu = 1{,}57\cdot10^{-5}$ м^2/с – кинематическая вязкость воздуха. При $\mathrm{Re} > 10^5$ ламинарный процесс обтекания шара становится турбулентным, и измерения становятся невозможными, что, собственно, и оправдывает введение в практику этого числа для эквивалентных (подобных) преобразований в описании аэродинамических процессов. Только в раритетном издании 1965 года [2] приведено уравнение

$$C_d = \frac{24}{\mathrm{Re}} + 0{,}67\sqrt{C_d}\,, \qquad (14)$$

с инженерной точностью описывающее весь график от нуля скорости до начала турбулентности. Это квадратное уравнение имеет решение

$$C_d = \left(0{,}335 + \sqrt{0{,}1122 + 24/\mathrm{Re}}\right)^2. \qquad (15)$$

Уже при небольших скоростях потока последним членом формулы можно пренебречь, тогда коэффициент $C_d = 0{,}449$ становится постоянным, зависимость усилия от скорости потока (12) становится параболической, а все расчеты упрощаются

$$F = 2{,}074\,d^2\,V^2. \qquad (16)$$

При этом возможно приближенное обратное аналитическое решение

$$V = 0{,}694\cdot\frac{\sqrt{F}}{d}. \qquad (17)$$

Уточненную формулу (15) применяют для измерения малых скоростей потока. Выражения (13), (15) и (12) дают приемлемое аналитическое описание всего эмпирического графика [2], сведение которого в одну формулу нецелесообразно из-за громоздкости и из-за необходимости промежуточного расчета (13) для контроля условия существования $0 < \mathrm{Re} < 10^5$. В итоге получается прямое решение аэродинамической задачи нахождения усилия на шар по скорости потока, а нам нужно обратное решение – нахождение скорости по известному (11) усилию. Обратное решение находится только численными методами на ЭВМ, но на практике проще построить график прямого решения (13), (15), (12), а по графику найти нужное обратное решение.

Пример применения способа. Был выбран шар диаметром $d = 0{,}2$ м, и цепочка с удельной массой $q = 10^{-2}$ кг/м. Предварительно поместили шар в условия покоя (см. фото 1) и по меткам измерили длину участка BC цепочки в покое $L_П = 0{,}9$ м. При измерении в потоке (см. фото 2) были сняты другие отсчеты $L = 1{,}05$ м, $Z = 0{,}95$ м. Горизонтальная (6), вертикальная (9) и общая (11) составляющие сил действия потока воздуха на шар, а также угол наклона потока (10) составили

$$\left.\begin{aligned}
&F_X = 9{,}8\cdot0{,}01\cdot(1{,}052 - 0{,}952)/(2\cdot0{,}95) = 0{,}01\,\text{Н};\\
&F_Z = 9{,}8\cdot0{,}01\cdot(1{,}05 - 0{,}9) = 0{,}015\,\text{Н};\\
&F = \sqrt{0{,}01^2 + 0{,}015^2} = 0{,}018\ \text{Н};\\
&\varphi = \mathrm{arctg}\left(\frac{0{,}015}{0{,}01}\right) = 56\ \text{град.}
\end{aligned}\right\} \qquad (18)$$

По приближенной формуле (17) скорость воздушного потока

$$V = 0{,}694\cdot(0{,}018)/0{,}02 = 0{,}466\ \text{м/с}. \qquad (19)$$

Проведем уточненные расчеты по формуле (15). Подставляя в формулу (13) максимально допустимое значение Re = 10^5, d = 0,2 м, получим максимальную ламинарную скорость потока V_{max} = 5,11 м/с. По формулам (13), (15), (12) строим график силы действия потока от скорости при скоростях, меньших максимальной (рис. 3).

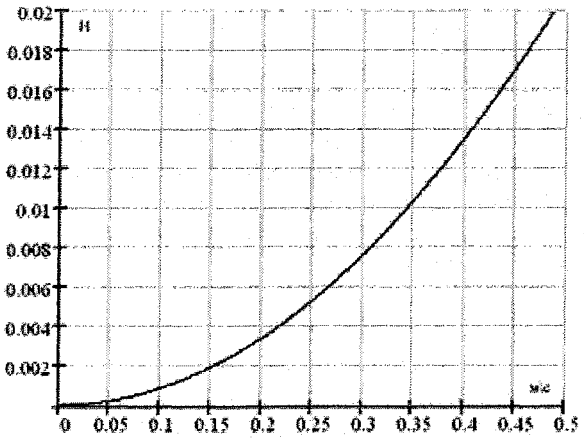


Рис. 3. Зависимость давления потока на шар от его скорости по формуле (15)

При рассчитанном значении F = 0,018 Н находим по графику скорость потока V = 0,47 м/с. Видим, что график рис.3 мало отличается от параболы. Действительно, даже при скорости еще меньшей расчетной V = 0,1 м/с по точной формуле (15) C_d = 0,457, что мало отличается от приближенного постоянного значения 0,449, когда сложная зависимость вырождается в простую параболу. Поэтому сложные расчеты с построением графиков рис. 3 имеет смысл проводить при измерениях еще меньших скоростей потока, чем в примере, когда параболическая зависимость превращается в линейную.

Любой опыт по измерениям простыми дешевыми средствами должен заканчиваться сравнением результатов с измерениями дорогими, но точными приборами. Человек даже не ощущает течение воздуха около шара на фото 2. Самые чувствительные анемометры с легчайшей крыльчаткой из фольги как папиросная бумага также не реагировали на столь слабые потоки. В Интернете мы нашли, измерители скоростей слабых потоков с использованием лазеров, но стоимостью десятки тысяч долларов. Поэтому остается довериться вышеприведенным расчетам. Предполагается применение способа для измерений направлений и скоростей конвективных потоков при отладке систем автоматического регулирования температуры и создания комфортных условий внутри жилых и промышленных помещений.

Авторы благодарят профессора Е.В. Торопова за консультации по аэродинамике шара, предоставленную им раритетную литературу [2], участие в выводе формулы (15).

Литература

1. Математическая энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1985. – Т. 5. – 1248 с.

2. Альтшуль А.Д., Кисилев П.К. Гидравлика и аэродинамика. – М.: Стройиздат, 1965. – 407 с.

Лохов Сергей Прокопьевич, доктор технических наук, профессор кафедры электропривода ЮУрГУ. Выпускник кафедры электропривода ЧПИ 1968 г.

Файда Евгений Леонидович, аспирант кафедры электропривода ЮУрГУ. Выпускник кафедры систем электроснабжения ЮУрГУ 2003 г.

Варганов Виталий Викторович, инженер ООО «Прибор». Выпускник кафедры электропривода ЮУрГУ 2003 г.

УДК 622.276

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ ОПТИМИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

С.Г. Воронин, Д.А. Курносов, М.И. Корабельников,*
Д.В. Коробатов, В.В. Запунный
г. Челябинск, ЮУрГУ
** г. Мегион, НДК «Славнефть – Мегионнефтегаз»*

Рассматриваются вопросы математического моделирования системы «нефтяной пласт – скважина – насос» на различных режимах её работы, включая режим оптимизации нефтедобычи. Большое внимание уделено технологии моделирования, определено место модели в процессе лабораторно-отработочных и эксплуатационных испытаний автоматизированной системы нефтедобычи, а также в реальных условиях эксплуатации.

Математическое описание процессов разработки нефтяных и нефтегазовых залежей имеет своей целью предсказание локальных и интегральных характеристик пластовой системы при различных условиях воздействия на нее, нахождение оптимальных режимов эксплуатации месторождений. Для математического моделирования процессов нефтедобычи используются различные подходы, основные результаты получены путем гидродинамического описания и анализа динамики пластовой системы с помощью дифференциальных уравнений, решения возникающих краевых задач. Такое описание опирается, обычно, на информацию, получаемую при выполнении поисковых и разведочных работ, бурении и эксплуатации скважин, геофизических исследованиях.

Уравнения, описывающие динамику пластовой системы, в общем случае являются многомерными нестационарными нелинейными уравнениями в частных производных. Возникающие краевые задачи, как правило, очень сложны, решать их аналитическими методами затруднительно, поэтому обычно прибегают к математическому моделированию.

Построение полноразмерной модели натыкается на недостаток достоверной информации о пластовой системе и происходящих в ней процессах для каждой конкретной добывающей скважины. Поэтому от модели потребуем отображения качественных закономерностей и таких количественных показателей, которые устойчивы к вариациям исходных данных. При этом будем исходить из идеи «разумной» точности моделирования. Возможную потерю точности скомпенсируем включением в модель адаптационных механизмов, обеспечивающих гибкую настройку и перенастройку модели под конкретный рабочий режим скважины и изменившийся характер нефтедобычи.

К математической модели системы «нефтяной пласт – скважина – насос» помимо отражения реальных физических процессов, происходящих в нефтяном пласте и скважине при добыче, добавляются технологические требования, связанные с технологией математического моделирования. Математическая модель должна просто настраиваться и перенастраиваться при изменившихся условиях добычи, параметрах пласта и скважины, должна быть «обозримой» и удобной в работе, легко сопрягаться с другими элементами (блоками) технологического комплекса.

В нашем случае одной из основных целей математического моделирования была отработка аппаратной и программной частей автоматизированной системы управления станком-качалкой (АСУСК) на всех рабочих режимах её работы, включая режим оптимизации нефтедобычи в процессе реальной эксплуатации скважины. Поэтому от математической модели системы потребуем совместимость с АСУСК (модель становится частью АСУСК) как при проведении лабораторно-отработочных, так и эксплуатационных испытаний автоматизированной системы. Во втором случае используется мобильный вариант модели, который может быть оперативно подключен к АСУСК для настройки программного комплекса системы. Таким образом, технологический комплекс моделирования и оптимизации нефтедобычи превращается в полунатурный комплекс. Такой подход ведёт к существенной экономии средств, так как большой комплекс задач, таких как отладка аппаратной части, отработка алгоритмической и программной частей АСУСК, перенастройка автоматизированной системы при изменении условий добычи, проводится в лабораторных условиях без выезда на места нефтедобычи. Постоянно действующая модель системы в условиях неполноты, неточности исходной геологической и промысловой информации, кроме того, становится важнейшим инструментом прогноза и оценки эффективности методов повышения нефтедобычи.

Структура математической модели системы «нефтяной пласт – скважина – насос» представлена на рис. 1. Здесь приняты следующие обозначе-

ния: n – число двойных ходов плунжера насоса в минуту, $D_н$ – производительность насоса, D – дебит скважины, $P_{пн}$ – давление на приёме насоса.

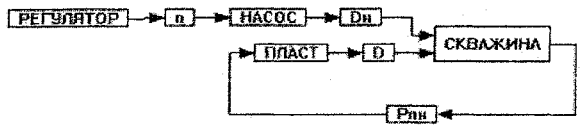


Рис. 1. Структурная схема математической модели системы «нефтяной пласт – скважина – насос»

Модель насоса включает его геометрические параметры, коэффициент подачи насоса и параметры настройки производительности насоса:

$$D_н = S_{пл} l J n,$$

где $S_{пл} = \frac{\pi}{4} d_{пл}^2$ – сечение плунжера насоса (диаметр плунжера выбирается в диапазоне 28–120 мм); l – длина хода штока (0,5–6 м); J – коэффициент подачи (0,7–0,8). Уравнение насоса может быть записано более компактно:

$$D_н = K_н n.$$

Здесь $K_н$ – «коэффициент насоса». Он подбирается исходя из условия обеспечения необходимой пиковой производительности насоса. Регулировка этого коэффициента позволяет менять производительность насоса в широких пределах. При этом необходимо учитывать, что увеличение n выше некоторого уровня снижает коэффициент подачи насоса, так как при быстром качании не успевает заполняться цилиндр насоса, особенно на вязких нефтях.

Модель скважины отражает её геометрию, процессы наполнения и опорожнения за счёт взаимодействия скважины с пластом и насосом:

$$V(t) = \int_0^t \left(D(\tau) - D_н(\tau)\right) d\tau + V_0; \quad h = V/S; \quad P_{пн} = h\gamma;$$

$$H_{дин} = H_{сп} - h; \quad P_{заб} = \left(H_{заб} - H_{сп}\right)\gamma + P_{пн},$$

где V_0 и V – начальный и текущий объём флюида в рабочей зоне скважины (от приёма насоса до устья скважины); h – высота столба жидкости в рабочей зоне скважины; $S = \pi\left(r_c^2 - r_{тр}^2\right)$ – площадь сечения затрубного пространства скважины (r_c и $r_{тр}$ – радиусы скважины и трубы, соответственно); $H_{заб}$ – глубина забоя; $H_{сп}$ – глубина спуска насоса; $H_{дин}$ – динамический уровень нефти в скважине; $P_{заб}$ – забойное давление, γ – удельный вес флюида. Выходными координатами модели скважины являются давление на приёме насоса и динамический уровень флюида в скважине.

Наиболее сложной является модель пласта, отражающая его фильтрационно-емкостные параметры. Исходной информацией для моделирования пласта являются величины пластового давления, глубина забоя, глубина спуска насоса, плотность флюида, продуктивность пласта, его коллекторские свойства. Коэффициент продуктивности пласта является сложной функцией депрессии на пласт и других факторов:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб};$$

$$K_{пр}(\Delta P) = K_1 - K_2 \cdot \Delta P,$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, ΔP – депрессия на пласт, $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности пласта; K_1 и K_2 – комплексные параметры пласта, характеризующие его добывные возможности. Расчёт этих параметров проведём по следующим соотношениям:

$$K_1 = \frac{2 D_{0\max}}{\Delta P_{\max}}; \quad K_2 = \frac{D_{0\max}}{\Delta P_{\max}^2},$$

где $D_{0\max}$ – максимальная производительность скважины; $\Delta P_{\max}$ – депрессия на пласт, при которой достигается максимальная производительность скважины. Оценочные значения последних величин ($D_{0\max}$, $\Delta P_{\max}$) определяются при гидродинамических расчётах. Здесь D_0 – установившееся значение производительности скважины, определяется по следующему соотношению:

$$D_0 = K_{пр}(\Delta P) \cdot \Delta P.$$

«Динамика» пласта описывается следующим уравнением:

$$T_c \frac{dD}{dt} + D = D_0,$$

где T_c – постоянная времени скважины (также комплексный параметр модели пласта, зависящий от множества факторов). Постоянная времени может быть оценена исходя из средней продуктивности пласта:

$$T_c = \frac{S}{\gamma K_{пр}^*},$$

где $K_{пр}^*$ – коэффициент «средней» продуктивности пласта. Целью моделирования пласта является определение критических дебитов (предотвращение конусообразования газа и воды) и эффективных максимальных дебитов (оптимальная работа скважины).

В модель пласта включены механизмы временного дрейфа (изменения) параметров пласта, подверженных сезонным колебаниям и изменениям, связанным с характером нефтедобычи. На рис. 2 приведён пример комбинированного (горизонтального и вертикального) дрейфа параметров. В случае необходимости параметры дрейфа могут уточняться в процессе реальной эксплуатации АСУСК.

Характеристики нефтяного пласта соответствуют Аганскому месторождению компании «Славнефтегаз», г. Мегион:

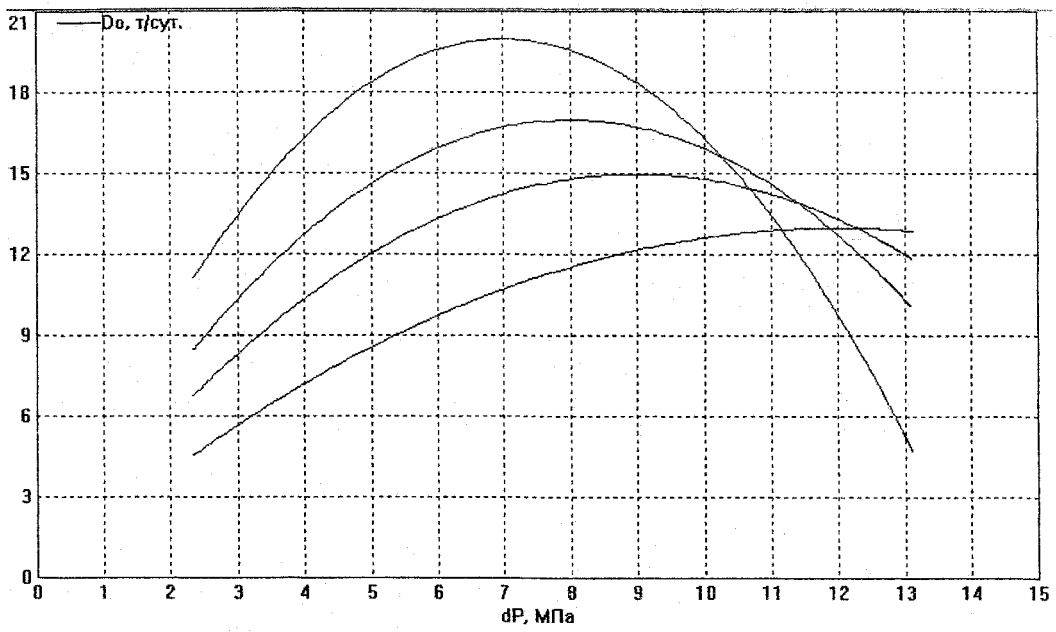


Рис. 2. Изменение производительности пласта в процессе длительной эксплуатации скважины (зависимость стационарной производительности скважины от депрессии на пласт)

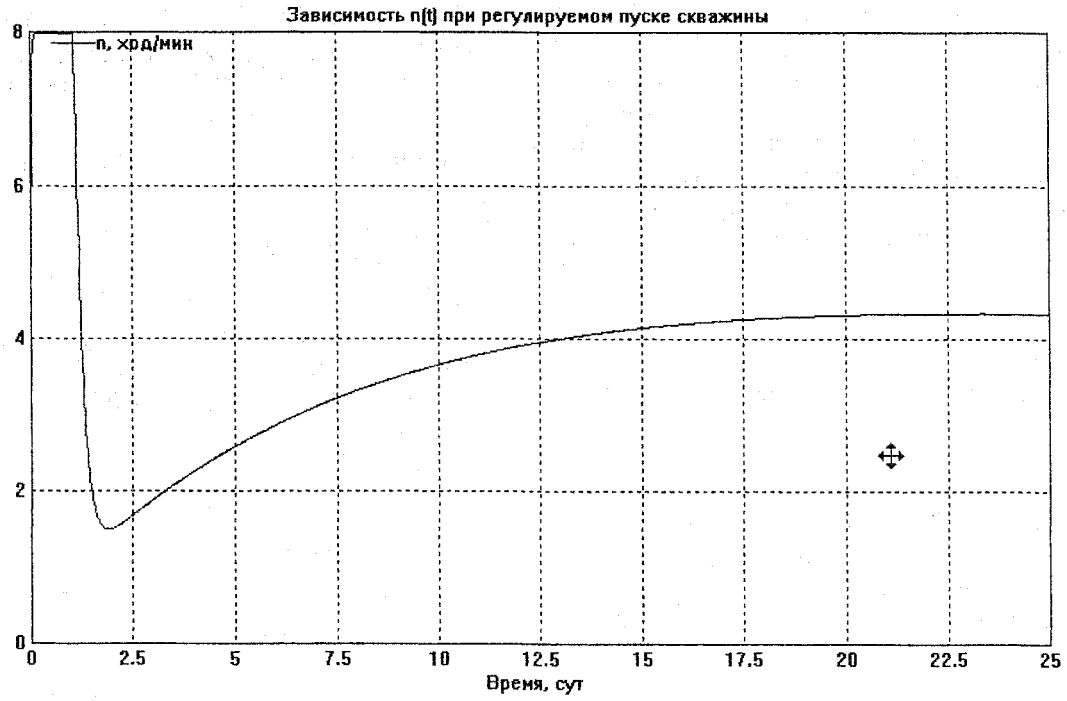


Рис. 3. График регулируемого пуска скважины и её выхода на режим стационарной нефтедобычи

- пластовое давление 15–28 МПа;
- глубина забоя 1700–2600 м;
- глубина спуска насоса 1200–2000 м;
- забойное давление 6,5–26 МПа;
- давление на приёме насоса 2–17 МПа;
- депрессия на пласт 2–21,5 МПа;
- удельный вес флюида 850–900 кг/м^3;
- число двойных ходов плунжера в минуту 1–20.

Математическое моделирование системы «нефтяной пласт – скважина – насос» в режимах опорожнения скважины, восстановления давления, «запуске» скважины и выходе её на режим добычи подтверждают адекватность динамической модели системы реальным процессам нефтедобычи на Аганском месторождении. На следующем рис. 3 приведён график пуска скважины и выхода её на стационарный режим нефтедобычи. На рис. 4 представлен режим восстановления давления.

На разработанной модели системы проведена отработка алгоритмов оптимизации нефтедобычи. Ниже приведено (рис. 5) семейство фазовых кривых «дебит – давление на приёме насоса», демон-

стрирующее поисковый характер оптимизации добычи. Разные кривые соответствуют различным условиям исходной добычи скважины (до оптимизации) во всём рабочем диапазоне давлений на приёме насоса. Система управления обеспечивает устойчивую нефтедобычу на всех режимах работы и выводит скважину на максимально возможную нефтедобычу (для данного случая пиковая производительность скважины соответствует 20 т/сут.). Проведено математическое моделирование систе-

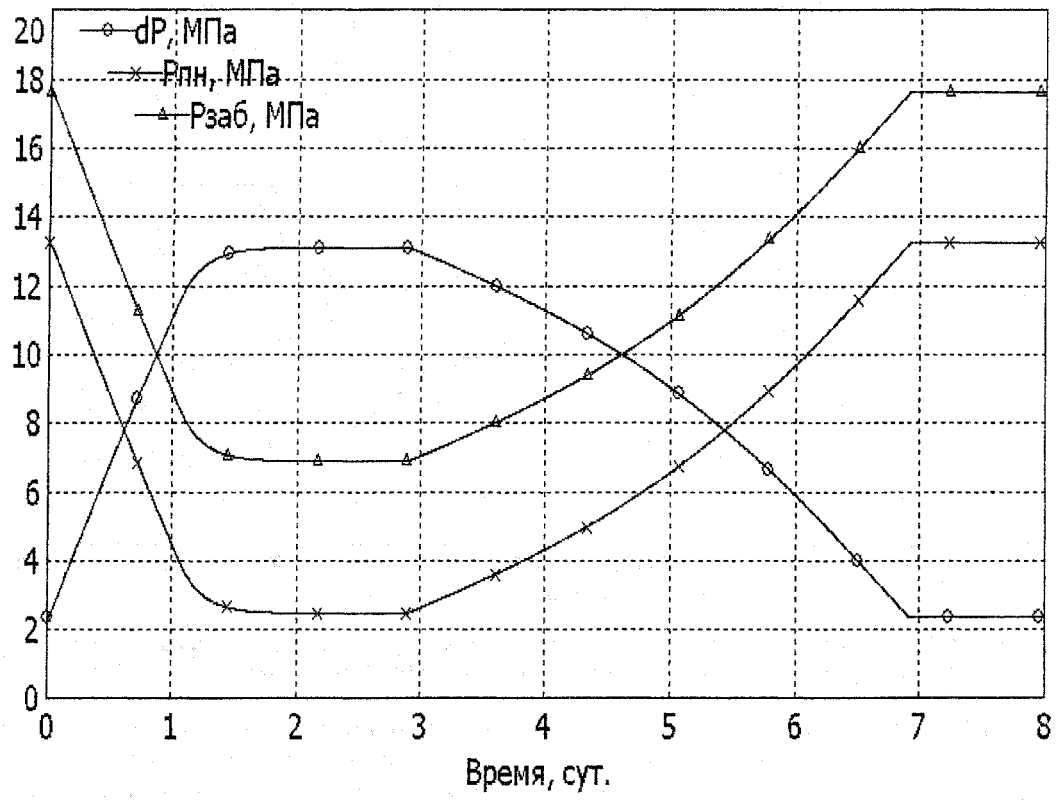


Рис. 4. График заполнения скважины (кривая восстановления давления)

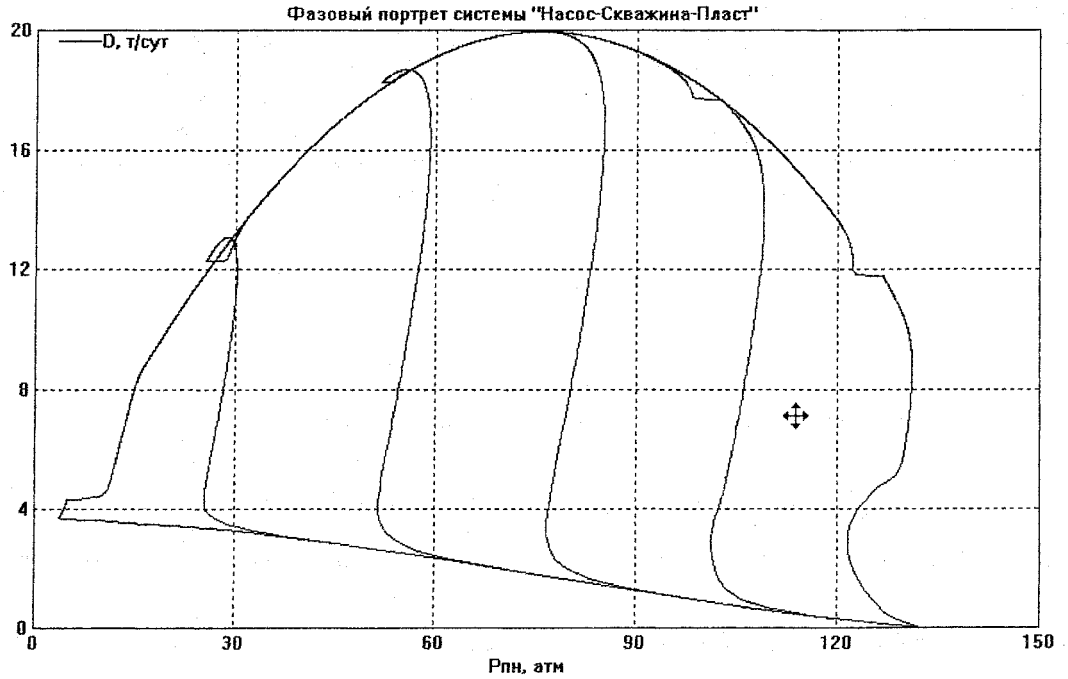


Рис. 5. Зависимость дебита скважины от давления на приёме насоса в режиме запуска скважины, выхода её на стационарный режим добычи и оптимизации нефтедобычи для различных условий добычи

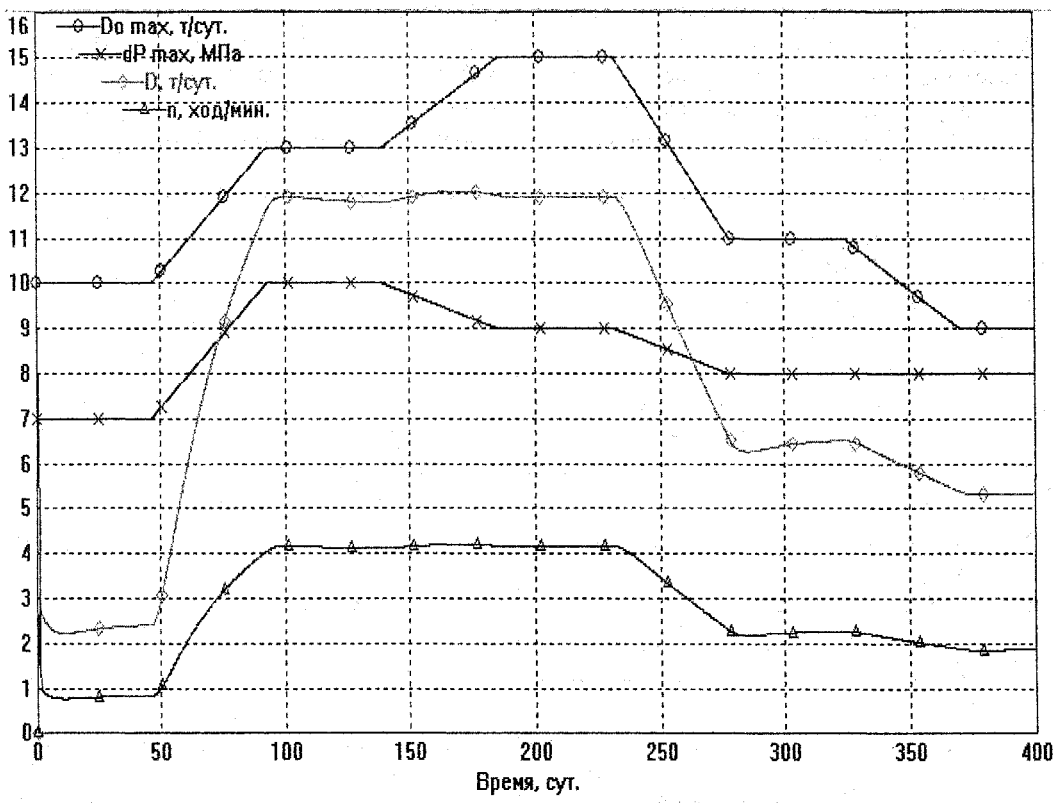


Рис. 6. Моделирование системы «нефтяной пласт – скважина – насос» в процессе длительной эксплуатации скважины (более года) в условиях изменяющейся продуктивности пласта

мы в условиях дрейфа параметров пласта. Разработанные алгоритмы управления и оптимизации нефтедобычи продемонстрировали и здесь свою эффективность (рис. 6).

В заключение хотелось бы отметить, что представленная концепция математического моделирования работы одиночной эксплуатационной скважины в режиме нефтедобычи нашла своё подтверждение на практике. Разработанная математическая модель системы «нефтяной пласт – скважина – насос» широко использовалась для отладки аппаратной и программной частей АСУСК. С помощью математической модели отработаны алгоритмы управления станком-качалкой, включая режим оптимизации нефтедобычи. В настоящее время АСУСК успешно апробирована и находится в стадии внедрения на предприятии заказчика.

Литература

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982.

2. Ленченкова Л.Е «Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами». – М.: Недра, 1998.

Воронин Сергей Григорьевич, заведующий кафедрой ЭМЭМС ЮУрГУ, доктор техн. наук, профессор.

Курносов Дмитрий Александрович, доцент кафедры ЭМЭМС ЮУрГУ, канд. техн. наук, доцент.

Корабельников Михаил Иванович, ведущий специалист НДК «Славнефть – Мегионнефтегаз», канд. техн. наук.

Коробатов Денис Владимирович, доцент кафедры ЭМЭМС ЮУрГУ.

Запунный Вадим Васильевич, аспирант кафедры ЭМЭМС ЮУрГУ.

Преобразовательная техника

УДК 621.314.632

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЧЕТЫРЕХФАЗНОМ КОМПЕНСИРОВАННОМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕ С ДВОЙНОЙ ЧАСТОТОЙ НАПРЯЖЕНИЯ НА КОНДЕНСАТОРАХ

Е.Г. Ашамо, А.В. Беляев***
** Эфиопия, г. Арбаминч, АМУ; ** г. Челябинск, ЮУрГУ*

Представлена и описана физическая модель преобразователя. Сняты осциллограммы кривых токов и напряжений преобразователя при различных режимах его работы. Проведено сравнение экспериментальных результатов с результатами, полученными аналитическим путем и с помощью моделирования в пакете Matlab/Simulink.

Теоретическое исследование электромагнитных процессов, происходящих в четырехфазном компенсированном преобразователе (КП), было рассмотрено в работах [1–3]. Также в пакете Matlab/Simulink разработана модель и осуществлено моделирование четырехфазного КП.

В данной работе ставится задача экспериментального подтверждения теоретических исследований и результатов математического моделирования.

Для достижения поставленной цели, была построена физическая модель четырехфазного КП на базе учебного лабораторного комплекса (УЛК) «Силовая электроника» с использованием виртуального программного обеспечения. Внешний вид УЛК представлен на рис. 1.

Для построения модели (рис. 1) использовались следующие блоки УЛК:

- трехфазный источник питания переменного напряжения (400 В, 16 А);
- два преобразовательных трансформатора (первичная обмотка, соединенная в звезду с нулевым выводом – 380 В / 320 В·А; две вторичные полуобмотки: 0,5 А каждая / номинальные фазные напряжения 42, 73, 127 В);
- два блока диодов (2 А / 800 В, по 6 диодов);
- уравнительный реактор (2 × 0,5 А);
- блок конденсаторов (2 × 0…6,1 мкФ / 400 В);
- блок мультиметров;
- реостат (0…200 Ом / 0,8 А);
- индуктивная нагрузка (220/380 В; 50 Гц; 3 × 0…40 Вар);
- блок датчиков тока и напряжения (три измерительных преобразователя «ток-напряжение» 3 А / 3 В; три измерительных преобразователя «напряжение-напряжение» 600 В / 3 В);
- коннектор (восемь аналоговых дифференциальных входов; восемь цифровых входов / выходов);
- персональный компьютер с прикладным программным обеспечением и платой NATIONAL INSTRUMENTS 777743-01.

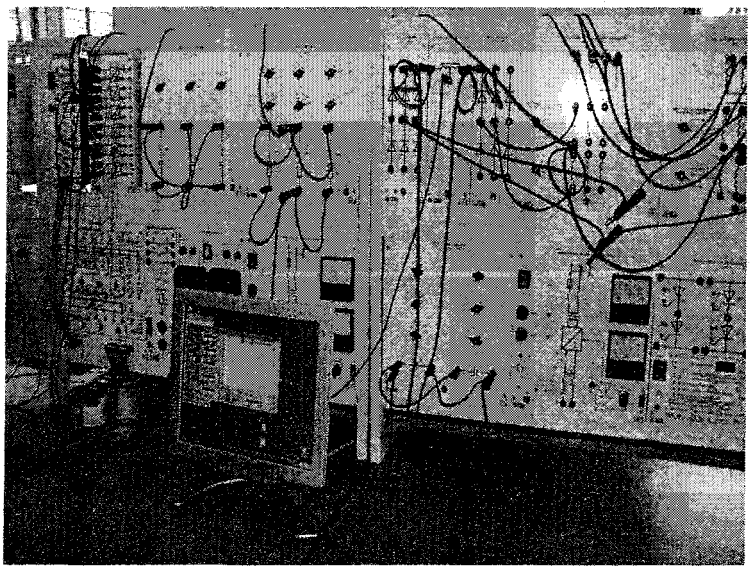


Рис. 1. Схема четырехфазного КП, собранная на базе УЛК «Силовая электроника»

Так как четырехфазная преобразовательная схема является нетрадиционной, то для преобразования трехфазной системы в четырехфазную были использованы два преобразовательных трансформатора, соединенных по схеме с использованием деления обмотки одного стержня пополам и других фаз в равносторонний зигзаг [1]. Используя данную схему, можно получить четырехфазную систему ЭДС с номинальным напряжением 127 В на каждой фазе.

Электромагнитные процессы, протекающие в четырехфазном КП при различных режимах работы, были сняты с помощью виртуального осциллографа. Полученные осциллограммы токов и напряжений представлены на рис. 2–4. На осциллограммах приняты следующие обозначения: u_A, i_A – напряжение и ток фазы А питающей сети; u_V, i_V – напряжение и ток вентиля; u_d, i_d – выпрямленное напряжение и выпрямленный ток нагрузки; u_c, i_c – напряжение и ток коммутирующего конденсатора соответственно.

Для получения некомпенсированного режима работы, в четырехфазном КП был исключен компенсирующий контур, состоящий из уравнительного реактора и коммутирующего конденсатора. Поэтому, на рис. 2 отсутствуют кривые напряжения и тока коммутирующего конденсатора.

Так как физическая модель собрана на УЛК, имеющем малую мощность, то кривые токов и напряжений, полученные с помощью виртуального осциллографа, в большей степени совпадают с кривыми, полученными в результате теоретических исследований четырехфазного КП при мгновенной коммутации вентилей. Кроме этого, при преобразовании трехфазной системы в четырехфазную на основании используемого УЛК, полученные напряжения на всех четырех фазах немного отличаются друг от друга, что видно по пульсациям на кривых выпрямленного напряжения. Это связано с невозможностью получения идеального соотношения витков используемых преобразовательных трансформаторов.

В свою очередь, кривые токов и напряжений, а также внешние и энергетические характеристики, снятые на установке с преобразовательным трансформатором мощностью 15 кВ·А, полностью подтверждают теоретические исследования, проведенные в работах [1–3], и на математической модели в среде Matlab/Simulink.

Приведённые на рис. 2–4 осциллограммы и результаты, полученные на установке с преобразовательным трансформатором мощностью 15 кВ·А, позволяют сделать следующие выводы:

1. Результаты исследования физической модели полностью совпадают с результатами, полученными аналитическим путем и с помощью моделирования в среде Matlab/Simulink.

2. Преобразователь может работать в трех режимах: потребления реактивной мощности (рис. 2), без потребления реактивной мощности (рис. 3) и генерирования реактивной мощности (рис. 4).

3. Повторная проводимость вентилей в неуправляемом (выполненном с помощью диодов) четырехфазном КП появляется при бóльших значениях

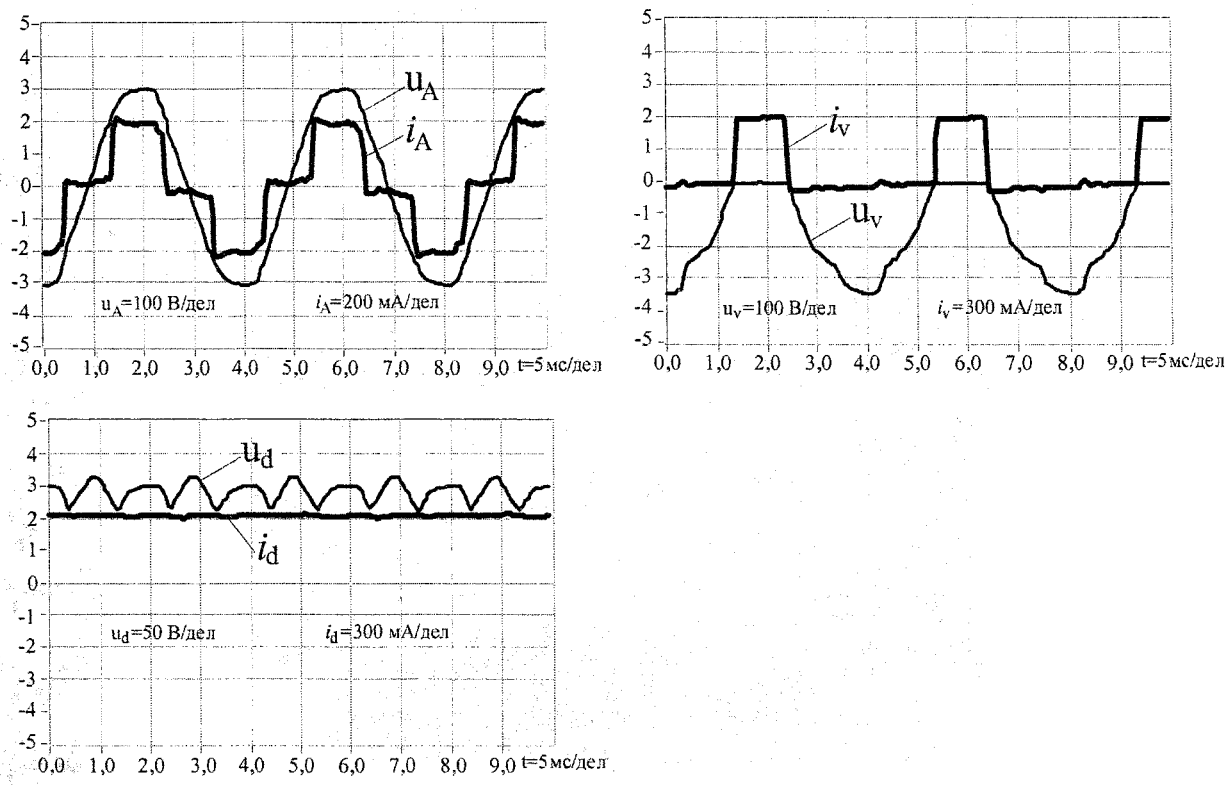


Рис. 2. Кривые токов и напряжений четырехфазного КП в некомпенсированном режиме

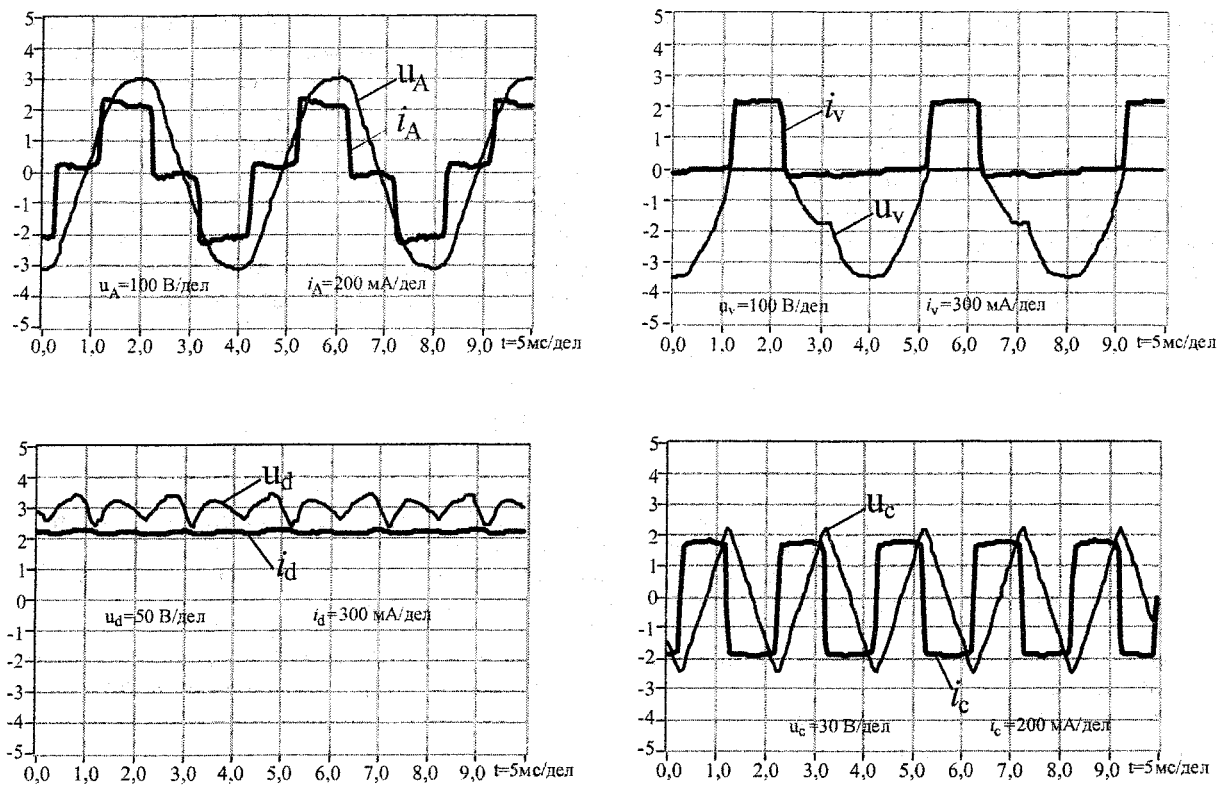


Рис. 3. Кривые токов и напряжений четырехфазного КП в компенсированном режиме

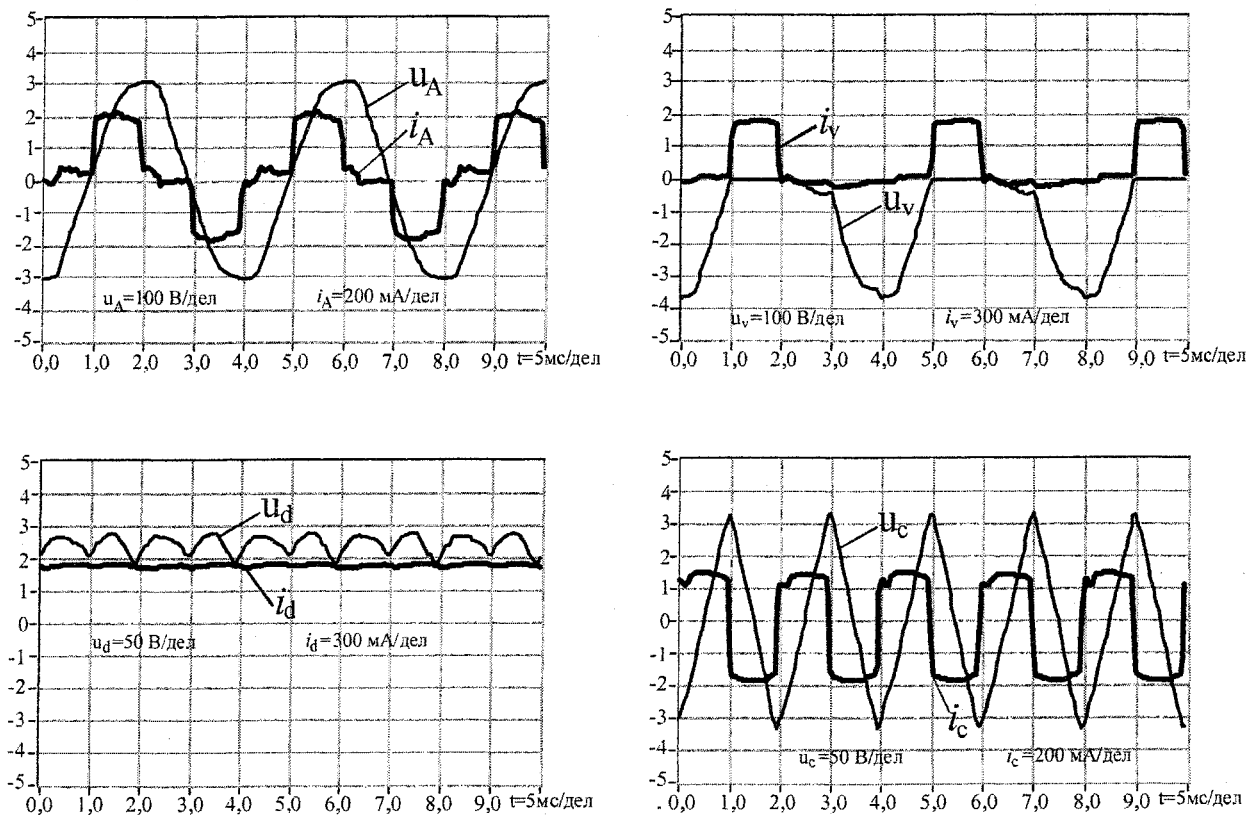


Рис. 4. Кривые токов и напряжений четырехфазного КП в режиме перекомпенсации

тока нагрузки, чем в других известных схемах преобразователей с той же частотой напряжения на конденсаторе.

Литература

1. *Хохлов Ю.И., Ашамо Е.Г., Беляев А.В. Исследование электромагнитных процессов в четырехфазном компенсированном преобразователе при мгновенной коммутации вентилей// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2004. – Вып. 5. – № 4(33). – С. 79–82.*

2. *Хохлов Ю.И., Ашамо Е.Г., Беляев А.В. Режимы работы четырехфазного компенсированного преобразователя с двойной частотой напряжения на конденсаторах// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2004. – Вып. 5. – № 4(33). – С. 83–89.*

3. *Хохлов Ю.И., Ашамо Е.Г. Многофазные системы электроснабжения на основе четырехфазного компенсированного преобразователя// XXV Российская школа по проблемам науки и технологий, посвященная 60-летию Победы: Тезисы докладов. – Миасс: МСНТ, 2005. – С. 55.*

Ашамо Еренго Габето в 1994 году окончил Донецкий Государственный Технический университет по специальности «Электроэнергетические системы и сети». Преподаватель кафедры электротехники Арбаминческого университета (Эфиопия). Аспирант кафедры «Системы электроснабжения» ЮУрГУ. Направление научной деятельности – силовая электроника.

Беляев Александр Владимирович в 2002 году окончил Южно-Уральский государственный университет. Ассистент кафедры «Системы электроснабжения» ЮУрГУ. Направление научной деятельности – силовая электроника.

Электромеханика

УДК 62-83-52: 621.314.632: 621.313.33

ПУСКОВОЕ УСТРОЙСТВО ДРОССЕЛЬНОГО АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

А.М. Борисов, Г.И. Драчев, Н.Е. Лях, А.С. Нестеров, А.Н. Шишков
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрены преимущества и недостатки использования индуктивных реостатов в роторной цепи электродвигателя с фазным ротором для обеспечения плавного пуска. Предложена простая схема пускового устройства дроссельного электропривода, обеспечивающая плавный выход с механической характеристики двигателя с дросселем в цепи ротора на естественную механическую характеристику. Представлена функциональная схема разработанного устройства. С помощью диаграмм пояснен принцип работы устройства. Приведены экспериментальные временные диаграммы изменения частоты вращения, тока статора и тока ротора при осуществлении пуска электродвигателя с индуктивным реостатом и новым устройством в роторной цепи.

В настоящее время в крановом электроприводе получают все более широкое применение, особенно для модернизации существующих электроприводов, пусковые индуктивные реостаты (в дальнейшем изложении дроссели). Они включаются в цепь ротора асинхронных электродвигателей с фазным ротором для ограничения бросков тока в переходных процессах пуска и торможения электродвигателей [1].

Дроссель представляет собой для каждой фазы ферромагнитный сердечник из конструкционной стали с намотанной на него обмоткой. Для приводов малой мощности (примерно до 40 кВт) используются трехфазные дроссели. В качестве сердечников в них применяются Ш-образно расположенные между двух стягивающих швеллеров отрезки труб. Такие дроссели внешне напоминают трехфазные трансформаторы.

Для приводов мощностью больше 40 кВт в каждую фазу включается однофазный дроссель, представляющий собой замкнутый магнитопровод квадратной или треугольной формы из толстостенных листов конструкционной стали.

Особенностью дросселей является автоматическое уменьшение их комплексного сопротивления в процессе разгона двигателя при пуске. При неподвижном роторе электродвигателя в начале пуска частота тока ротора равна 50 Гц и сопротивление дросселя велико. С ростом скорости частота тока ротора падает, а, следовательно, уменьшается и сопротивление ротора. По окончанию пуска сопротивление дросселя практически равно сопротивлению обмотки дросселя.

При применении дросселя исключается из ротора вся коммутационная пусковая аппаратура, а надежность дросселя очевидна и не требует дополнительных комментариев.

Однако применение дросселя имеет и ряд недостатков. Механическая характеристика привода в установившихся режимах более мягкая, чем естественная механическая характеристика электродвигателя. За счет активного сопротивления обмоток дросселя при минимальной частоте тока ротора происходит снижение скорости привода при номинальном моменте на 5–10 %. При этом происходит увеличение тока, а, следовательно, и увеличение потерь электроэнергии по сравнению с работой на естественной механической характеристике электродвигателя.

Снижение скорости электропривода с дросселем в роторной цепи под нагрузкой снижают производительность механизмов при осуществлении больших перемещений.

Поэтому возникает необходимость по окончании пуска электродвигателя обеспечить выход на его естественную механическую характеристику.

Решение этой задачи возможно замыканием колец ротора контактором по завершении пуска, но при этом возможны недопустимо большие броски токов, сопровождаемые ударами в электроприводе.

В данной статье представляется разработанное пусковое устройство, обеспечивающее плавный выход с механической характеристики двигателя с дросселем в цепи ротора на естественную механическую характеристику – устройство выхо-

да на естественную характеристику (УВЕХ). При этом выход происходит без сильных бросков (не больше пусковых значений) токов статора и ротора. При выходе на естественную механическую характеристику обеспечивается более высокая скорость передвижения механизма, что позволяет увеличить производительность приводного механизма, а также снизить значения статических токов ротора и статора.

Устройство пуска (рис. 1) асинхронного электродвигателя М1 включает в себя дроссель Др, подключенный к кольцам ротора электродвигателя, блок силовых тиристоров БТ, также подключенный к кольцам ротора электродвигателя, и панель управления ПУ.

Блок БТ включает в себя три тиристора VS1, VS2 и VS3, соединенных в треугольник. Его назначение – замыкание колец ротора по окончании пуска электродвигателя, то есть исключение дросселя из работы.

Панель управления ПУ формирует сигналы управления тиристорами блока БТ.

Панель ПУ имеет источник питания ИП, подключенный к статорной цепи электродвигателя, поэтому работа устройства происходит только при наличии питания статорной цепи электродвигателя. ИП представляет собой выпрямитель с фильтром. Блок задания напряжений БЗН подключен к ИП и представляет собой ряд потенциометрических резисторов, с которых снимаются сигналы необходимого уровня. Это, прежде всего, напряжение пороговое $U_{ПОР}$ и напряжение $U_{ТЕМП}$, определяющее темп нарастания напряжения $U_И$ на выходе блока интегрирования БИ.

Непосредственно к кольцам ротора подключаются первичные обмотки понижающих трансформаторов TV_A, TV_B и TV_C. Трансформаторы имеют по две вторичных обмотки. Первые вторичные обмотки трансформаторов подключаются к блоку формирования напряжения обратной связи ОС, представляющему собой выпрямитель с фильтром. Вторые вторичные обмотки трансформаторов подключены к входам блоков выделения положительной полуволны напряжения ВП на соответст-

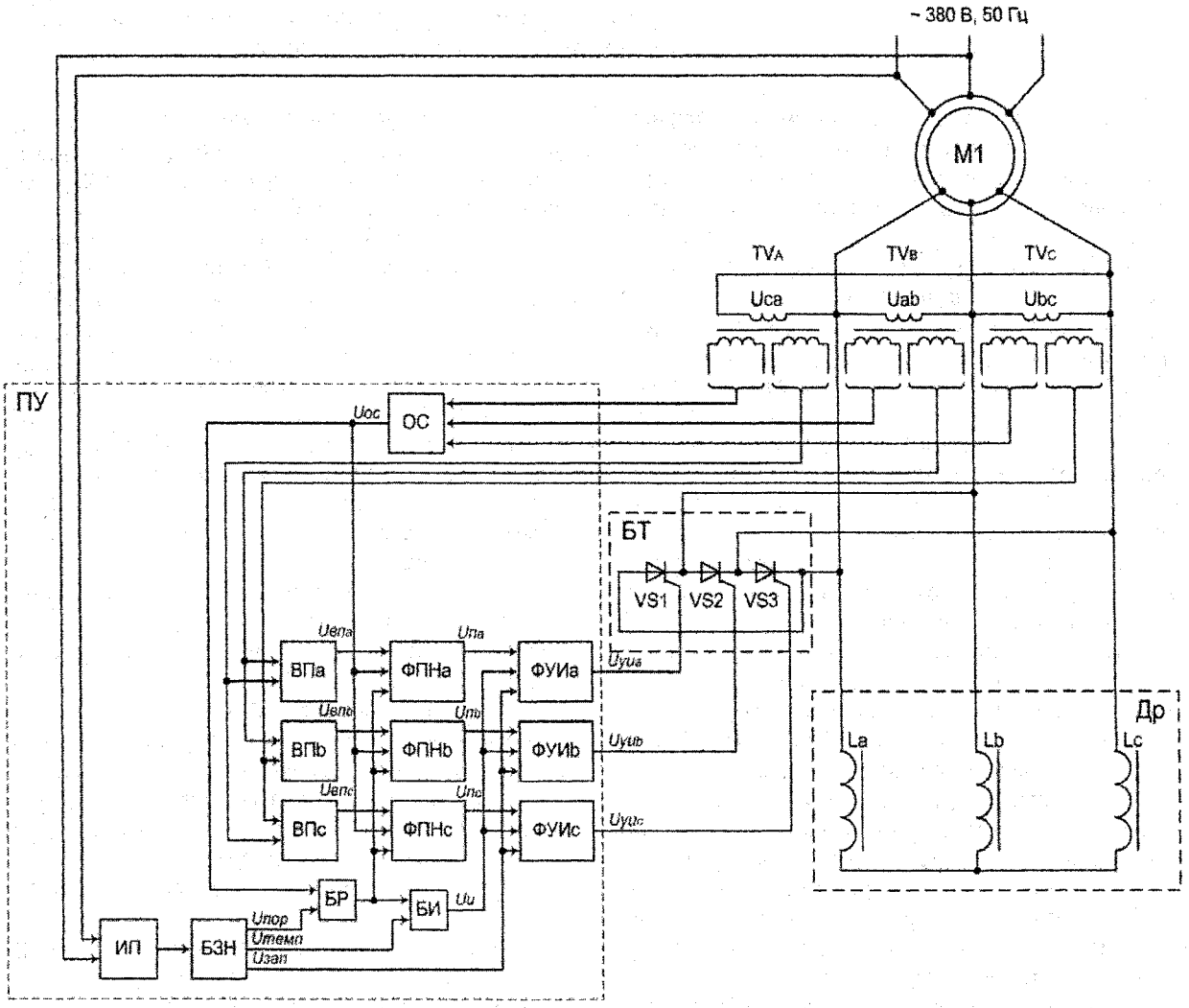


Рис. 1. Функциональная схема роторной цепи электродвигателя с пусковым устройством

вующих тиристорах блока БТ. Блоки ВП представляют собой компараторы. Блоки формирования пилообразных напряжений ФПН каждой фазы представляют собой интеграторы выходного напряжения $U_{ОС}$ блока ОС при наличии разрешения с блока БР. Блок БР сравнивает напряжение $U_{ОС}$ с пороговым напряжением $U_{ПОР}$ с блока БЗН и выдает разрешение на работу блока ФПН при условии, если $U_{ОС}$ меньше установленного напряжения порога $U_{ПОР}$. При исчезновении положительной полуволны напряжения на тиристоре напряжение на выходе соответствующего блока ФПН устанавливается равным нулю. Блок БИ задает темп выхода электропривода на естественную механическую характеристику. Он начинает интегрирование напряжения $U_{ТЕМП}$ на выходе блока БЗН лишь при наличии напряжения на выходе блока БР. Напряжения управления на тиристорах блока силовых тиристоров формируются для каждого тиристора своим блоком формирования управляющего импульса ФУИ. Блок ФУИ суммирует напряжение $U_И$ на выходе блока БИ с выходным напряжением $U_П$ соответствующего блока. Это суммарное напряжение условно названо напряжением опорным $U_{ОП}$. Управляющее напряжение на цепи управляющий электрод – катод тиристора появляется лишь тогда, когда $U_{ОП}$ превышает напряжение запирания тиристора $U_{ЗАП}$, поступающее с блока БЗН.

Идея работы устройства заключается в следующем. При подаче питания на статорную цепь происходит пуск электродвигателя с дросселем в роторной цепи. Тиристоры при этом заперты и никакого влияния на пуск не производят. По мере разгона электродвигателя напряжение его ротора падает и при достижении наперед установленного уровня, названного напряжением пороговым, вступает в работу ПУ, формируя угол открытия тиристоров близкий к 180°. Затем в функции времени угол открытия тиристоров постепенно уменьшается до 0°, закорачивая кольца ротора. Темп открытия тиристоров можно устанавливать в зависимости от требований технологии и ограничения токов в процессе выхода на естественную характеристику.

Управление всеми тиристорами осуществляется однотипно и принцип работы устройства на временных диаграммах достаточно пояснить на примере тиристора, подключенного между фазами А и В (рис. 2).

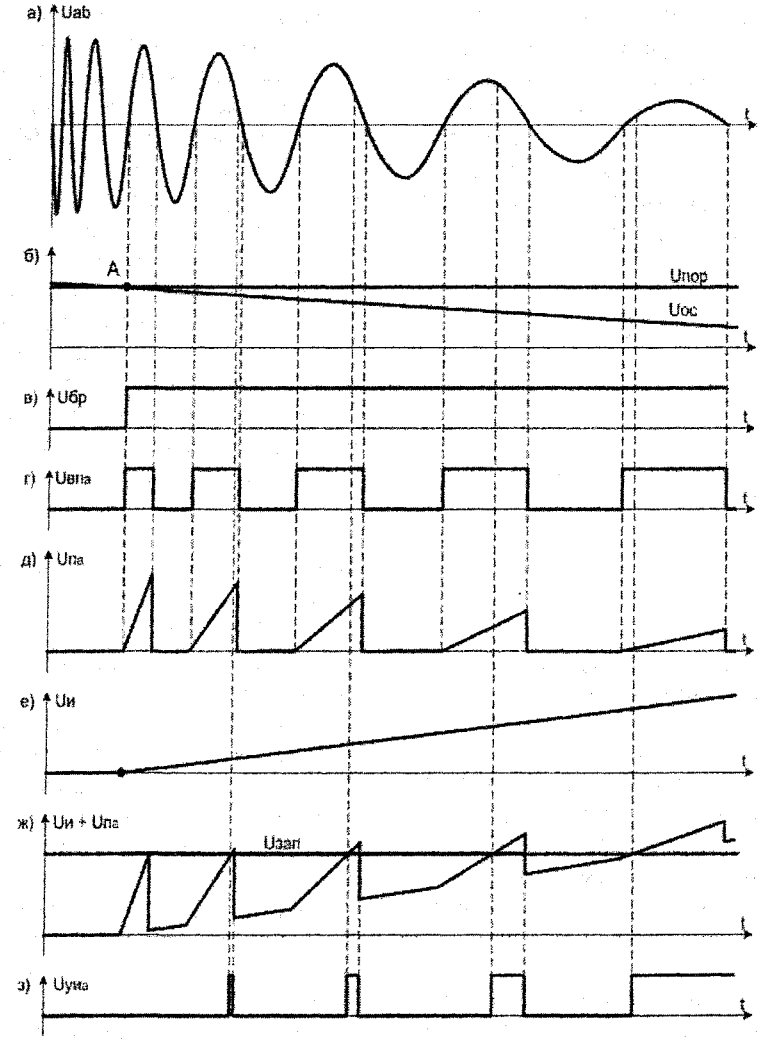


Рис. 2. Временные диаграммы напряжений

Напряжение U_{ab} (рис. 2а) в процессе пуска уменьшается по амплитуде и частоте. Соответственно в процессе разгона электродвигателя происходит уменьшение напряжения обратной связи $U_{ОС}$. В точке А (рис. 2б) напряжение $U_{ОС}$ становится равным пороговому напряжению $U_{ПОР}$ и появляется напряжение $U_{БР}$ на выходе БР (рис. 2в), которое сохраняется при дальнейшем разгоне и при работе привода в установившемся режиме. Напряжение $U_{ВПа}$ (рис. 2г) дает разрешение на интегрирование напряжения $U_{ОС}$ и формируется пилообразное напряжение $U_{Па}$. Как видно из рис. 2д напряжение $U_{Па}$ меняется в процессе пуска как по темпу нарастания, так и по амплитуде в конце участка интегрирования. При наличии напряжения $U_{БР}$ блок БИ начинает интегрировать напряжение $U_{ТЕМП}$, заданное блоком БЗН (рис. 2е). В блоках ФУИ происходит суммирование напряжений $U_И$ и $U_{Па}$ с выходов блока интегрирования и блока ФПН соответственно для каждой фазы и сравнение с запирающим напряжением $U_{ЗАП}$ (рис. 2ж). При превышении суммой $U_И$+$U_{Па}$ напряжения $U_{ЗАП}$ блоки ФУИ формируют управляющие импульсы $U_{УИа}$ на открытие тиристоров для каждой фазы отдельно и независимо от других фаз (рис. 2з).

По мере увеличения напряжения $U_И$ ширина импульсов управления $U_{УИа}$ увеличивается, и при превышении $U_И$ напряжения $U_{ЗАП}$ на выходе блоков ФУИ устанавливается постоянный сигнал на открытие тиристоров (рис. 2з). Таким образом, тиристоры, соединенные в треугольник, полностью открыты. В этом случае электродвигатель работает на естественной характеристике *1* (рис. 3).

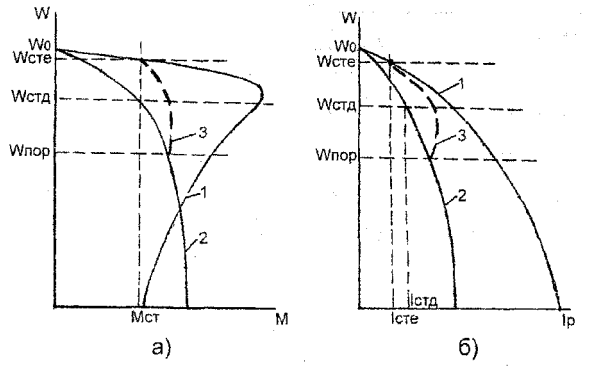


Рис. 3. Механические и электромеханические характеристики электропривода

На рис. 3 представлены механические и электромеханические характеристики двигателя естественные *1* при отсутствии дросселя и искусственные *2* при включении дросселя в роторную цепь.

Механическая дроссельная характеристика *2* в рабочей зоне имеет жесткость меньше, чем на естественной механической характеристике *1* (рис. 3а). Поэтому скорость при статическом моменте $M_{СТ}$ на дроссельной характеристике $w_{СТД}$ на 10–15 % ниже, чем скорость $w_{СТЕ}$ на естественной характеристике.

При пуске электродвигателя разгон на первом этапе идет по характеристике *2* до скорости пороговой $w_{ПОР}$. Это скорость устанавливается при настройке регулятора. До этой скорости тиристоры регулятора закрыты и не оказывают влияния на пуск. При превышении скоростью значения $w_{ПОР}$ устройство вступает в работу.

В функции времени он начинает приоткрывать тиристоры БС и дальнейший разгон идет по промежуточной (штриховой) характеристике *3*. При окончании пуска тиристоры БС полностью открыты, кольца ротора замкнуты тиристорами.

Следует отметить, что ток статический при завершении пуска на естественной характеристике $I_{СТЕ}$ (рис. 3б) меньше, чем ток $I_{СТД}$ на дроссельной характеристике при одном и том же статическом моменте $M_{СТ}$.

Это обусловлено тем, что на естественной характеристике в установившемся режиме частота тока в роторной цепи меньше, чем на дроссельной характеристике, и ток ротора становится более активным. Поэтому на естественной характеристике тот же $M_{СТ}$ создается при меньшем значении тока ротора. Таким образом, разработанное устройство не только обеспечивает работу электропривода на максимальных скоростях, но и облегчает тепловой режим работы электродвигателя и уменьшает расход электроэнергии.

На рис. 4 представлены экспериментально снятые на электродвигателе MTF 111-6У1 ($U_Н$=380 В, $P_Н$=3,5 кВт, $I_{СТ}$=10,8 А, E_{20}=176 В, $I_Р$=15 А, n=900 об/мин) осциллограммы.

На рис. 4а и рис. 4б представлены диаграммы изменения тока ротора $I_Р$, частоты вращения вала электродвигателя w и тока статора $I_С$ во времени при пуске и отключении при моменте $M_{СТ}$ равном 0,75 от момента номинального $M_Н$. На рис. 4в и рис. 4г представлены аналогичные осциллограммы тех же процессов, но при работе пускового устройства. Из сопоставления соответствующих осциллограмм видно, что броски токов статора и ротора электродвигателя при работе пускового устройства практически не превышают бросков в первый момент подачи напряжения на статор электродвигателя.

Лабораторные и производственные испытания показали работоспособность разработанного устройства.

Данное устройство может быть использовано для оснащения механизмов подъема, моста, тележки кранов, для механизмов металлургического и машиностроительных производств, требующих сохранения максимальных скоростей электропривода, соответствующих скоростям на естественной механической характеристике электродвигателя.

При модернизации устаревшего оборудования устройство совместно с пусковым дросселем предназначено для замены шкафов с сопротивлениями для роторной цепи и контакторов, обслуживающих их переключение. При такой замене уве-

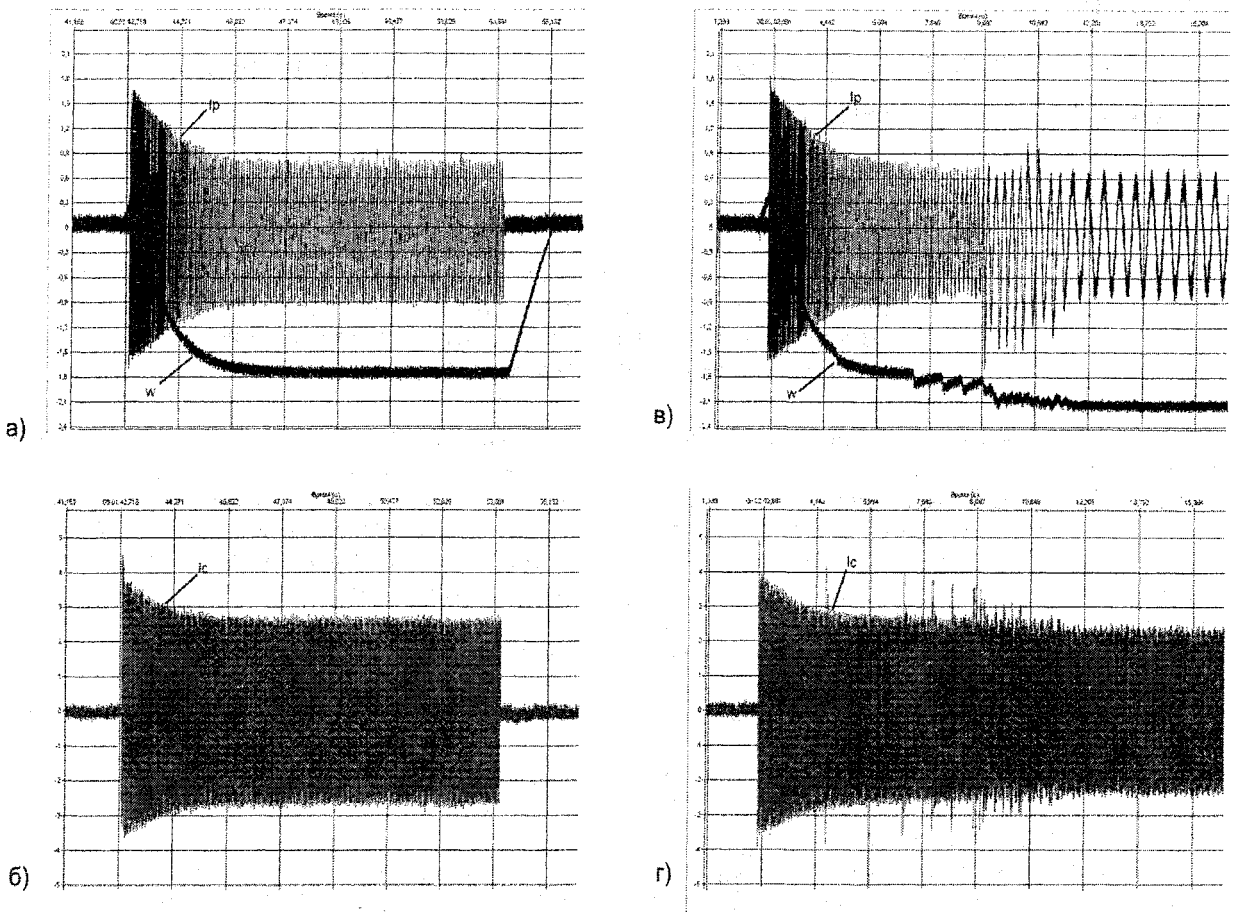


Рис. 4. Осциллограммы тока ротора Ip, тока статора Ic и частоты вращения w при отсутствии (а и б) и наличии (в и г) пускового устройства

личивается надежность работы привода и его межремонтный срок эксплуатации.

В настоящее время разработанное устройство установлено на различных механизмах нескольких предприятий, например, на грейферном кране Коркинского угольного разреза в Челябинской области, на буровой установке Альметьевского управления ООО «Татнефтьбурение» и ряде других.

Литература

1. Пусковые характеристики дроссельного асинхронного электропривода/ А.М. Борисов, Г.И. Драчев, Н.Е. Лях, В.И. Ильинов// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2001. – Вып. 1. – № 4.

Борисов Александр Михайлович, профессор кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» ЮУрГУ, канд. техн. наук., доцент.

Драчев Геннадий Иванович, доцент кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» ЮУрГУ, канд. техн. наук.

Лях Николай Ефимович, доцент кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» ЮУрГУ, канд. техн. наук.

Нестеров Александр Сергеевич, аспирант кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» ЮУрГУ.

Шишков Александр Николаевич, аспирант кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» ЮУрГУ.

УДК 621.313 (07)

СТАРТЕР-ГЕНЕРАТОР ДЛЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С.А. Ганджа, А.В. Ерлышева
г. Челябинск, ЮУрГУ

Представлен стартер-генератор комбинированного возбуждения со щеточно-коллекторным коммутатором в стартерном режиме. Рассмотрена конструкция стартер-генератора, описан принцип работы в стартерном и генераторном режимах.

В настоящее время для автономных источников питания на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) в качестве электрического генератора и стартерного двигателя в основном используются две отдельные электрические машины. Это обусловлено тем, что к режиму генератора и к стартерному режиму предъявляются противоречивые требования, которые сложно реализовать в одном устройстве.

Основными требованиями, которые предъявляются к электрогенераторам, являются:

– энергетические показатели (мощность, напряжение, КПД);

– массогабаритные показатели (вес, объем);

– требования к качеству электроэнергии (стабильность напряжения, уровень пульсаций напряжения)

– требования к показателям надежности. Ресурс и срок службы генератора должен быть не меньше аналогичных показателей ДВС.

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяют синхронные генераторы с бесконтактным регулируемым возбуждением и диодным выпрямительным блоком.

Для стартера требования к надежности, минимальным габаритам, энергетическим показателям также являются основными. Спецификой работы стартера является кратковременный режим работы и большие токи прямого пуска. Практика показала, что наиболее надежной и экономичной машиной для стартерного режима является коллекторный электродвигатель постоянного тока.

В то же время известно, что электрическая машина по своей природе обратима и может работать как в режиме генератора, так и в режиме двигателя. Это означает, что эти два режима можно объединить в одной электрической машине – стартер-генераторе (СГ).

Предлагаемый СГ с комбинированным возбуждением имеет следующее конструктивное исполнение (рис. 1). Комбинированное возбуждение означает, что генератор имеет постоянные магниты и обмотку возбуждения. Обмотка возбуждения находится на неподвижной части генератора статоре. Это позволило питание обмотки возбуждения сделать бесконтактным.

Магнитная система генератора устроена таким образом, что ЭДС в статорной обмотке скла-

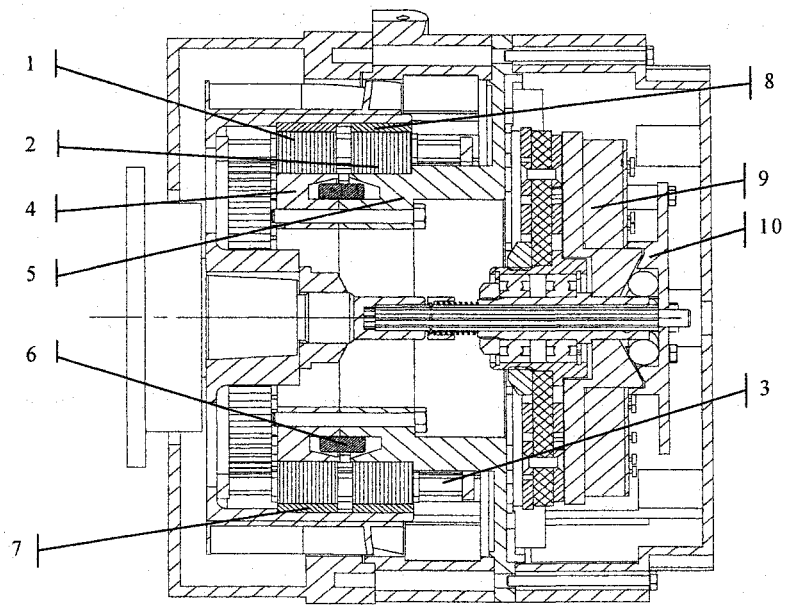


Рис. 1. Конструктивное исполнение СГ

дывается из двух составляющих: от магнитного потока постоянных магнитов и магнитного потока обмотки возбуждения.

Сердечник статора состоит из двух шихтованных пакетов 1 и 2 с пазами. Пазы пакетов в осевом направлении совпадают. В пазах пакетов расположена трёхфазная обмотка 3, активная часть которой проходит в осевом направлении через эти два пакета. Шихтованные пакеты напрессованы на массивные детали магнитопровода 4 и 5. Детали 4 и 5 насажаны на втулку. Между пакетами магнитопровода расположена неподвижная обмотка возбуждения 6. Ротор генератора расположен снаружи статора. Он имеет массивные полюса и постоянные магниты 7 и 8. Постоянные магниты и полюса чередуются между собой, располагаясь по окружности. При этом они образуют два кольца, которые охватывают шихтованные пакеты 1 и 2. Магниты 7 и 8 имеют радиальную намагниченность, при этом в одном кольце магниты имеют «южную» намагниченность 7 на поверхности, обращенной к пакету, в другом кольце – «северную» 8.

Статор с трехфазной обмоткой и обмоткой возбуждения и индуктор с постоянными магнитами являются универсальными частями электрической машины. Они работают и в стартерном и генераторном режимах.

Для реализации **стартерного режима** трехфазная обмотка подключается к так называемому щеточно-коллекторному коммутатору (ЩКК) 9.

ЩКК включает в себя торцевой коллектор и щеткодержатель с набором щеток.

Торцевой коллектор содержит коллекторные пластины, расположенные по окружности и контактное кольцо. К соответствующим коллекторным пластинам подсоединяются концы фаз А, В, С. Торцевой коллектор является неподвижной частью.

Щеткодержатель содержит щетки для фаз А, В, С, а также щетки для подачи от аккумуляторной батареи (АКБ) положительного потенциала. Щетки для фазы А, фазы В и фазы С смещены в пространстве друг относительно друга на 120 электрических градусов. В группе щеток для каждой фазы имеются щетки, на которые постоянно подан положительный потенциал через щетку с контактного кольца и отрицательный потенциал через корпус однопроводной цепи. Щеткодержатель со щетками является подвижной частью, которая вращается вместе с ротором. При вращении щетки перемещаются по коллектору и передают пластинам попеременно положительный и отрицательный потенциал. Пространственный сдвиг щеток обеспечивает фазовое смещение напряжений для соответствующих фаз. Положение ротора и щеткодержателя друг относительно друга строго фиксировано и определено из условия оптимальной коммутации.

Работа ЩКК аналогична работе электронного коммутатора, с той лишь разницей, что преобразование постоянного напряжения в переменное осуществляется щеточно-коллекторным узлом.

Конструкция содержит центробежный привод (ЦП) 10. В процессе разгона ротора при заданных оборотах ЦП под действием центробежных сил перемещает щеткодержатель в осевом направлении. При этом щетки отходят от торцевого коллектора и трехфазная обмотка отключается от питания.

Для реализации **генераторного режима** СГ содержит трехфазный синхронный генератор комбинированного возбуждения, с регулируемым бесконтактным возбуждением, с трехфазной мостовой схемой.

Магнитный поток постоянных магнитов проходит по пути: постоянный магнит южного полюса, воздушный зазор, зубцовая зона железа статора первого пакета, спинка железа статора первого пакета, втулка железа статора. Далее силовые линии магнитного поля делают поворот на одно полюсное деление и продолжают идти по пути: спинка железа статора второго пакета, зубцовая зона железа статора второго пакета, воздушный зазор, постоянный магнит северного полюса, корпус ротора и замыкаются на постоянном магните южного полюса. При вращении ротора магнитные силовые линии вращаются вместе с постоянными магнитами.

Магнитный поток обмотки возбуждения проходит по пути: массивный зубец южного полюса, воздушный зазор, зубцовая зона железа статора первого пакета, спинка железа статора первого пакета, втулка железа статора. Далее силовые линии магнитного поля делают поворот на одно полюсное деление и продолжают идти по пути: спинка железа статора второго пакета, зубцовая зона железа статора второго пакета, воздушный зазор, массивный зубец северного полюса, корпус ротора и замыкаются на массивном зубце южного полюса. При вращении ротора обмотка возбуждения остается неподвижной, но магнитные силовые линии, замыкаясь по пути минимального магнитного сопротивления, поворачиваются вслед за массивными зубцами ротора.

Таким образом, магнитные потоки постоянных магнитов и обмотки возбуждения имеют свои маршруты. Они имеют общие пути только во втулке статора и корпусе ротора. Но из-за поворота на одно полюсное деление эти магнитные потоки наводят общее ЭДС в активной части обмотки статора.

Поток постоянных магнитов имеет постоянную величину. Наличие мощных постоянных магнитов из материала неодим-железо-бор позволяет минимизировать габариты генератора.

Поток обмотки возбуждения изменяется регулятором напряжения. Таким образом, суммарный магнитный поток может меняться. В зависимости от частоты вращения регулятор напряжения изменяет ток в обмотке возбуждения таким образом, чтобы выпрямленное выходное напряжение было постоянным. При этом поток от обмотки

возбуждения может как добавляться к потоку постоянных магнитов, так и вычитаться из него. При этом регулирование напряжения осуществляется по слаботочной цепи обмотки возбуждения, что значительно увеличивает ресурс данного узла.

Функциональная схема СГ представлена на рис. 2.

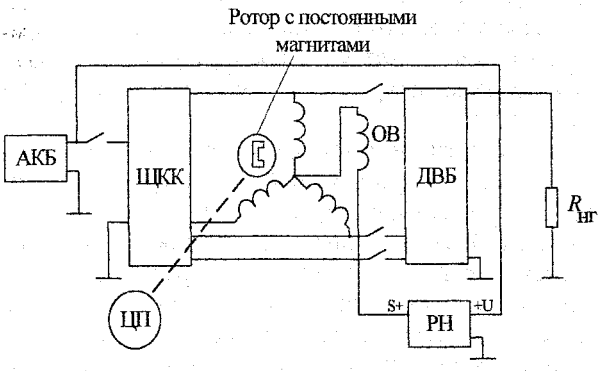


Рис. 2. Функциональная схема СГ

В исходном положении при неработающем ДВС АКБ отключена от ЩКК. Щетки щеткодержателя под действием пружины прижаты к коллекторным пластинам. При пуске ДВС плюс АКБ подается на ЩКК. При этом ЩКК вырабатывает трехфазную систему напряжений, которые подаются на обмотку статора. Электрическая машина начинает работать в режиме двигателя, осуществляя стартерный режим. ДВС запускается и начинает набирать обороты. При определенной скорости срабатывает центробежный привод и отводит щетки от коллектора. Обмотка статора отключается от напряжения АКБ. Щетки вращаются, не соприкасаясь с коллектором. Это обеспечивает их длительный ресурс. После запуска АКБ отключается от ЩКК.

При работе ДВС в электрической машине под действием магнитного поля постоянных магнитов (их поле вращается вместе с ротором) и обмотки возбуждения вырабатывается напряжение. При подключении обмотки статора к диодному выпрямителю электрическая машина начинает работать в режиме генератора. В диапазоне частот 1000–6000 об/мин выходное напряжение стабилизируется обмоткой возбуждения, которой управляет регулятор напряжения (РН). В режиме генератора отсутствует щеточный контакт, что обеспечивает высокую надежность и длительный ресурс.

Когда ДВС останавливается, статорная обмотка отключается от диодного выпрямительного блока, центробежный привод возвращает щеткодержатель в исходное положение. Щетки соприкасаются с коллектором. Электрическая машина переходит в исходное состояние.

Новизна предлагаемого технического решения обусловлена тем, что введение в магнитную систему постоянных магнитов радиальной намагниченности позволяет увеличить полезный магнитный поток и, тем самым, повысить удельные энергетические показатели, а расположение статора внутри ротора и размещение обмотки возбуждения между пакетами статора позволяет упростить технологию сборки генератора.

Одним из достоинств данной конструкции является работа щеточно-коллекторного коммутатора только в стартерном режиме, чем обеспечивается значительное увеличение ресурса работы щеточного узла.

По представленной концепции сделан проект СГ для энергетической установки 8 кВт, 28 В на базе дизеля В24 8.2/7.83 по заказу ОАО «Моторный завод», г. Челябинск. Планируется изготовление и испытание опытного образца. По сравнению с серийно выпускаемой установкой масса снижена с 230 до 125 кг, существенно уменьшились габаритные размеры.

Таким образом, предлагаемая конструкция вполне конкурентоспособна на рынке автономных источников электроснабжения.

Литература

1. Балагуров В.А. Проектирование специальных электрических машин переменного тока. – М.: Высшая школа, 1982. – 272 с.

Ганджа Сергей Анатольевич, в 1978 г. окончил Челябинский политехнический институт (ЧПИ), в 1985 г. – аспирантуру (ЧПИ). С 1985 г. по 2001 г. работал в СКБ «Ротор» и ОАО «Электромашина» в должностях ведущего инженера, начальника бюро, начальника отдела. В настоящее время работает техническим директором НИИ «Уралмет», доцент кафедры «Электромеханика и электромеханические системы» ЮУрГУ, к.т.н. Научные интересы связаны с разработкой вентильных машин постоянного тока.

Ерлышева Анна Валерьевна, старший преподаватель кафедры «Электромеханика и электромеханические системы» ЮУрГУ. Выпускница кафедры «Электромеханика и электромеханические системы» 1999 года.

УДК 621.318.2(031)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ ИЗ ЗАКРИТИЧЕСКИХ МАГНИТОТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ

В.Д. Константинов
г. Усть-Катав, филиал ЮУрГУ

В работе проанализированы различные методы контроля параметров постоянных магнитов. Предложенный способ определения магнитных характеристик постоянных магнитов из закритических магнитотвердых материалов отличается повышенной универсальностью и точностью.

Широкое использование постоянных магнитов в различных электротехнических устройствах и приборах, в частности, в электроаппаратах и электрических машинах, повышает эксплуатационную надежность, энергетические показатели устройств и устраняет необходимость наличия источника питания.

Постоянные магниты, вследствие сложной технологии изготовления и обработки изделий, имеют достаточно большой разброс магнитных характеристик даже для одного конкретного типа. Кроме того, существующие нормативные документы нормируют только три точки кривой размагничивания: остаточную индукцию B_r, коэрцитивную силу по индукции H_c и точку с максимальной магнитной энергией.

При массовом производстве изделий с постоянными магнитами входной контроль их параметров осуществляется с помощью достаточно сложных специальных приспособлений и измерительных приборов. В практике магнитных измерений известны различные способы определения параметров кривой размагничивания постоянных магнитов: магнитометрический, электродинамический и др., требующие дорогостоящей измерительной аппаратуры.

Известный способ определения характеристик постоянных магнитов, согласно которому измеряют три значения магнитного потока, требует для каждого типоразмера специальной магнитной системы [1]. При этом два измерения соответствуют граничным точкам участка основной кривой размагничивания, на котором лежит точка отхода рабочей линии возврата, а третье измерение определяет параметр точки, лежащей на линии возврата. По этим измеренным значениям судят о величине рабочего потока. Причем, для проведения контроля параметров постоянных магнитов необходимо применять различные магнитомягкие и немагнитные вкладыши и для каждого типоразмера должен быть отдельный набор вкладышей, что снижает универсальность метода. Кроме того, для испытания только одного магнита необходимо провести несколько измерений, что снижает производительность данного метода.

Наиболее близким к предлагаемому решению является способ определения остаточной индукции и максимальной магнитной энергии, заключающийся в том, что испытуемый магнит цилиндрической формы с осевой намагниченностью помещается между двумя полюсными наконечниками в виде ферромагнитных дисков с наружным диаметром, большим диаметра магнита [2].

После измерения величины индукции в зазоре между дисками определяют остаточную индукцию

$$B_r = B_\delta \frac{S_d K_\sigma^2}{S_м}, \qquad (1)$$

где B_δ – индукция в зазоре между дисками;

S_d – площадь дисков;

$S_м$ – площадь поперечного сечения постоянного магнита;

K_σ – коэффициент, учитывающий поток рассеяния между дисками, не проходящий через зазор.

Рассмотренный способ также требует применения для различных магнитов полюсных наконечников специальных типоразмеров. Кроме того, точность указанного способа недостаточна, так как производится только одно измерение индукции в зазоре между полюсными наконечниками, а параметры кривой размагничивания вычисляются, причем в формулу входит достаточно неопределенный коэффициент K_σ, учитывающий поток рассеяния. Поэтому, важной является задача определения параметров постоянных магнитов сравнительно простыми методами, особенно при небольшой серии выпускаемых устройств.

Предложенный способ опытного определения параметров постоянных магнитов из закритических магнитотвердых материалов заключается в следующем:

1) магниты определенного типоразмера сортируют на группы по величине магнитной индукции в центре полюса;

2) из каждой группы отбирают $2n$ магнитов и собирают из них составной магнит;

3) измеряют индукцию в нейтральном сечении составного магнита в свободном состоянии, по которой с учетом известных величин зазора под измеритель магнитной индукции, размеров и количества испытуемых магнитов находят значение напряженности магнитного поля;

4) повторяют измерения n раз, при этом сни-

мают каждый раз по одному магниту с противоположных полюсов составного магнита;

5) кривая размагничивания определяется совокупностью n рабочих точек $B = f(H)$, характеризующихся измеренными значениями индукции в нейтральном сечении составного магнита и рассчитанными значениями напряженности поля [3].

На рис. 1 изображен составной магнит из $2n = 8$ испытуемых магнитов (поз. 1) с наружным диаметром $d_м$ и осевой длиной $h_м$. В зазоре, с величиной δ, в нейтральном сечении составного магнита расположен датчик Холла (поз. 2).

Для доказательства справедливости предложенного способа проанализируем магнитные характеристики постоянных магнитов в свободном состоянии. С этой целью определим магнитную проводимость внешней среды $\lambda_{вн}$ для постоянного магнита в виде цилиндра с осевой намагниченностью.

При расчете $\lambda_{вн}$ приняты следующие допущения:

1) магнитные силовые линии перпендикулярны к поверхности раздела сред;

2) каждая магнитная силовая линия является частью окружности, центр которой лежит в нейтральном сечении магнита;

3) считаем, что основная проводимость внешней среды обусловлена магнитным потоком между боковыми поверхностями (рис. 2).

При линейном изменении намагничивающей силы по длине магнита проводимость между боковыми поверхностями

$$\lambda_{вн} = \mu_o \frac{S_{ср}}{l_{ср}}, \qquad (2)$$

где $S_{ср}$ – средняя величина площади поперечного сечения магнитных трубок;

$l_{ср}$ – средняя длина силовой линии;

$\mu_o = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная.

Принятые допущения приводят к рассмотрению элементарной трубки с поверхностью эллипсоида вращения, имеющего радиус в поперечном сечении

$$R = \frac{d_м}{2} + x \cdot \sin\alpha, \qquad (3)$$

где x – текущее значение размера по длине магнита.

Тогда площадь поперечного сечения магнитных трубок (площадь боковой поверхности усеченного конуса) при разном угле α наклона образующей конуса

$$S(\alpha) = 2\pi \int_0^{l/2} \left(\frac{d_м}{2} + x \cdot \sin\alpha \right) dx = \frac{\pi}{2}\left(l_м d_м + l_м^2 \sin\alpha \right). \qquad (4)$$

Среднее значение площади поперечного сечения силовых трубок

$$S_{ср} = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi/2} S(\alpha)\, d\alpha = \pi \frac{l_м d_м}{2} + l_м^2 . \qquad (5)$$

Средняя длина силовых линий

$$l_{ср} = \frac{2}{l_м} \int_0^{l_м/2} \pi x dx = \frac{\pi}{4} l_м . \qquad (6)$$

Магнитная проводимость между боковыми поверхностями магнита конечной длины

$$\lambda_{вн} = \mu_o \frac{S_{ср}}{l_{ср}} = \mu_o \left(\frac{d_м}{8} + \frac{4 l_м}{\pi} \right). \qquad (7)$$

Тогда внешняя проводимость магнита бесконечной длины $\lambda_{вн} \to \infty$. Таким образом, для магнита бесконечной длины магнитное сопротивление внешней среды только для боковых поверхностей $R_{вн} = 0$ и постоянный магнит находится в режиме короткого замыкания.

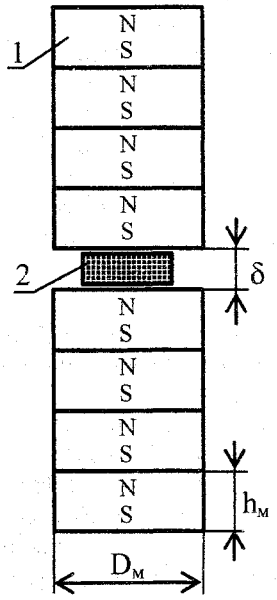


Рис. 1. Составной магнит с измерителем индукции в нейтральном сечении

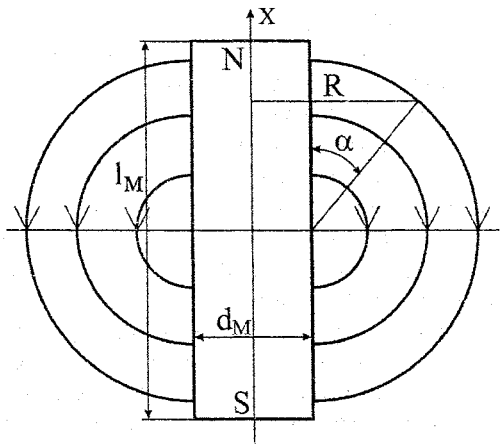


Рис. 2. Магнитные силовые линии с боковых поверхностей магнита

Согласно схеме замещения для магнита бесконечной длины (рис. 3) магнитный поток определяется

$$\Phi = \frac{F_м}{R_м} = \mu_м H_c S_м = B_r S_м , \qquad (8)$$

где $F_м = H_c l_м$ – намагничивающая сила магнита;

$R_м = \frac{l_м}{\mu_м S_м}$ – внутреннее магнитное сопротивление постоянного магнита. Для закритических магнитотвердых материалов проницаемость возврата $\mu_м = \mu_o$;

$S_м$ – площадь поперечного сечения магнита.

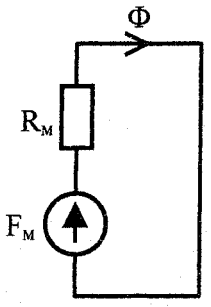


Рис. 3. Схема замещения магнита при коротком замыкании

Для магнита конечной длины введем коэффициент K_L, тогда магнитный поток будет

$$\Phi = K_L B_r S_м, \qquad (9)$$

где K_L – коэффициент, учитывающий индуктивность соленоида конечной длины.

Физическим аналогом постоянного магнита цилиндрической формы намагниченного аксиально, является катушка с током. Поэтому для определения коэффициента K_L заменим постоянный магнит цилиндрическим токовым слоем с равными геометрическими размерами $l_к = l_м$, $d_к = d_м$ и намагничивающей силой $IW = H_c l_м$. Здесь I – ток в обмотке соленоида с числом витков W (рис. 4).

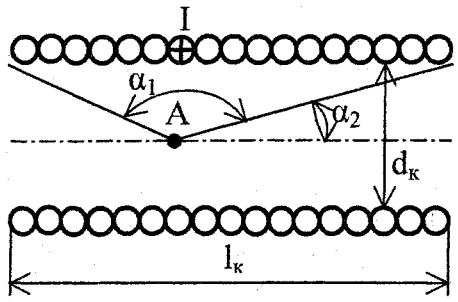


Рис. 4. Определение индукции для цилиндрического токового слоя

Известно, что значение индукции в произвольной точке A, лежащей на оси соленоида конечной длины

$$B_A = 0{,}5\mu_o NI\left(\cos\alpha_2 - \cos\alpha_1\right), \qquad (10)$$

где $N = W/l_к$ – число витков соленоида на единицу длины.

Тогда для цилиндрической катушки с током максимальное значение индукции в середине катушки

$$B_{max} = \mu_o NI \frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{d_м}{l_м}\right)^2}} . \qquad (11)$$

Для бесконечно длинной катушки $l_к \to \infty$,

$$B'_{max} = \mu_o NI . \qquad (12)$$

Сравнивая уравнения (8), (9) и (11), (12) нетрудно заметить, что коэффициент, используемый при расчете индуктивности соленоида конечной длины равен

$$K_L = \frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{d_м}{l_м}\right)^2}} . \qquad (13)$$

Зависимость $K_L = f\left(\frac{d_м}{l_м}\right)$ представлена на рис. 5.

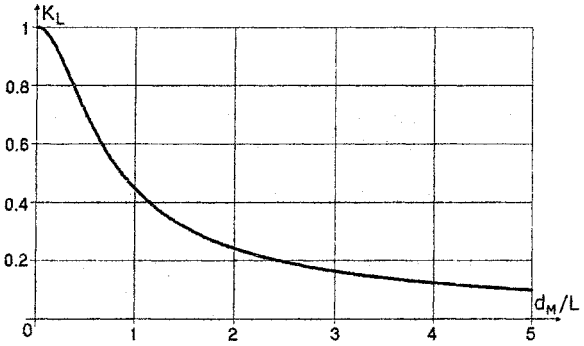


Рис. 5. Определение коэффициента K_L для магнита цилиндрической формы

Для испытуемых магнитов прямоугольной формы, а следовательно, для катушек с прямоугольным витком со сторонами a и b, значение коэффициента K_L имеет достаточно сложное выражение. В первом приближении можно воспользоваться уравнением для цилиндрической катушки, если принять равенство площадей сечений цилиндрической и прямоугольной катушек

$$S_{пр} = S_{цил}; \quad ab = \frac{\pi d_м^2}{4}, \quad \text{откуда } d_м = \sqrt{\frac{4ab}{\pi}} .$$

Тогда

$$K_L' = \frac{1}{\sqrt{1+\frac{4ab}{\pi l_м^2}}} . \qquad (14)$$

Последняя зависимость $K_L' = f\left(\frac{\sqrt{S_м}}{l_м}\right)$ показана на рис. 6.

Схема замещения для предложенного способа определения параметров постоянных магнитов представлена на рис. 7.

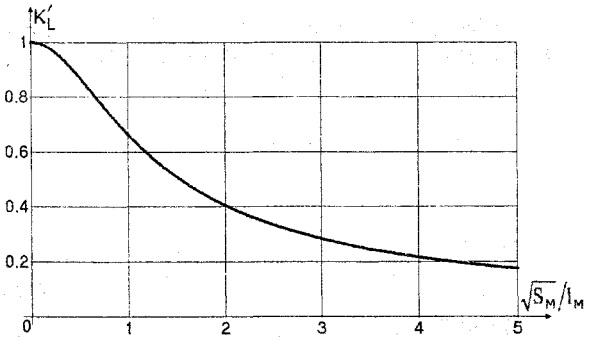


Рис. 6. Определение коэффициента K_L для магнитов прямоугольной формы

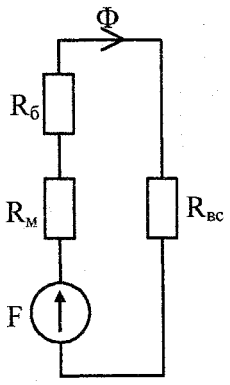


Рис. 7. Схема замещения для измерения параметров магнитов

Здесь $F_м = H_c h_м \cdot 2n$ – намагничивающая сила магнита;

$R_{вс}$ – магнитное сопротивление внешней среды;

$R_м$ – внутреннее магнитное сопротивление постоянного магнита;

$R_\delta = \dfrac{\delta}{\mu_o S_\delta}$ – магнитное сопротивление воздушного зазора для размещения датчика Холла. При измерении индукции в нейтральном сечении составного магнита веберметром с измерительной обмоткой $\delta = 0$ и $R_\delta = 0$.

Для определения величины проводимости внешней среды воспользуемся представлением составного магнита в виде эквивалентного ему соленоида, что допустимо для закритических магнитотвердых материалов.

При этом, магнитный поток в нейтральном сечении магнита, исходя из схемы замещения

$$\Phi = \frac{F_м}{R_м + R_\delta + R_{вс}} = \frac{H_c h_м 2n}{R_м + R_\delta + R_{вс}}. \qquad (15)$$

С другой стороны,

$$\Phi = K_L B_r S_м. \qquad (16)$$

Приравнивая последние два уравнения, получим

$$R_{вс} = \frac{H_c h_м 2n}{K_L B_r S_м} - R_\delta - R_м. \qquad (17)$$

Так как для закритических магнитотвердых материалов $B_r = \mu_o H_c$, то после несложных преобразований выражение (17) можно привести к виду

$$R_{вс} = \frac{h_м 2n}{K_L \mu_o S_м}\left(1 - K_L - \frac{\delta}{h_м 2n} K_L\right). \qquad (18)$$

Поскольку для произвольной точки кривой размагничивания, согласно схеме замещения, зависимость $H = f(B)$ определяется уравнением

$$H = B R_{вс} \frac{S_м}{h_м 2n}, \qquad (19)$$

то окончательно получаем

$$H = B\left(\frac{1}{\mu_o K_L} - \frac{1}{\mu_o} - \frac{\delta}{\mu_o h_м 2n}\right). \qquad (20)$$

Последнее уравнение показывает, что соотношение между H и B для закритических магнитотвердых материалов зависит только от величины воздушного зазора, длины составных магнита и однозначно при постоянстве этих величин. Таким образом, зная только, что магниты одного типоразмера изготовлены из закритического магнитотвердого материала, определение параметров кривой размагничивания, характеризующихся рабочими точками со значениями B и H по предлагаемому способу проводят в следующей последовательности.

Испытуемые магниты каждого типоразмера делят на группы по индукции в центре полюса. Внутри каждой группы отбирают $2n$ магнитов и собирают из них составной магнит, устанавливая их соосно-согласно. Измеряют индукцию в нейтральном сечении составного магнита в свободном состоянии n раз, причем каждый раз снимают по одному магниту с северного и южного полюсов. Затем для каждого измеренного значения индукции B по формуле (20) находят соответствующее значение напряженности поля H, получая при этом два параметра рабочей точки на кривой размагничивания.

Совокупность n рабочих точек дает искомую кривую размагничивания, которая является магнитной характеристикой материала испытуемых постоянных магнитов.

Применяя предложенный метод, была исследована группа из $2n = 8$ магнитов из закритического сплава цериевый мишметалл-кобальт. Магниты выполнены в виде цилиндров диаметром $d_м = 6$ мм и высотой $h_м = 3$ мм, намагниченных в осевом направлении. Индукция B в нейтральном сечении составного магнита измерялась миллитесламетром Ф4354 с датчиком Холла. Результаты измерения индукции и рассчитанные по ним значения H с учетом зазора под датчик $\delta = 1$ мм представлены в табл. 1 и на рис. 8.

Для прямоугольных магнитов марки 2БА1 с размерами $a \times b \times h_м = 10 \times 20 \times 5$ мм, результаты испытаний даны на рис. 9.

Использование указанного способа позволит контролировать магнитные свойства постоянных магнитов без применения энергоемких электро-

Таблица 1

$2n$	8	6	4	2
B, Тл	0,44	0,42	0,39	0,32
H, кА/м	40	55	78	125

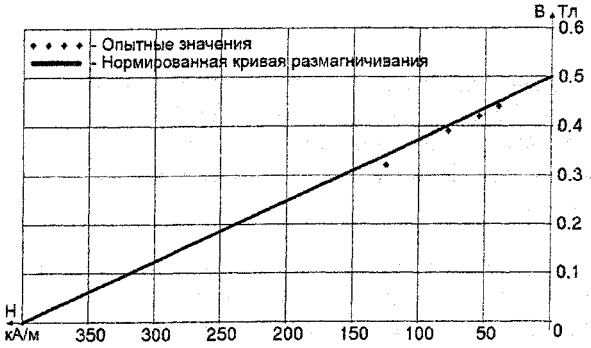


Рис. 8. Сравнительная оценка опытных данных с кривой размагничивания для магнитов цилиндрической формы

Рис. 9. Сравнительная оценка опытных данных с кривой размагничивания для магнитов прямоугольной формы

магнитов и полюсных наконечников специальной формы, пользуясь только простыми универсальными измерительными приборами типа миллитесламетров или милливеберметров.

Предложенный способ отличается повышенной универсальностью и точностью определения параметров постоянных магнитов.

Литература

1. Авторское свидетельство СССР № 256869, Кл. G 01 R 33/16, 1969.

2. «Заводская лаборатория», 1977, №8.

3. Авторское свидетельство СССР № 1149195, Кл. G 01 R 33/14, 1982.

Константинов Владимир Дмитриевич в 1972 г. окончил Челябинский политехнический институт. С 1999 г. работает в филиале ЮУрГУ в г. Усть-Катаве. Научные интересы связаны с разработкой вентильных двигателей постоянного тока.

УДК 62-83; 681.51

НЕМИНИМАЛЬНО-ФАЗОВАЯ КОРРЕКЦИЯ ЦИФРОВОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

А.Н. Серебряков, Д.В. Коробатов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Предлагается ввести в состав регулятора скоростного электропривода неустойчивое апериодическое звено. Показано, что использование неминимально-фазовой коррекции обеспечивает подавление колебаний, возникающих при увеличении периода квантования по времени цифрового регулятора скорости.

Как известно, неминимально-фазовыми называют звенья, у которых хотя бы один нуль или полюс их передаточных функций является правым [1]. При синтезе коррекции с помощью аппроксимированных амплитудных частотных характеристик (ЛАЧХ) неминимально-фазовые корректирующие звенья обычно не используют, хотя их техническая реализация трудностей не вызывает, особенно, если она выполняется программным путем [2]. Это связано с отсутствием у неминимально-фазовых звеньев однозначной связи между амплитудными и фазовыми частотными характеристиками и невозможностью тем самым оценивать переходные процессы по виду ЛАЧХ [3].

Рассмотрим свойства замкнутого по скорости электропривода постоянного тока с малоинерционным преобразователем в цепи якоря. На линеаризированной структурной схеме (рис. 1) преобразователь П представлен апериодическим звеном с постоянной времени $T_П$=0,001 с. Это малая постоянная, которая учитывает в том числе «паразитные инерционности» элементов контура. Двигатель Д представлен в виде последовательного соединения двух апериодических звеньев с постоянными времени якорной цепи $T_Я$=0,004 с и электромеханической постоянной $T_М$=0,01 с. При $T_М \approx 4T_Я$ такое представление вполне допустимо. Регулятор скорости (РС) выполнен как пропорционально-дифференциальное звено с фильтрацией, где постоянная времени инерционной части $T_2 \gg T_1$. Все переменные на схеме (рис. 1) выражены в долях от базовых значений, соответствующих номинальному напряжению на якоре $U_Я = U_{Я\,ном}$

Стандартной настройке электропривода на «технический оптимум» соответствуют ЛАЧХ и ЛФЧХ, представленные на рис. 2. Контурный коэффициент передачи $K_Р = 100$ задается, исходя из требуемой точности отработки задания ($\Delta\omega = 1\,\%$).

Частота среза системы $\omega_С = \dfrac{1}{2T_\mu}$ определяется суммой малых «некомпенсируемых» постоянных времени контура

$$T_\mu = T_Я + T_П = 0,004 + 0,001 = 0,005 \text{ с}.$$

Постоянная времени дифференцирующего канала регулятора выбирается равной наибольшей из постоянных времени инерционных элементов объекта $T_1 = T_М = 0,01$ с. Наконец, постоянная времени инерционного (фильтрующего) канала получается $T_2 = K_Р \cdot 2T_\mu = 100 \cdot 2 \cdot 0,005 = 1$ с. Переходный процесс на выходе системы при скачке задания, соответствующий выбранной настройке электропривода, протекает с небольшим перерегулированием (рис. 6,а) и заканчивается за время

$$t_{ПП} = (3...4)(2T_\mu + T_\mu) =$$
$$= (3...4)(0,01 + 0,005) = (0,045...0,06) \text{ с}.$$

При программной реализации регуляторов важное значение приобретает правильный выбор периода квантования (дискретизации) по времени T_0. При малых значениях T_0 (например, для нашего случая $T_0 < 0,001$ с) влиянием дискретизации можно пренебречь и рассматривать электропривод как обычную непрерывную систему. Однако при этом время, отводимое для вычисления управляющего воздействия, сокращается и, как следствие, от реализации сложных управляющих алгоритмов приходится отказываться и применять наиболее простые в ущерб точности, быстродействию и другим важным характеристикам привода. Если же необходимо реализовать сложный алгоритм управления, то приходится применять более быстродействующие, а значит и более дорогие микропроцессоры (чаще специализированные) которые, как правило, обладают избыточными функциями, за которые тоже надо платить [4].

При увеличении T_0 (например, $0,001 < T_0 < 0,01$) появляется возможность использовать дешевые микроконтроллеры общего назначения с меньшим быстродействием, так как времени на периоде квантования T_0 теперь достаточно для обработки информации от датчиков и формирования воздействий при сложных алгоритмах управления. В то же время увеличение $T_0 > 0,01$ может привести к неустойчивости системы даже и в том случае, если непрерывная часть обладает достаточными запасами по устойчивости [5]. Предельным значением периода квантования T_0, увеличивать который без потери работоспособности системы недопустимо, является $T_0^{пред} = \dfrac{2}{\omega_С}$, где $\omega_С$ – частота среза непрерывной системы [5]. Для рассматриваемого примера (рис. 1)

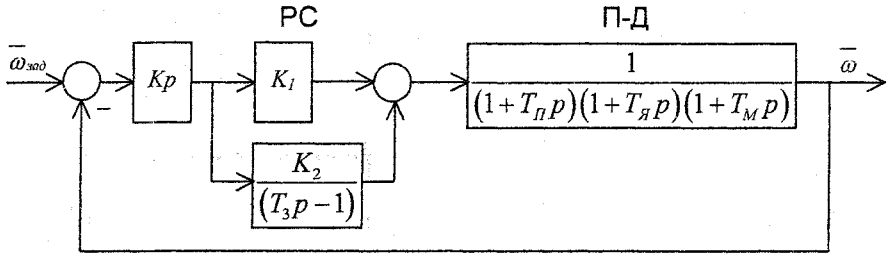


Рис. 1. Структурная схема электропривода

при $\omega_С = \frac{1}{2T_\mu} = 100$ рад/с максимально допустимой величиной периода дискретизации является $T_0 = T_0^{пред} = 0,02$ с.

Наиболее наглядно влияние дискретизации можно выявить с помощью псевдочастотных ЛЧХ [6]. Для рассматриваемого примера (рис. 1) в области малых частот $\omega < \omega_С$ $L_Р(\omega^*) \cong L_Р(\omega)$, где $\omega^* = \frac{2}{T_0}\mathrm{tg}\left(\omega\frac{T_0}{2}\right)$, рад/с – размерная псевдочастота. Так как при $\omega < \omega_С$ $\omega < \frac{2}{T_0}$, то $\mathrm{tg}\left(\omega\frac{T_0}{2}\right) \approx$ $\approx \omega\frac{T_0}{2}$ и $\omega^* \approx \omega$. В области высоких частот $\omega > \omega_С$ передаточная функция непрерывной части может быть записана так:

$$W_Н(p) = \frac{\omega_С}{p(T_Я p+1)(T_П p+1)} \approx \frac{\omega_С}{p(T_\mu p+1)} =$$

$$= \omega_С\left(\frac{1}{p} - \frac{T_\mu}{T_\mu p+1}\right).$$

Переходя к w-форме при использовании подстановки $w = \frac{2}{T_0}\frac{e^{pT_0}-1}{e^{pT_0}+1}$ для прямоугольных импульсов получаем [6]:

$$W_Р(w) = \frac{\omega_С\left(1-w\frac{T_0}{2}\right)}{w} - \frac{\omega_С T_\mu\left(1-w\frac{T_0}{2}\right)}{1+wT'_\mu},$$

где $T'_\mu = \frac{T_0}{2}\frac{1+e^{-\frac{T_0}{T_\mu}}}{1-e^{-\frac{T_0}{T_\mu}}}$.

Примем $T_0 = \frac{T_0^{пред}}{2} = \frac{0,02}{2} = 0,01$ с, тогда $T'_\mu = 0,00655$. Передаточная функция разомкнутого контура

$$W_Р(w) = \omega_С\frac{\left(1-w\frac{T_0}{2}\right)\left[1+w\left(T'_\mu - T_\mu\right)\right]}{w\left(1+wT'_\mu\right)} =$$

$$= 100\frac{(1-0,005w)(1+0,00155w)}{w(1+0,00655w)}.$$

Последнее выражение позволяет определить частотные характеристики цифрового электропривода как функции псевдочастоты (рис. 3). Из рис. 3 видно, что учет дискретизации по времени приводит к значительному увеличению отстающей фазы при частоте среза $\omega_С^* = \omega_С = 100$ рад/с. Если в непрерывной системе запас устойчивости по фазе составил $\Delta\varphi = 60°$ (рис. 2), то в дискретной системе с $T_0 = 0,01$ с он уменьшился до величины $\Delta\varphi^* = 36°$. Для того, чтобы приблизить динамические характеристики цифрового и аналогового электроприводов в контур регулирования может быть введен дополнительный дискретный фильтр с ЛАЧХ $L_Ф^* \approx L_Р - L_Р^*$ и ЛФЧХ $\varphi_Ф \approx \left(\varphi_Р - \varphi_Р^*\right)$ (рис. 4). Так как $\omega^* \neq \omega$ при $\omega^* > \omega_С^*$, характеристики $L_Ф$ и $L_Ф^*$, $\varphi_Ф$ и $\varphi_Ф^*$ близки лишь в среднечастотном диапазоне, когда ω^* превышает $\omega_С^*$ примерно в (2...4) раза. На высоких частотах ($\omega^* > 10\,\omega_С^*$) расхождения амплитудных $L_Ф$ и $L_Ф^*$ и фазовых $\varphi_Ф$ и $\varphi_Ф^*$ характеристик более заметны. Однако при выборе структуры фильтра указанным различием характеристик можно пренебречь.

Особенность характеристик (рис. 4) состоит в том, что «падающему» виду желаемой ЛАЧХ фильтра должна соответствовать опережающая фаза при частотах, близких к частоте среза непрерывной части. Такой вид ЛЧХ имеет неминимально-фазовое звено с передаточной функцией $W_Ф(p) = \frac{1-k_Ф T_Ф p}{1-T_Ф p}$.

Если выбрать $T_Ф = T_Я = 0,004$ с, а $k_Ф = 0,25 < 1$ и, следовательно, $k_Ф T_Ф = 0,25 \cdot 0,004 = 0,001$ с $= T_П$, то аппроксимирующие ЛАЧХ и ЛФЧХ (они показаны на рис. 4 штриховыми линиями) будут близки к желаемым. При необходимости максимум штриховой опережающей фазы может быть смещен влево путем соответствующего выбора параметров $T_Ф$ и $k_Ф$.

К сожалению, введение в контур дополнительного фильтра, формирующего на выходе сигнал,

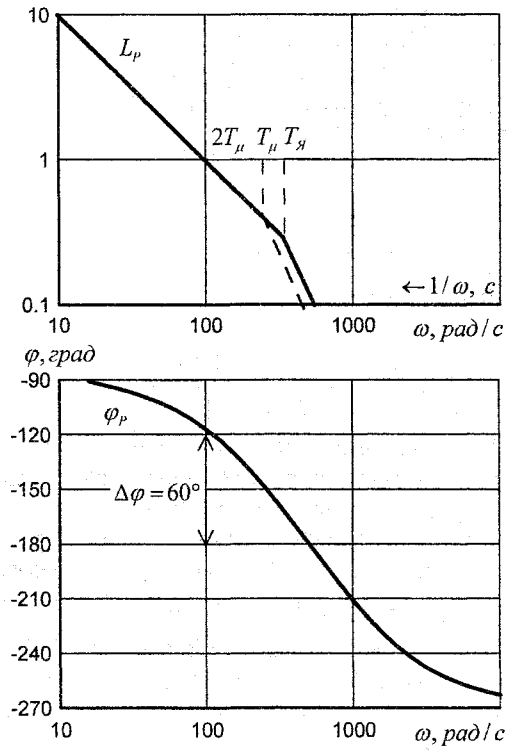


Рис. 2. ЛЧХ аналогового электропривода

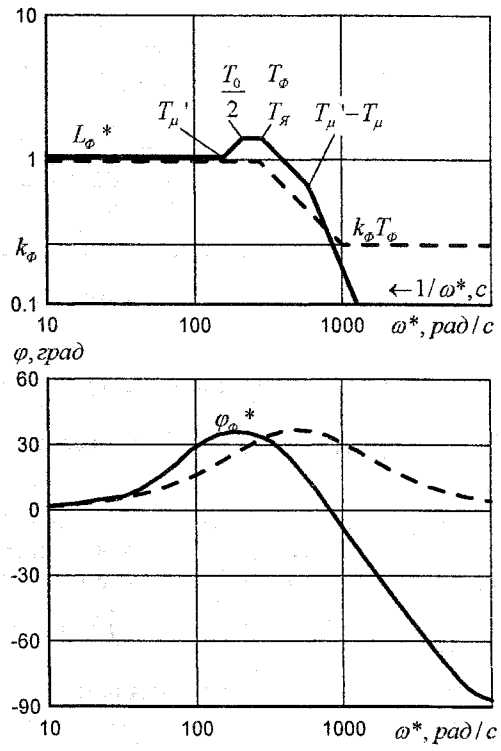


Рис. 3. ЛЧХ цифрового электропривода

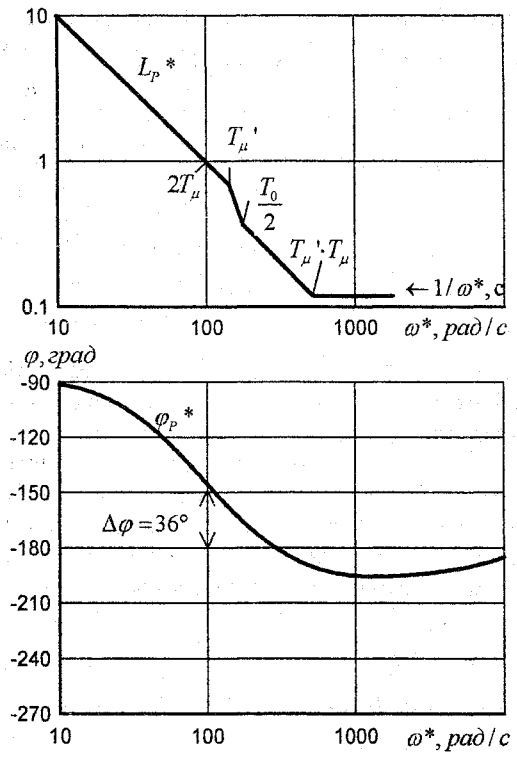


Рис. 4. Желаемые ЛЧХ цифрового фильтра

пропорциональный отрицательной производной входа, приводит к неустойчивости непрерывной и тем более импульсной систем. Сказанное побуждает к поиску нестандартных подходов к синтезу регуляторов высокоточных электроприводов [7, 8]. Один из возможных вариантов нетрадиционного построения регулятора показан на рис. 5. По сравнению с обычным исполнением (рис. 1) здесь вместо дифференциального канала использовано неустойчивое апериодическое звено с коэффициентом передачи k_2 и постоянной времени T_3. В отличие от исходной схемы (рис. 1), где коэффициент передачи пропорционального канала k_1 принимался равным единице, здесь k_1 может варьироваться в широких пределах. Необходимость в дополнительной фильтрации отпадает, поэтому $T_2 = 0$. Передаточная функция регулятора, соответствующая схеме на рис. 5, имеет вид:

$$W_{\text{РС}}(p) = k_{\text{РС}} \frac{T_4 p + 1}{T_3 p - 1},$$

где $k_{\text{РС}} = k_2 - k_1$; $T_4 = \dfrac{k_1 T_3}{k_2 - k_1}$.

Получается необычное реальное форсирующее звено, с помощью которого при $k_2 > k_1$ и, следовательно, $T_4 < T_3$ возможно реализовать эффективную запаздывающую коррекцию.

Если отнести $k_{\text{РС}}$ в состав контурного коэффициента передачи системы, условия выбора параметров k_1, k_2, T_3 при настройке на технический оптимум запишутся так:

$$T_3 = k_{\text{РС}} \cdot K_{\text{Р}} \cdot T_4;\ T_4 = \frac{k_1 T_3}{k_2 - k_3} = T_{\text{М}}.$$

Отсюда, при $K_{\text{Р}} = 100$ получаем $k_1 = 0{,}01$; $T_3 = k_2 - k_1 = k_2 - 0{,}01$. В частном случае, при $k_2 = 1{,}001$ коэффициент передачи регулятора $k_{\text{РС}} = 1$, а фильтрующая постоянная времени $T_3 = 1$ с. Амплитудная характеристика разомкнутого контура с новой коррекцией в точности совпадает с ис-

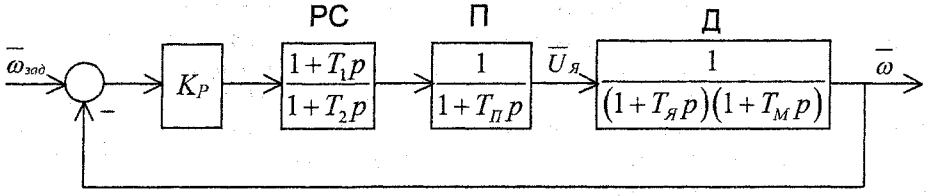


Рис. 5. Структурная схема электропривода с неминимально-фазовым регулятором

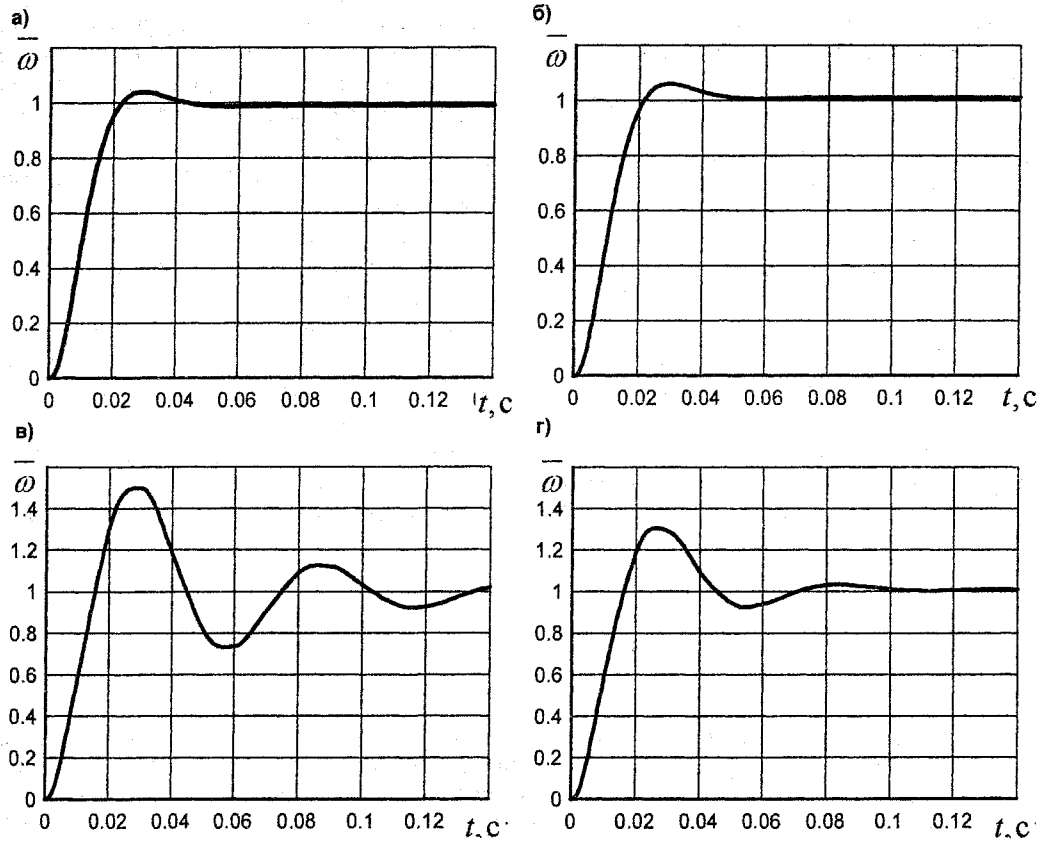


Рис. 6. Переходные процессы в аналоговом и цифровом приводе

ходной ЛАЧХ (рис. 2). Фазовые же характеристики в области низких частот существенно различаются. Если в исходной системе (рис. 1) отстающая фаза с ростом частоты равномерно увеличивается от 0° до 270°, то в схеме (рис. 5) она изменяется от –180° до –270° с существенным подъемом в области средних частот, компенсирующим отстающую фазу наиболее инерционного звена объекта. Подъем фазы с уровня –180° до уровня –90°, осуществляемый неминимально-фазовым звеном, свидетельствует как бы о появлении в контуре фиктивного форсирующего звена с постоянной времени $T_{фикт} = T_3$. Это обстоятельство благоприятно отражается на динамике контура. В этом можно убедиться, если проанализировать переходную характеристику регулятора

$$h(t) = -(k_2 + k_1) + k_2 e^{\frac{t}{T_3}}.$$

Для рассматриваемого численного примера при $k_1 = 0{,}01$; $k_2 = 1{,}01$; $T_3 = 1$ с получаем

$$h(t) = -1 + 1{,}01e^{t}.$$

При $t = 0$ $h(t) = k_1 = 0{,}01$; при $t \to \infty$ $h(t) \to \infty$. Форсировка, которую создает неминимально-фазовое звено, более эффективна даже в сравнении с обычным интегральным регулятором. Если в интегральном регуляторе $h(t)$ – это линейно-нарастающая функция, то здесь – нарастающая, но не по линейному, а по экспоненциальному закону.

Расчет переходных процессов в системах (рис. 1, рис. 5) с помощью ЭВМ также доказывает эффективность рассматриваемой коррекции. На рис. 6 показаны диаграммы рассчитанных переходных процессов. При этом, на ЭВМ моделировались как режимы работы систем с непрерывным корректирующим звеном (рис. 6а – для классической коррекции, рис. 6б – для неминимально-фазовой коррекции), так и режим работы с дискретным корректирующим звеном с периодом квантования $T_0 = 0{,}01$ с (рис. 6в – для классической, рис. 6г – для неминимально-фазовой коррекции). Сравнивая характер переходного процесса (рис. 6г) в системе с неминимально-фазовым регулятором и характер процесса в системе с классиче-

ским регулятором (рис. 6в) можно убедиться в том, что при неминимально-фазовой коррекции максимальное перерегулирование составляет 27 %, то есть почти в два раза меньше, чем при обычной коррекции. Время затухания колебаний при использовании классического регулятора составляет 0,2 с (рис. 6в) против 0,1 с в случае неминимально-фазовой коррекции (рис. 6г).

Таким образом, усиление фильтрующих свойств системы, а также формирование на входе непрерывной части возрастающей функции веса $w(t) = \frac{dh(t)}{dt}$ создает необходимые предпосылки для устранения колебаний, связанных с увеличением периода дискретизации.

Литература

1. *Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. – М.: Наука, 1972.*
2. *Коробатов Д.В., Серебряков А.Н. Компьютеризированный учебно-исследовательский стенд «Цифровой электропривод»// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2002. – Вып. 2. – № 7.*
3. *Суворов Г.В. Оценка динамики сложной системы автоматического регулирования по амплитудным частотным характеристикам// Исследование электрических машин и автоматизированных электроприводов: Сб. науч. тр. № 69. – Челябинск: ЧПИ, 1970. – С. 4–23.*
4. *Козаченко В. Основные тенденции развития встроенных систем управления двигателями и требования к микроконтроллерам// CHIP NEWS. 1999. № 5.*
5. *Серебряков А.Н. Приближенный критерий устойчивости линейных импульсных систем// Исследование автоматизированных электроприводов, электрических машин и вентильных преобразователей: Сб. науч. тр. № 247. – Челябинск: ЧПИ, 1980. – С. 4–23.*
6. *Теория автоматического управления: Учебник для вузов/ Под ред. А.В. Нетушила. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 1976.*
7. *Кодкин В.П., Гафиятуллин Р.Х., Хайбяков Э.Р. Частотный анализ цифровыхсистем управления высокоточными следящими электроприводами с учетом звена подавления// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2002. – Вып. 2. – № 7.*
8. *Хусаинов Р.З., Чайчук А.Ю. Исследование перспективных структур цифрового управления следящим электроприводом// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2003. – Вып. 3. – № 11.*

Серебряков Анатолий Николаевич в 1961 г. окончил Челябинский политехнический институт по специальности «Электрификация промышленных предприятий и установок». В 1968 г. защитил кандидатскую диссертацию. В 1970 г. получил звание доцента. С 1988 г. и по настоящее время работает доцентом на кафедре электромеханики и электромеханических систем. Руководитель цикла «Теория автоматического управления».

Коробатов Денис Владимирович, окончил Южно-Уральский государственный университет в 1998 году, доцент кафедры электромеханики и электромеханических систем, руководитель цикла «Микропроцессорные средства и системы».

УДК 62 - 83:681.51

МНОГОЗОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ГРУППОЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ С АВТОМАТИЧЕСКИМ ПЕРЕВОДОМ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В РЕЖИМ ХОЛОДНОГО РЕЗЕРВА

Л.И. Цытович, О.Г. Терещина
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрена многозонная система управления группой электроприводов переменного тока циркуляционных механизмов, например, водяных насосов с автоматическим переключением силового электрооборудования в режим холодного резерва. Приведена структурная схемы системы и таблица кодовых состояний регулятора на основе многозонного интегрирующего развертывающего преобразователя.

Одним из методов повышения надежности электрооборудования технологических комплексов является холодное резервирование [1], при котором один из технологических механизмов или их группа отключаются от напряжения сети на интервале времени, когда данные механизмы не участвуют в технологическом процессе. Типичным примером подобных систем являются электроприводы насосных станций водоснабжения, содержащие несколько параллельных каналов, работающих по принципу многозонного регулирования [2]. При этом один из каналов осуществляет плавное регулирование заданной величины, например, давления в водной магистрали, а остальные – функционируют в режиме повторно-кратковременных включений в зависимости от результирующего давления в диктующей точке системы водоснабжения. Однако находящиеся в нерабочем состоянии электроприводы и их силовые преобразователи с системой управления остаются постоянно подключенными к напряжению сети, что снижает общий ресурс безотказной работы системы управления в целом.

Ниже рассматривается принцип построения многозонной интегрирующей системы управления группой электроприводов водяных насосов, в которой производится автоматический перевод в режим холодного резерва силового электрооборудования тех каналов регулирования, которые на данном отрезке времени не участвуют в ходе выполнения требований технологического процесса.

Упрощенная структурная схема системы управления (рис. 1) содержит многозонный интегрирующий развертывающий преобразователь (МРП) на основе сумматоров $\sum 1$, $\sum 2$, интегратор И с постоянной интегрирования $\mathbf{T_И}$ и нечетное число ($\mathbf{n \geq 3,5,7\ldots}$) релейных элементов РЭ1 – РЭ5 (в дальнейшем ограничимся числом $\mathbf{n = 5}$) с симметричной относительно нуля петлей гистерезиса и порогами переключения удовлетворяющими условию $|\mathbf{b_1}| < |\mathbf{b_2}| < \ldots < |\mathbf{b_5}|$, где индекс при «b» соответствует порядковому номеру РЭ. Подробно режимы работы МРП рассмотрены в работе [3].

В установившемся режиме РЭ2-РЭ5 находятся в статическом положении, причем их выходные сигналы равны $\pm\mathbf{A/n}$, а в режиме устойчивых автоколебаний функционирует РЭ1, имеющий наименьшее значение порогов переключения. Скважность выходных импульсов РЭ1 в каждой из модуляционных зон пропорционально сигналу управления и выделяется с помощью сглаживающего фильтра первого порядка Ф. Число модуляционных зон МРП равно $\mathbf{z = (n+1)/2}$ (в данном случае $\mathbf{z = 3}$).

Кроме МРП в состав системы входят исполнительные асинхронные электродвигатели М1 – М3, причем М1 осуществляет плавное регулирование технологического параметра и управляется от преобразователя частоты ПЧ, а М2, М3 реализуют каналы дискретного управления, где функции силового преобразователя выполняют тиристорные регуляторы напряжения ТРН1, ТРН2 с контуром обратной связи по току статора электродвигателя, и производящие плавный пуск М2, М3 с ограничением пускового тока на уровне 2–3 номинальных значений. Сигнал задания для ПЧ формируется с выхода РЭ1 через фильтр Ф. Сигналом запуска ТРН служит выходной сигнал соответствующего из РЭ2, РЭ3 положительной полярности.

Статическое состояние РЭ2-РЭ5 («$\mathbf{+A/n}$» или «$\mathbf{-A/n}$») определяется величиной входного сигнала, переводящего МРП в соответствующую модуляционную зону. При этих условиях РЭ2-РЭ5 можно рассматривать в качестве источника кода, например, двоичного, где каждой модуляционной зоне выходного сигнала МРП соответствует своя кодовая комбинация или их группа.

Считаем, что положительному знаку сигнала на выходе РЭ2 – РЭ5 соответствует логическая «**1**», а отрицательному – логический «**0**». Кроме того, полагаем, что РЭ2 формирует значение младшего разряда, а состояние РЭ5 определяет

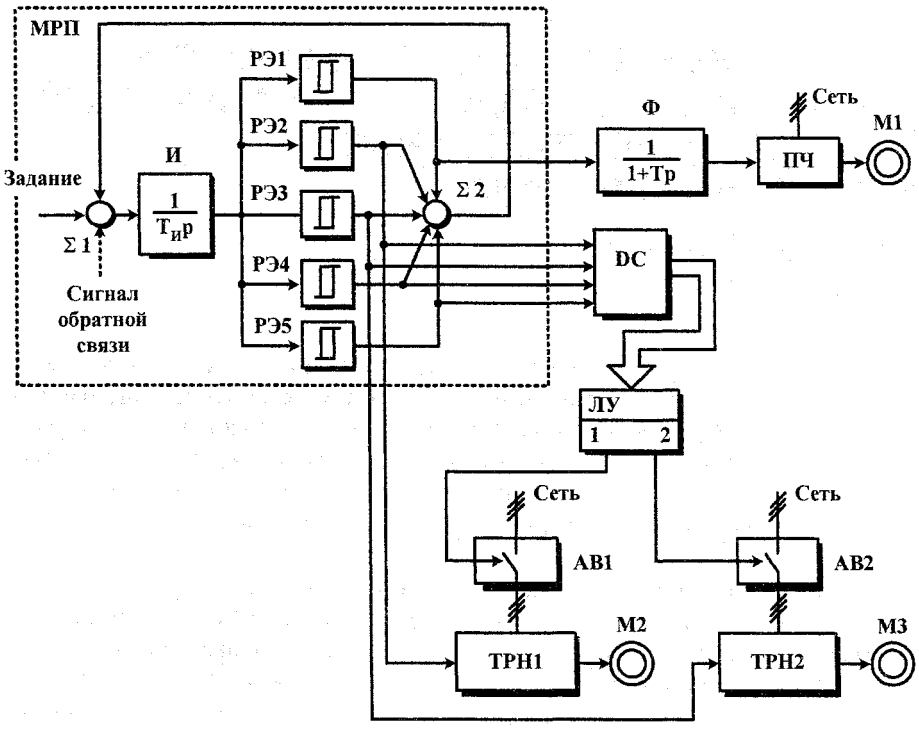


Рис. 1. Структурная схема многозонной системы управления группой электроприводов переменного тока с автоматическим переключением силового электрооборудования в режим холодного резерва

значение старшего разряда двоичного кода. Соответствие возможных кодовых комбинаций РЭ2-РЭ5 определенной модуляционной зоне (МЗ) МРП приведено в табл. 1. Эти комбинации определяются начальной ориентацией РЭ2 – РЭ5 при включении МРП. В зависимости от знака сигнала задания будем говорить о (+)МЗ и (–)МЗ, имея ввиду второй ($X_{BX} > 0$) и четвертый ($X_{BX} > 0$) квадраты амплитудной характеристики $Y_0 = f(X_{BX})$ МРП соответственно. Здесь: X_{BX} – сигнал задания; Y_0 – среднее значение выходного сигнала МРП.

Таблица 1

Кодовые состояния релейных элементов МРП

Модуляционная зона	РЭ2	РЭ3	РЭ4	РЭ5	Десятичное число
МЗ1	1	1	0	0	12
	1	0	1	0	10
	1	0	0	1	9
	0	1	1	0	6
	0	1	0	1	5
	0	0	1	1	3
(+)М32	0	1	1	1	7
	1	0	1	1	11
	1	1	0	1	13
	1	1	1	0	14
(+)М33	1	1	1	1	15

Выключатели АВ1 и АВ2 осуществляют подключение ТРН1, ТРН2 к источнику электропитания. Разрешение на включения АВ1 и АВ2 формируется логическим устройством ЛУ в соответствии с кодом на входе дешифратора DC (рис. 2).

На рис. 2 показано при каких значение кода на входе DC подключены (или отключены) к сети ТРН1 и ТРН2.

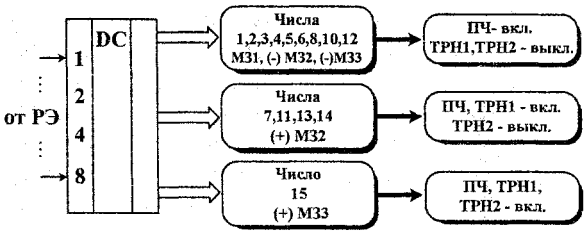


Рис. 2. Порядок включения/выключения ПЧ и ТРН

В соответствии с табл. 1 и рис. 2 ПЧ осуществляет плавную регулировку скорости вращения М1 пропорционально сигналу задания МРП во всех модуляционных зонах. В первой модуляционной зоне (+М31) МРП работает только частотно-регулируемый канал ПЧ – М1, а ТРН1 и ТРН2 – выключены сигналом логического «0» на выходах «1» и «2» ЛУ. Во второй модуляционной зоне (+)М32 второго квадрата амплитудной характеристики МРП на выходе «1» ЛУ появляется разрешение на включение питания для ТРН1, АВ1 замыкается, и ТРН1 запускается. И, наконец, в третьей модуляционной зоне (+)М33 также включается ТРН2.

Таким образом, в рассмотренной системе управления к напряжению сети подключаются лишь те ТРН, которые должны работать в данной модуляционной зоне, другие при этом отключены от источника электропитания, что повышает ресурс безотказной работы системы управления.

Следует отметить, что данный принцип построения системы управления электроприводами целесообразно применять лишь в тех случаях, когда частота ее перехода из одной модуляционной зоны в другую, сопровождаемая режимом включения / выключения автоматических выключателей АВ1 и АВ2, не превышает единиц за сутки. В противном случае эффект повышения надежности системы за счет отключения ТТРН от сети будет утерян из-за снижения срока безотказной работы автоматических выключателей по причине их частой коммутации.

Литература

1. Чернышев А.А. Основы надежности полупроводниковых приборов и интегральных микросхем. – М.: Радио и связь, 1988. – 256 с.

2. Цытович Л.И. Многозонные развертывающие преобразователи: Учеб. пособие. – Челябинск: Полиграф, 1999. – 150 с.

3. А.с. 1418765 СССР, G06G7/12. Многозонный развертывающий преобразователь/ Цытович Л.И. (СССР). – № 4290238/24; Заявлено 20.10.87; Опубл. 03.08.88, Бюл. № 31.

Цытович Леонид Игнатьевич, зав. кафедрой электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ, докт. техн. наук, профессор. В 1970 г. окончил Рижский политехнический институт. В 1977 г. – очную аспирантуру при кафедре электропривода ЧПИ. Кандидатскую диссертацию защитил в 1979 г., докторскую – в 1996 г. Научное направление – информационно-измерительные устройства и комплексы систем управления технологическими процессами и автономными стационарными и транспортными системами.

Терещина Олеся Геннадьевна, аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ. Выпускница кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ 2004 г. Научное направление – многозонные интегрирующие развертывающие преобразователи и системы управления электроприводами на их основе.

УДК 621.313.2

ГЕНЕРАТОР ДЛЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

С.А. Ганджа
г. Челябинск, ЮУрГУ

Описана конструкция и принцип работы генератора комбинированного возбуждения для автономных источников питания.

Вводные замечания

В настоящее время наметился устойчивый подъем в развитии автономных источников питания (АИП). Это обусловлено несколькими факторами.

1. АИП составляют основу электропитания автомобилей. Конкуренция на автомобильном рынке резко возросла. Идет жесткая борьба различных технических служб за подкапотное пространство. В этих условиях резко возросли требования к массоэнергетическим показателям генератора и к качеству электроэнергии АИП.

2. Проблемы стабильного электроснабжения в России в последнее время обострились. По ряду регионов прокатилась волна веерных отключений. Эта обстановка повысила интерес ряда служб (в частности медицинских, аварийно-спасательных, военных) к АИП. Решение этого вопроса идет в различных направлениях, в частности в разработке АИП на базе ДВС на ряд мощностей от 10 до 300 кВт.

3. В последнее время военным системам и системам специального назначения дан новый импульс в развитии. Разработка этих систем вновь ставится под государственный контроль и для этих целей выделяется бюджетное финансирование. Требования к АИП морского, воздушного и наземного базирования возросли порой на столько, что их уже невозможно удовлетворить в рамках известных инженерных решений. Требуются новые научные исследования и разработки. Так например существующая генераторная установка 8 кВт 28 В для дизеля В24 8.2/7.83 имеет массу 230 кг. Заказчик потребовал снизить массу до 100 кг, что невозможно без принятия новых инженерных концепций.

Можно указать еще несколько направлений, в которых проявлен интерес к АИП. Но и приведенные примеры показывают, что развитие АИП является весьма актуальной задачей, как в научной, так и в инженерной практике.

Основным элементом АИП является генератор.

Высокие требования к надежности АИП не позволяют использовать в качестве генератора контактные электрические машины.

В качестве конкурентно способных вариантов следует рассматривать только бесконтактные электрические машины.

– асинхронные генераторы с конденсаторными батареями в качестве источника возбуждения;

– синхронные генераторы с возбуждением от постоянных магнитов;

– синхронные индукторные генераторы с возбуждением от обмотки возбуждения;

– синхронные генераторы комбинированного возбуждения с возбуждением от постоянных магнитов и обмотки возбуждения.

Практика показала, что асинхронные генераторы с конденсаторными батареями при мощностях более 1 кВт не конкурентно способны по цене по сравнению с другими электрическими машинами из-за высокой стоимости конденсаторных батарей.

В настоящее время практическое распространение получили синхронные генераторы указанных выше типов.

Проведем их краткий анализ применительно к АИП малой и средней мощности.

Особенностью эксплуатации АИП является переменная частота вращения ротора в зависимости от частоты вращения приводного двигателя.

При изменении частоты вращения соответственно меняется электродвижущая сила (ЭДС) генератора и напряжение на его выходных клеммах.

Для потребителя условие постоянного напряжения на клеммах генератора при изменении частоты вращения и нагрузки является обязательным, так как практически все энергопотребители рассчитаны на **постоянное номинальное напряжение.**

Стабилизация напряжения на клеммах генератора при изменении нагрузки и частоты вращения возможна двумя путями:

1. Применение широтно-импульсной модуляции для силовой якорной цепи.

2. Изменение потока возбуждения генератора при изменении частоты вращения.

Следует отметить, что и тот и другой способы стабилизации напряжения технически реализуемы и применяются на практике.

Для реализации первого принципа применим генератор с постоянными магнитами.

Для реализации второго принципа применимы генераторы с обмоткой возбуждения и комбинированные генераторы.

Следовательно, для конкретной энергетической установки основным фактором при выборе варианта будет являться общая цена на генератор + управляющая электроника + силовая электроника.

Проведенный анализ стоимости электрической машины и электроники для генераторов с постоянными магнитами и генератора смешанного возбуждения показывает, что суммарная стои-

мость генератора комбинированного возбуждения может оказаться меньшей.

Рассмотрим одну из оригинальных конструкций генератора комбинированного возбуждения более подробно.

Описание конструкции и принципа действия генератора комбинированного возбуждения

Конструкция генератора переменного тока с комбинированным возбуждением поясняется на рис. 1 и рис. 2, которые изображают поперечные разрезы генератора.

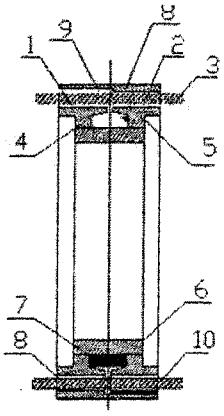


Рис. 1

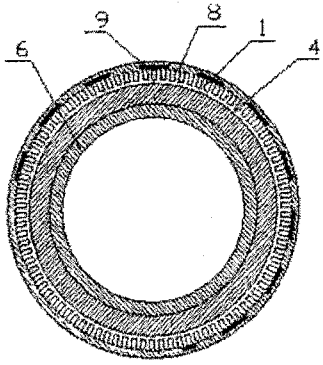


Рис. 2

Генератор состоит из статора и ротора. Статор содержит шихтованные пакеты 1 и 2 с пазами. Пазы пакетов в осевом направлении совпадают. В пазах пакетов расположена многофазная обмотка 3. Шихтованные пакеты напрессованы на массивные детали магнитопровода 4 и 5. Детали 4 и 5 насажаны на втулку 6. Между пакетами магнитопровода расположена неподвижная обмотка возбуждения 7.

Ротор генератора расположен снаружи статора. Он имеет массивные полюса 8 и постоянные магниты 9 и 10. Постоянные магниты и полюса чередуются между собой, располагаясь по окружности. При этом они образуют два кольца, которые охватывают шихтованные пакеты 1 и 2. Кольца расположены между собой таким образом, что в осевом направлении напротив полюса 8 находится постоянный магнит 9 или 10. Магниты 9 и 10 имеют радиальную намагниченность, при этом в одном кольце магниты имеют «южную» намагниченность 9 на поверхности, обращенной к пакету, в другом кольце – «северную» 10.

Генератор работает следующим образом. При питании обмотки возбуждения 7 постоянным током она создает магнитный поток, который замыкается по пути: шихтованный пакет 1, воздушный зазор, массивный полюс 8 первого кольца, спинка ротора, массивный полюс 8 второго кольца, воздушный зазор, шихтованный пакет 2, деталь магнитопровода 5, втулка 6, деталь магнитопровода 4.

Магнитный поток, который создается постоянными магнитами замыкается по следующему пути: шихтованный пакет 1, воздушный зазор, «южный магнит» 9, спинка ротора, «северный» магнит 10, воздушный зазор, шихтованный пакет 2, деталь магнитопровода 5, втулка 6, деталь магнитопровода 4. Таким образом, магнитные потоки имеют общие участки только во втулке и спинке ротора. В остальных участках магнитопровода магнитные потоки не пересекаются. Направление магнитного потока от постоянных магнитов не меняется. Направление потока от обмотки возбуждения зависит от полярности источника питания, к которому она подключена. При этом поток от обмотки возбуждения может, как прибавляться к потоку постоянных магнитов, так и вычитаться из него.

При вращении ротора суммарный поток наводит ЭДС в статорной обмотке 3. При изменении частоты вращения величина и направление тока в обмотке возбуждения 7 выбирается таким образом, чтобы произведение частоты вращения на величину потока было бы постоянным. При этом амплитуда выходного напряжения генератора остается постоянной при изменении частоты вращения в широких пределах, что необходимо для автономных источников питания.

Трехмерная модель генератора представлена на рис. 3

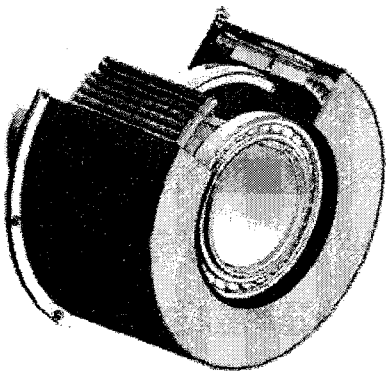


Рис. 3

Описанная конструкция была реализована в опытном образце генератора с параметрами: 3,0 кВт, 220 В, 150 об/мин, который прошел успешные испытания в составе ветроэнергетической установки разработки Государственного ракетного центра им. Макеева, г. Миасс. Для этого генератора был

разработан регулятор, осуществляющий стабилизацию напряжения по цепи возбуждения. Односторонняя плата регулятора имеет размеры 100×100 мм. Стоимость комплектующих элементов регулятора не превышает 150 рублей. Стоимость генератора при его серийном производстве не превысит рыночной стоимости электрических машин этого класса.

Генератор комбинированного возбуждения представленной конструкции, кроме ветроэнергетических установок, может применяться в любых источниках автономного питания, работающих от приводов с переменной частотой вращения: автомобилях, дизель-электрических установках, гидрогенераторах.

Ганджа Сергей Анатольевич, в 1978 г. окончил Челябинский политехнический институт (ЧПИ), в 1985 г. – аспирантуру (ЧПИ). С 1985 г по 2001г работал в СКБ «Ротор» и ОАО «Электромашина» в должностях ведущего инженера, начальника бюро, начальника отдела. В настоящее время работает техническим директором НИИ «Уралмет». Доцент кафедры ЭМиЭМС ЮУрГУ, к.т.н. Научные интересы связаны с разработкой вентильных машин постоянного тока.

УДК 62 - 83:681.51

АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИНИЙ СВЯЗИ С ШИРОТНО- И ЧАСТОТНО-ШИРОТНО-ИМПУЛЬСНЫМИ НОСИТЕЛЯМИ ИНФОРМАЦИИ

В.И. Абушаев, А.Ю. Шеин, О.Г. Терещина, М.М. Дудкин
г. Челябинск, ЮУрГУ

Одной из проблем в области управления промышленными объектами является помехоустойчивость систем сбора информации от первичных преобразователей (датчиков), которые зачастую удалены от управляющих устройств на значительное расстояние. Наиболее эффективными способами снижения влияния наводимых в линиях связи ЛС помех являются активные методы, основанные на применении импульсных носителей информации. Так в цифровых системах передачи данных на выходе ЛС включается дополнительный релейный элемент РЭ [1], обеспечивающий восстановление фронтов передаваемых импульсов и подавление помех, приводящих к амплитудной модуляции передаваемого сообщения. Подобный метод повышения помехоустойчивости ЛС оказывается достаточно эффективным также и при передаче аналоговой информации при условии, что ее носителем являются биполярные импульсы с широтно- (ШИМ) или частотно-широтно-импульсной (ЧШИМ) модуляцией [2], формируемые с помощью развертывающих преобразователей РП [3]. Однако многообразие принципов построения РП делает необходимым сравнительный анализ статической погрешности ЛС при передаче ШИМ- и ЧШИМ-сообщений с целью выявления закона модуляции, обеспечивающего минимальную величину статической и динамической ошибки восстановления информации с помощью релейного звена, включаемого на выходе ЛС.

Ниже дается сравнительный анализ метрологических характеристик ЛС с сосредоточенными параметрами при передаче ШИМ- и ЧШИМ-сигналов.

Рассматривались следующие источники статической ошибки служили:

- асимметрия зоны неоднозначности релейного элемента;
- асимметрия выходных импульсов и питающего напряжения релейного элемента.

При анализе были приняты следующие допущения (рис. 1 а):

- РП (датчик контролируемого параметра) является «идеальным» элементом, выходной сигнал которого дискретно меняется в пределах $\pm A$, имеет нулевое значение длительностей фронтов, а максимальное значение постоянного входного сигнала X_0 РП соответствует величине, при которой среднее значение импульсов $X_{\text{вх}}(t)$ на входе ЛС удовлетворяет условию $Y_0 \le 0,8\cdot|A|$;
- ЛС представляет собой линию с сосредоточенными параметрами с передаточной функцией вида $W(p)=1/(1+T_{\text{Л}}p)$, где: $T_{\text{Л}}$ – постоянная времени, причем $T_{\text{Л}} \le 0,01\cdot T_{0|X_0=0}$; $T_{0|X_0=0}$ – интервал дискретизации выходных импульсов РП при нулевом значении преобразуемого входного сигнала X_0;
- Один из порогов РЭ, включенный на выходе ЛС для восстановления параметров принимаемого импульсного сигнала (рис. 1 а), отличается от заданного значения b на величину Δb.

При прохождении сигнала $X_{\text{вх}}(t)$ через ЛС искажение фронтов импульсного потока $Y_{\text{вых}}(t)$ не вызывает на выходе РЭ изменение среднего значения координаты $Y_{\text{в}}(t)$, и приводит лишь к фазовому сдвигу между сигналами $X_{\text{вх}}(t)$ и $Y_{\text{в}}(t)$ на выходе источника и входе приемника информации (рис. 1 б). Несимметричность порогов переключения РЭ влечет за собой появление приращений $\Delta t_1 \ne \Delta t_2 \ne \Delta t_3 \ne \ldots$ интервалов времени t_1, t_2 формирования импульсов положительной и отрицательной полярности и, в конечном итоге, приводит к тому, что реальное среднее значение Y_0^* выходных импульсов РЭ за интервал дискретизации T_0^* отличается от заданного значения Y_0 (рис. 1 в, г).

Модуляционная и амплитудная характеристики ЛС с восстанавливающим РЭ описываются системой трансцендентных уравнений в рекуррентной форме, приведенной на рис. 1. Здесь приняты следующие обозначения: $\alpha = |X_0/A|$ – нормированная величина входного сигнала РП, коэффициент передачи которого принимается равным 1,0; $\bar{b}_1 = b_1/A$ – относительное значение порога переключения РЭ; $\Delta\bar{b}_1 = \Delta b_1/b_1$ – относительное значение ошибки порога переключения РЭ; $Y_0^*[n]$ – среднее значение выходных импульсов $Y_B(t)$ РЭ по окончанию очередного интервала их дискретизации $T_{0,n}^*$; Δt_i – приращения длительностей выходных импульсов РЭ в результате амплитудной модуляции носителя $Y_{\text{вых}}(t)$ сигналом помехи $X_{\text{П}}(t)$.

Анализ ЛС проводился для базовых законов модуляции (см. таблицу), получивших наибольшее распространение в системах автоматического управления технологическими процессами. [5].

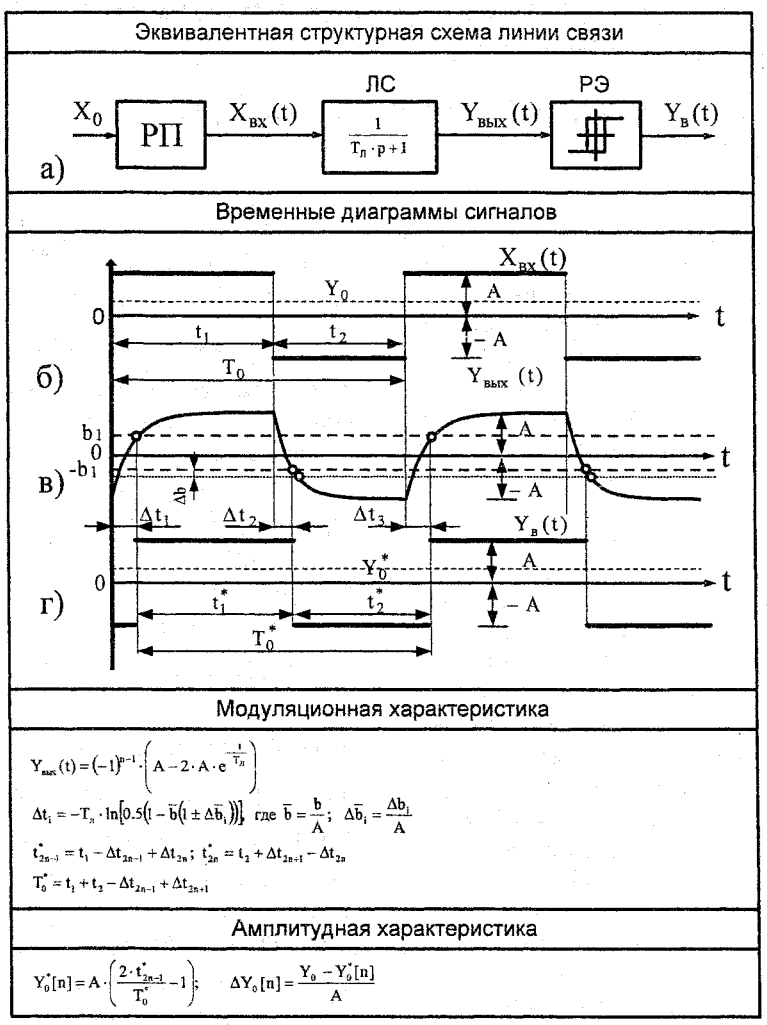


Рис. 1. Структурная схема (а), временные диаграммы сигналов (б–г) линии связи с частотно- и частотно-широтно-импульсными носителями информации при асимметрии порогов переключения

Таблица

Законы формирования интервалов дискретизации при широтно- и частотно-широтно-импульсной модуляции

Модуляция	Интервал преобразования $t_1 = f(\alpha)$	Интервал преобразования $t_2 = f(\alpha)$	Частота выходных импульсов $f_0(\alpha) = (t_1 + t_2)^{-1}$	Нормированный закон модуляции $\bar{F} = \frac{f_0(\alpha)}{f_{0\|\alpha=0}}$
ШИМ	$t_1 = T_Э(1+\alpha)$	$t_2 = T_Э(1-\alpha)$	$f_0(\alpha) = \frac{1}{2T_Э}$	$\bar{F} = 1{,}0$
	$t_1 = \frac{T_Э}{1-\alpha}$	$t_2 = \frac{T_Э}{1+\alpha}$	$f_0(\alpha) = \frac{1-\alpha^2}{2T_Э}$	$\bar{F} = 1-\alpha^2$
ЧШИМ	$t_1 = T_Э$	$t_2 = T_Э\frac{1-\alpha}{1+\alpha}$	$f_0(\alpha) = \frac{1+\alpha}{2T_Э}$	$\bar{F} = 1+\alpha$
	$t_1 = T_Э\frac{1+\alpha}{1-\alpha}$	$t_2 = T_Э$	$f_0(\alpha) = \frac{1-\alpha}{2T_Э}$	$\bar{F} = 1-\alpha$
где: $T_Э$ – эквивалентная постоянная времени, учитывающая параметры РП				

На рис. 2 представлены пространства статического состояния $Y_0[1] = f\left(\alpha, \Delta\bar{b}, T_Л = 10^{-2}\right)$ и их проекции на плоскость переменных $\left(\alpha, \Delta\bar{b}\right)$, полученные путем решения системы уравнений для первого интервала дискретизации выходных импульсов РЭ, приведенных на рис. 1 г.

Анализ приведенных характеристик позволяет сделать следующие основные выводы:

• Величина погрешности зависит от закона модуляции передаваемого по ЛС сигнала $X_{ВХ}(t)$. Так, например, при ШИМ ошибка выходного сигнала прямо пропорционально отклонению порогов РЭ (рис. 2 в). Для ЛС с ЧШИМ отклонение порогов переключения РЭ представляет собой функцию сигнала управления α (частоты несущих колебаний РП). При этом для $\bar{F} = 1 - \alpha^2$ (рис. 2 а) и $\bar{F} = 1 - \alpha$ (рис. 2 б) ошибки сигнала с ростом $\Delta\bar{b}$ примерно равны, но меньше чем при $\bar{F} = 1 + \alpha$ (рис. 2 г) в два раза, что делает данный вид модуляции менее выгодным с позиций помехоустойчивости ЛС по сравнению с предыдущими частотно-широтно-импульсными носителями.

• В рассматриваемых законах модуляции отклонение порогов на 25 % приводит к отклонению от среднего значения не более чем $3 \cdot 10^{-4}$. Из этого следует, что для данного типа линии связи изменение порогов переключения существенно не сказывается на среднем значении выходного сигнала передаваемых импульсов.

При асимметрии амплитуд на выходе РЭ (рис. 3 а) фазового сдвига между импульсами на выходе РП и импульсами на входе РЭ не происходит, но на выходе РЭ появляется ошибка среднего значения координаты Y_0^* (рис 3 б, в)

Амплитудная характеристики ЛС с восстанавливающим РЭ описываются уравнением, приведенным на рис. 3. Здесь приняты следующие обозначения: ΔA_1 – отклонение верхнего значения амплитуды РЭ, ΔA_2 – отклонение нижнего значения амплитуды РЭ. Y_0^* – среднее значение выходных импульсов $Y_В(t)$ РЭ по окончанию очередного интервала их дискретизации $T_{0,n}$.

На рис. 4 представлены пространства статического состояния $Y_0[1] = f\left(\alpha, \Delta\bar{A}_1, \Delta\bar{A}_2 = 0\right)$ и их проекции на плоскость переменных $\left(\alpha, \Delta\bar{A}_1\right)$, полученные путем решения системы уравнений для первого интервала дискретизации выходных импульсов РЭ.

Как видно из приведенной на рис. 4 амплитудной характеристики, рассматриваемые законы модуляции никак не отражаются на величине ΔY_0, а отклонение от среднего значения нанапрямую зависит от уровня отклонений амплитуд РЭ.

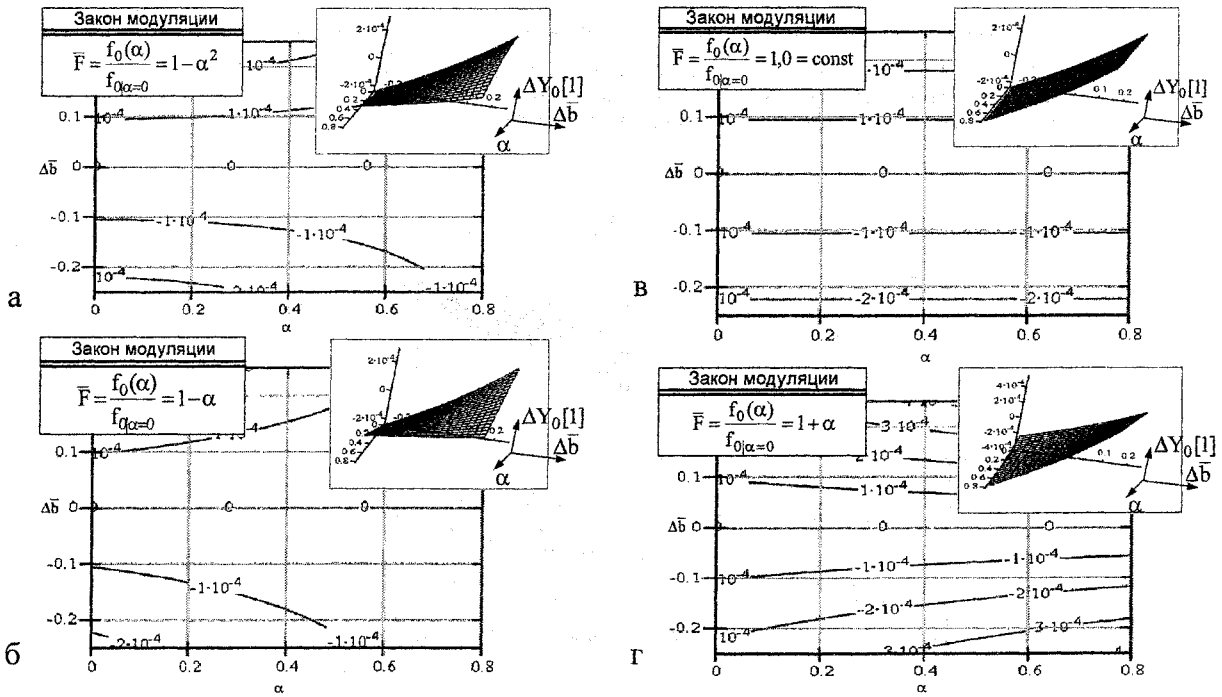


Рис. 2. Пространство статического состояния и его проекция на плоскость переменных $(\alpha, \Delta\bar{b})$ для линии связи с широтно-импульсным (а), частотно-широтно-импульсными $\bar{F} = 1 + \alpha$ (б), $\bar{F} = 1 - \alpha^2$ (в) и $\bar{F} = 1 - \alpha$ (г) носителями информации

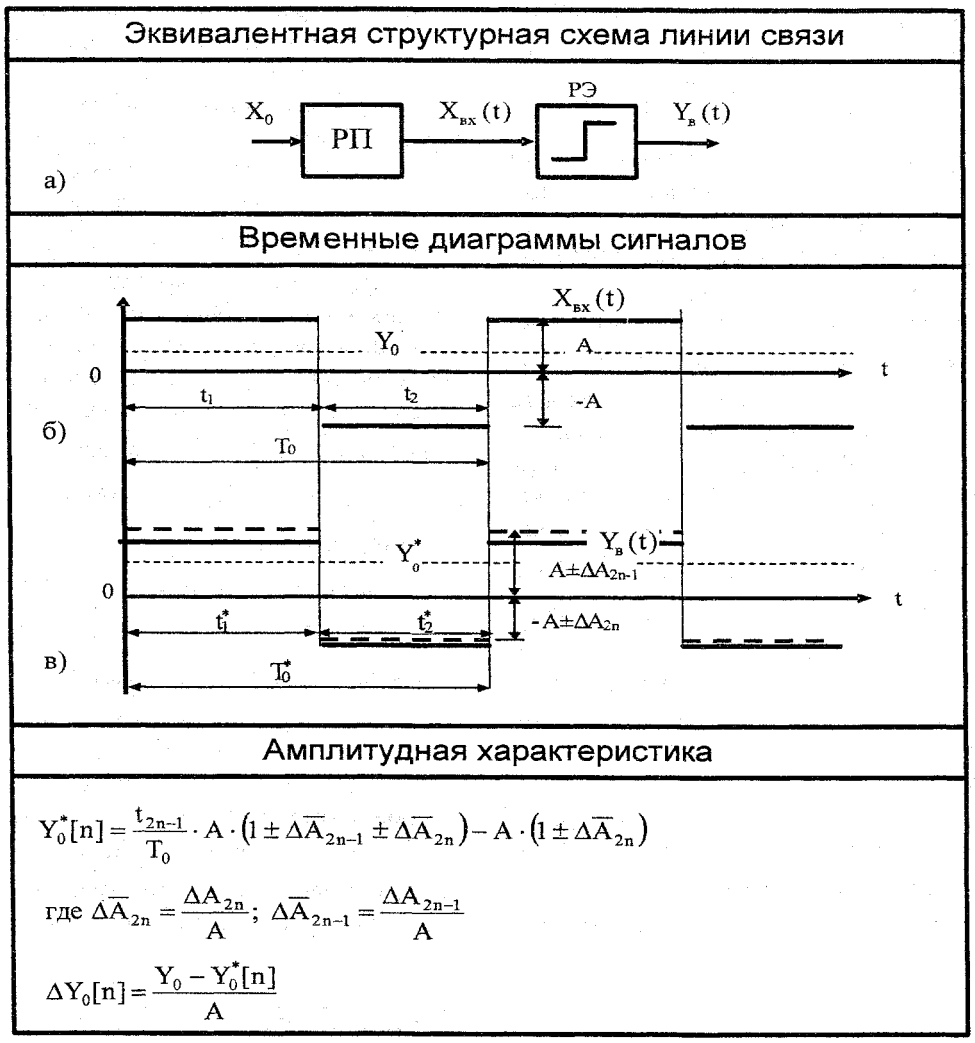


Рис. 3. Структурная схема (а), временные диаграммы сигналов (б, в) и расчетные соотношения к анализу статики линии связи с широтно- и частотно-широтно-импульсными носителями информации при асимметрии амплитуд РЭ

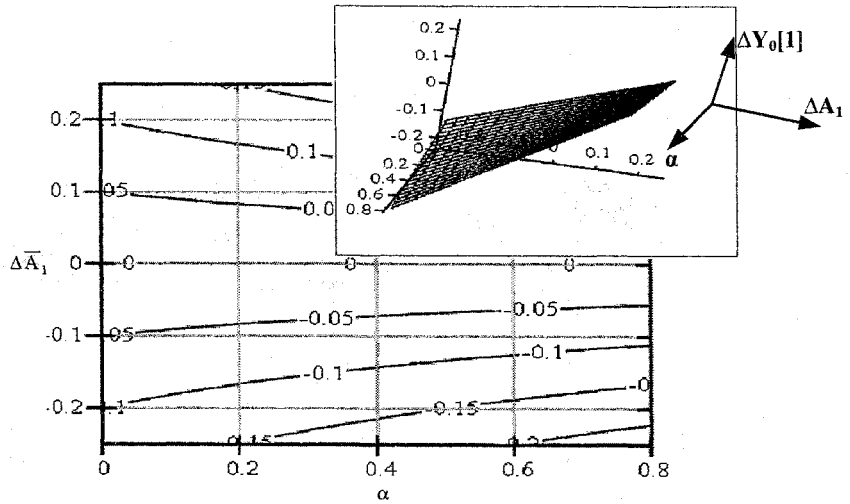


Рис. 4. Пространство статического состояния (а) и его проекция на плоскость переменных $(\alpha, \Delta\overline{A}_1)$ (б) для линии связи с широтно- и частотно-широтно-импульсным носителями информации при асимметрии амплитуд РЭ

Литература

1. Павленко В.А. Электрические системы регулирования с сигналами связи постоянного тока. – М.: Энергия, 1971. – 456 с.

2. Осипов О.И. Техническое диагностирование автоматизированного электропривода постоянного тока: Дис. ... д-ра техн. наук. – Челябинск: ЧПИ, 1995. – 405 с.

3. Мартяшин А.И., Шахов Э.К., Шляндин В.М. Преобразователи электрических параметров для систем контроля и измерения. – М.: Энергия. – 1967. – 390 с.

4. Цыпкин Я.З., Попков Ю.С. Теория нелинейных импульсных систем. – М.: Наука, 1973. – 416 с.

5. Цытович Л.И. Развертывающие преобразователи для систем управления вентильными электроприводами и технологической автоматики: Дис. ... д-ра техн. наук. – Челябинск: ЧГТУ, 1996. – 465 с.

6. Цытович Л.И. Широтно-импульсный усилитель с регулируемыми динамическими характеристиками// Электронная техника в автоматике/ Под ред. Ю.И. Конева. – М.: Радио и связь, 1981. – № 12. – С. 267–273.

Абушаев Виталий Иосифович – ассистент кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Южно-Уральского государственного университета. Интересы: микропроцессорные устройства, систем передачи цифровых и аналоговых данных.

Шеин Артем Юрьевич – аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Южно-Уральского государственного университета. Интересы: элементы и устройства систем управления технологическими процессами, импульсные преобразователи аналоговой информации, системы импульсной связи.

Терещина Олеся Геннадьевна – аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Южно-Уральского государственного университета. Интересы: системы управления электроприводами центробежных механизмов, развертывающие преобразователи информации с многозонной частотно-широтно-импульсной модуляцией, адаптивные фильтры, системы передачи логических данных по однопроводной линии связи.

Дудкин Максим Михайлович – аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок Южно-Уральского государственного университета. Интересы: системы управления силовыми управляемыми преобразователями для автоматизированного электропривода, тиристорные регуляторы напряжения для плавного пуска асинхронных электроприводов, системы обмена цифровыми данными, датчики технологических параметров.

УДК 631.313.29.016

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМАГНИТА ТОРМОЗА ИНВАЛИДНОЙ КОЛЯСКИ

Г.В. Помогаев, А.И. Согрин, М.А. Лютов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрены вопросы применения метода конечных элементов при решении осесимметричных задач теории поля на примере электромагнитного тормоза для инвалидной коляски.

Во многих технических устройствах очень широко применяются электромагниты для выполнения функций, основанных на притяжении подвижной системы (якоря) электромагнитом. В связи с этим, встают вопросы более точного расчета данных устройств и в особенности его тяговой характеристики.

Как известно, сила тяги электромагнита равна частной производной энергии по перемещению:

$$P = \frac{dW_m}{dx},$$

где W_m – энергия магнитного поля, исследуемой системы;

x – координата перемещения.

Сила P направлена таким образом, чтобы якорь стремился приблизиться к электромагниту. При этом энергия, запасенная в магнитном поле воздушного зазора, переходит в механическую работу, затрачиваемую на перемещение якоря.

В данной работе рассматривается вопрос расчета силы тяги электромагнита, изображенного на рис. 1.

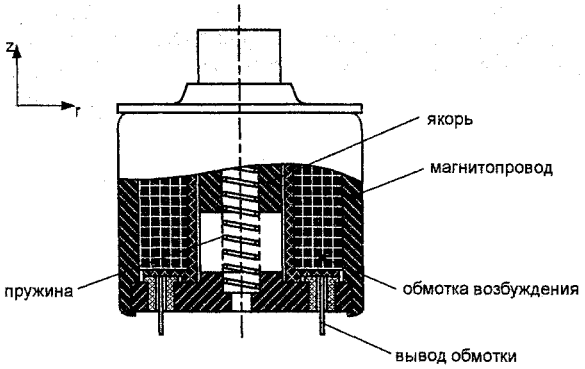


Рис. 1. Общий вид электромагнита

Расчет произведен двумя способами. Первый основан на классическом подходе, рассмотренном в [1].

В данном случае изменение энергии магнитного поля рассматривается только в воздушном зазоре, не учитывается изменение энергии всей магнитной системы и поле рассеяния между якорем и магнитопроводом является плоскопараллельным. Данные допущения, по мнению авторов, является недостаточно точными, так как при перемещении якоря электромагнита имеются участки магнитной системы с насыщением и распределение магнитного поля имеет более сложный характер, что заметно может сказаться при расчете усилия.

По этому, предлагается расчет исследуемого электромагнита (см. рис. 1) на основе метода конечных элементов (МКЭ). Как известно, исследуемая область в МКЭ разбивается на конечные элементы различной конфигурации. В данном случае дискретизация пространства произведена с использованием треугольных элементов второго порядка, что повышает точность решения задачи. Условия симметрии позволяют ограничиться рассмотрением половины исследуемой области электромагнита.

Интерполяционный полином для квадратичного треугольного элемента осесимметричной задачи имеет вид:

$$u = \alpha_1 + \alpha_2 r + \alpha_3 z + \alpha_4 r^2 + \alpha_5 rz + \alpha_6 z^2, \qquad (1)$$

где r – расстояние от оси симметрии до узлового потенциала;

z – ось симметрии.

При расчете осесимметричной задачи необходимо решить уравнение Пуассона в виде:

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(r \cdot A)\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{\partial A}{\partial z}\right) = \mu \cdot J, \qquad (2)$$

где A – векторный магнитный потенциал;

J – вектор плотности тока;

μ – магнитная проницаемость среды.

При введении другой переменно $\Psi = r \cdot A$ данное уравнение принимает симметричный вид относительно производных по координатам r и z [2]:

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{\nu}{r}\frac{\partial \Psi}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{\nu}{r}\frac{\partial \Psi}{\partial z}\right) = J, \qquad (3)$$

где $\nu = \frac{1}{\mu}$ – магнитная проводимость среды.

Составляющие магнитных индукций по осям примут вид:

$$B_r = -\frac{1}{r}\frac{d\Psi}{dz}, B_z = \frac{1}{r}\frac{d\Psi}{dr}. \qquad (4)$$

С учетом выше изложенного решение уравнения (3) связано с минимизацией функционала:

$$F(\Psi) = \int_S \frac{\nu}{r}\left[\left(\frac{d\Psi}{dr}\right)^2 + \left(\frac{d\Psi}{dz}\right)^2\right] ds - 2\int_S J \cdot \Psi ds \qquad (5)$$

или с учетом (4):

$$F(\Psi) = \int_S \nu \cdot r \cdot B^2 ds - 2\int_S J \cdot \Psi ds, \qquad (6)$$

где $B = \sqrt{B_r^2 + B_z^2}$ – значение индукции в элементе.

Система уравнений, для решения задачи, получается из условия стационарности функционала $\frac{dF(\Psi)}{du}=0$.

Коэффициенты матриц, получаемых при расчете производных, входящих в уравнение (5), имеют вид:

$$K_{ij}=2\int_{S_e}\frac{\nu}{r}\left(\frac{du_i}{dr}\cdot\frac{du_j}{dr}+\frac{du_i}{dz}\cdot\frac{du_j}{dz}\right)ds_e;$$

$$C_i=-2\int_{S_e}J\cdot\alpha_i ds_e,$$

здесь u_i, u_j – базисные функции, являющиеся полиномами переменных r и z с коэффициентами α_i.

Далее формируется глобальная матрица и вектор столбец правых частей. После этого, любым из известных способов производят решение системы линейных уравнений для каждой итерации до сходимости итерационного процесса.

Решение осесимметричной задачи для электромагнита, изображенного на рис. 1 представлено на рис. 2 при фиксированном воздушном зазоре.

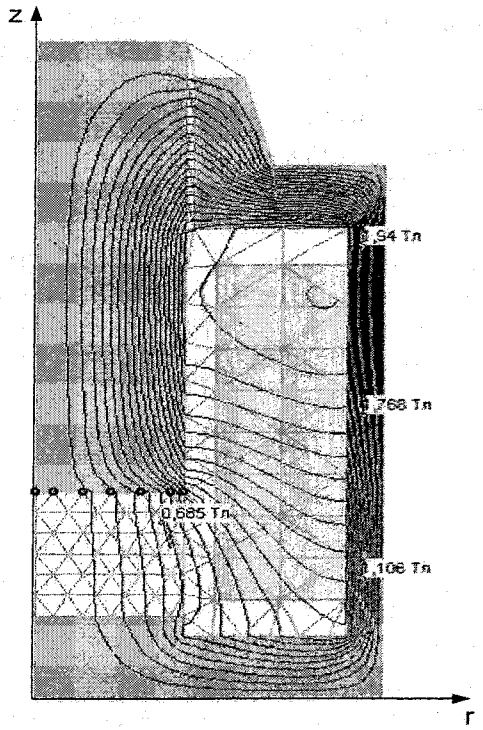


Рис. 2. Распределение магнитного поля

МКЭ позволяет достаточно полно исследовать данный объект при различных изменениях как магнитной системы, так и электрических параметров.

На рис. 3 представлена зависимость тяговой характеристики исследуемого электромагнита от величины воздушного зазора $F=f(\delta)$.

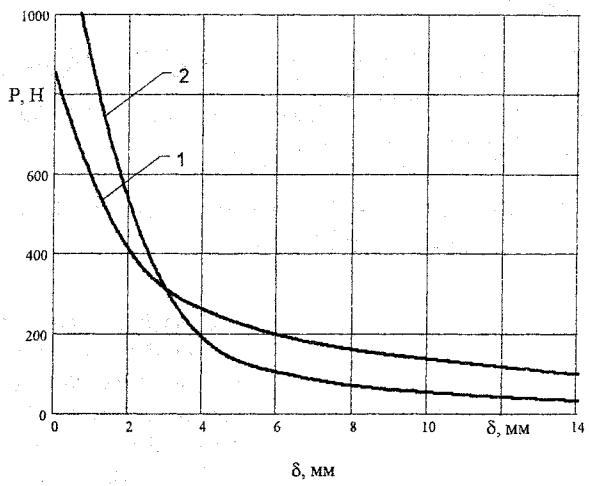


Рис. 3. Тяговые характеристики электромагнита: 1 – механическая характеристика электромагнита, рассчитанная методом конечных элементов; 2 – механическая характеристика электромагнита, рассчитанная аналитически

На рис. 4 представлена зависимость тягового усилия исследуемого электромагнита от магнитодвижущей силы (МДС) $P=f(F)$ при фиксированном воздушном зазоре.

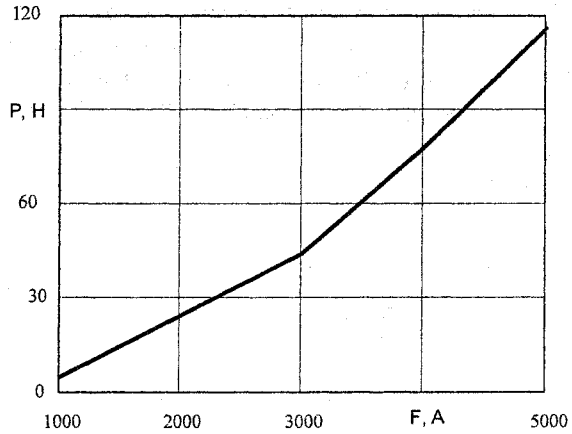


Рис. 4. Зависимость тягового усилия от МДС обмотки

Литература

1. Гордон А.В., Сливинская А.Г. Электромагниты постоянного тока. – М.: Государственное энергетическое изд-во, 1960. – 447 с.

2. Демирчан К.С., Чечурин В.Л. Машинные расчеты электромагнитных полей. – М.: Высшая школа, 1986. – 240 с.

3. Сильвестер П., Феррари Р. Метод конечных элементов для радиоинженеров и инженеров-электриков. – М.: Мир, 1986. – 229 с.

4. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. – М.: Мир, 1976. – 392 с.

Помогаев Г.В., старший преподаватель ЮУрГУ.

Согрин А.И., старший преподаватель ЮУрГУ.

Лютов М.А., начальник бюро расчетов отдела № 57, ОАО «НПО «Электромашина», г. Челябинск.

УДК 621.311.1.001.2

ВЛИЯНИЕ ВНЕШНИХ СЛУЧАЙНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ НА ПАРАМЕТРЫ ЗАМКНУТОГО ВЕНТИЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Л.Т. Волков, А.В. Резниченко, В.Н. Коропатюк
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассматривается поведение энергетических показателей, динамических свойств и надежности работы замкнутого вентильного электропривода в условиях воздействия на него внешних случайных возмущений: колебаний напряжения в питающей сети и момента статической нагрузки на валу двигателя. Предложена методика вероятностного анализа изменений коэффициента передачи вентильного преобразователя и описаны возможные негативные последствия этих изменений.

Возмущения, действующие на электропривод, – колебания напряжения силовой сети $V_1(t)$ и момент статической нагрузки $M_{ст}(t)$ – в данной работе представлены случайными величинами соответственно V_1 и $M_{ст}$.

Пусть заданному углу регулирования α и номинальному напряжению силовой сети, $V_1 = 0$, соответствует рабочая точка A на естественной статической характеристике силового блока вентильного преобразователя, кривая 1 на рис. 1.

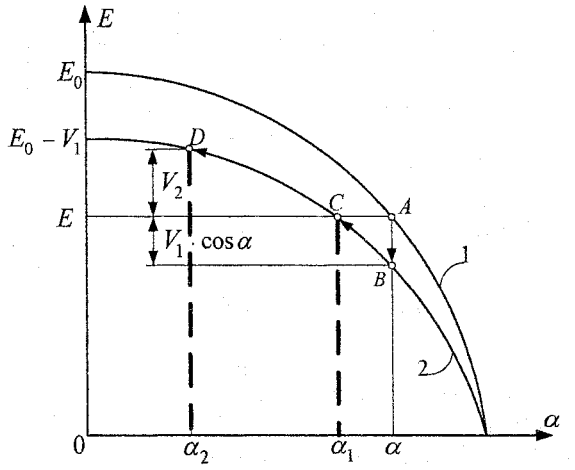


Рис. 1. Влияние колебаний напряжения сети и момента статической нагрузки на положение рабочей точки силового блока вентильного преобразователя

Статическая характеристика силового блока вентильного преобразователя $E(\alpha)$ описывается следующим выражением:

$$E = E_0 \cdot \cos\alpha . \qquad (1)$$

Коэффициент передачи солового блока найдем из формулы (1), переписав ее следующим образом:

$$K = \frac{\partial E}{\partial \alpha} = -E_0 \cdot \sin\alpha = -\sqrt{E_0^2 - E_A^2} , \qquad (2)$$

где E_A – значение выходной ЭДС преобразователя E в точке A.

При понижении напряжения силовой сети на величину V_1 характеристика $E(\alpha)$ изменит свое положение и будет изображаться кривой 2 (рис. 1). Рабочая точка преобразователя при этом переместится из A в B, где согласно выражения (1) ЭДС $E = E_B$ будет меньше E_A на величину $V_1 \cdot \cos\alpha$, а коэффициент передачи запишется

$$K = -\frac{E_0 - V_1}{E_0} \cdot \sqrt{E_0^2 - E_A^2} . \qquad (3)$$

Рассмотрим изменение коэффициента передачи K при работе вентильного преобразователя в электроприводе с замкнутой астатической САР поддержания заданной скорости n (ЭДС $E_д$) двигателя.

При работе электропривода на холостом ходу (х.х.), если пренебречь током х.х., ЭДС преобразователя E равна ЭДС двигателя $E_д$. Тогда при $V_1 = 0$ согласно формуле (2)

$$K = -\sqrt{E_0^2 - E_д^2} . \qquad (4)$$

Если рабочая точка преобразователя при этом находилась в A, то при понижении напряжения силовой сети на величину V_1 она будет стремится перейти в точку B. Однако под действием САР ЭДС преобразователя восстанавливается до значения $E_д$. Рабочая точка при этом переместится в C, где коэффициент передачи силового преобразователя

$$K = -\sqrt{(E_0 - V_1)^2 - E_д^2} . \qquad (5)$$

При появлении нагрузки на валу двигателя, чтобы поддержать скорость неизменной, САР изменит ЭДС преобразователя на величину V_2, равную падению напряжения в силовой цепи преобразователь–двигатель $I \cdot r_я$. Рабочая точка преобразователя при этом переместится в D, а коэффициент передачи в данной точке будет

$$K = -\sqrt{(E_0 - V_1)^2 - (E_д + V_2)^2} . \qquad (6)$$

Таким образом, коэффициент передачи силового блока вентильного преобразователя в данном случае уменьшается не только за счет снижения напряжения сети на величину V_1, но также и из-за падения напряжения в силовой цепи, вызванного током нагрузки двигателя.

Повышение напряжения сети на величину V_1 будет, наоборот, вызывать увеличение коэффициента передачи. В выражениях (5) и (6) при этом перед V_1 будет стоять знак плюс.

В общем случае при $E_\partial = \text{const}$

$$K = -\sqrt{(E_0+V_1)^2-(E_\partial+V_2)^2} = K(V_1,V_2). \quad (7)$$

Выражение (7) имеет смысл при выполнении неравенства

$$(E_\partial+V_2)^2 \le (E_0+V_1)^2. \quad (8)$$

Так как суммы стоящие в скобках обеих частей неравенства положительны, то можно записать

$$E_\partial+V_2 \le E_0+V_1, \quad (9)$$

или

$$V_2-V_1 \le E_0-E_\partial. \quad (10)$$

Из рис. 1 видно, что при снижении напряжения сети на величину V_1 и появлении падения напряжения в силовой цепи V_2 угол регулирования α сначала уменьшается до значения α_1, а затем – до α_2. В результате, коэффициент передачи K снижается и при $\alpha = 0$ $K = 0$. Равенство коэффициента передачи нулю будет иметь место при выполнении соотношения

$$V_2-V_1 \ge E_0-E_\partial. \quad (11)$$

Таким образом, коэффициент передачи силового блока вентильного преобразователя, работающего в электроприводе с замкнутой астатической САР,

$$K(V_1,V_2)=\begin{cases}-\sqrt{(E_0+V_1)^2-(E_\partial+V_2)^2}, & \text{если } V_2-V_1 \le E_0-E_\partial;\\ 0, & \text{если } V_2-V_1 \ge E_0-E_\partial\end{cases} \quad (12)$$

представляет собой, при $E_\partial = \text{const}$, функцию двух случайных аргументов V_1 и V_2. Нелинейная зависимость коэффициента передачи от величин V_1 и V_2 обусловлена нелинейным характером статической характеристики силового блока преобразователя $E(\alpha)$.

В связи с тем, что рассматриваемая функция $K(V_1,V_2)$ является нелинейной, то наиболее исчерпывающей информацией о ее поведении в зависимости от значений случайных величин V_1 и V_2 будет служить функция распределения $F(K)$ или плотность вероятности $f(K)$.

Для удобства последующего анализа и большей общности полученных результатов пронормируем уравнение (12) относительно E_0, тогда получим

$$K(V_1,V_2)=\begin{cases}-\sqrt{(1+V_1)^2-(E_\partial+V_2)^2}, & \text{если } V_2-V_1 \le 1-E_\partial;\\ 0, & \text{если } V_2-V_1 \ge 1-E_\partial.\end{cases} \quad (13)$$

Учитывая, что функция $K(V_1,V_2)$ не знакопеременная, можно рассматривать ее по модулю. На основании вышесказанного и формулы (13) построена область определения функции $K(V_1,V_2)$ на плоскости $V_1 0 V_2$ (рис. 2). Положение верхней границы области зависит от величин K и E_∂. При фиксированном значении E_∂ указанная граница будет тем выше, чем больше коэффициент передачи K. Положение нижней границы – прямой линии, соответствующей уравнению

$$V_2-V_1 = 1-E_\partial, \quad (14)$$

зависит только от значения ЭДС двигателя E_∂. На этой границе и ниже коэффициент передачи преобразователя равен нулю и, следовательно, система электропривода размыкается. На полуплоскости, расположенной ниже прямой (14), функции $F(K)$ и $f(K)$ равны нулю. Следовательно, на основании вышесказанного [1],

$$F(K) = P((V_1,V_2)\subset G) = \iint_G f(V_1,V_2)\,dV_1 dV_2, \quad (15)$$

то есть, вероятность того, что случайная точка (V_1,V_2) попадет в заштрихованную область G, где выполняется неравенство $K(V_1,V_2) < K$, равна двойному интегралу по области G от совместной плотности вероятностей системы величин (V_1,V_2). Здесь K – значение коэффициента передачи на верхней границе области G, а $K(V_1,V_2)$ – его значение внутри области G.

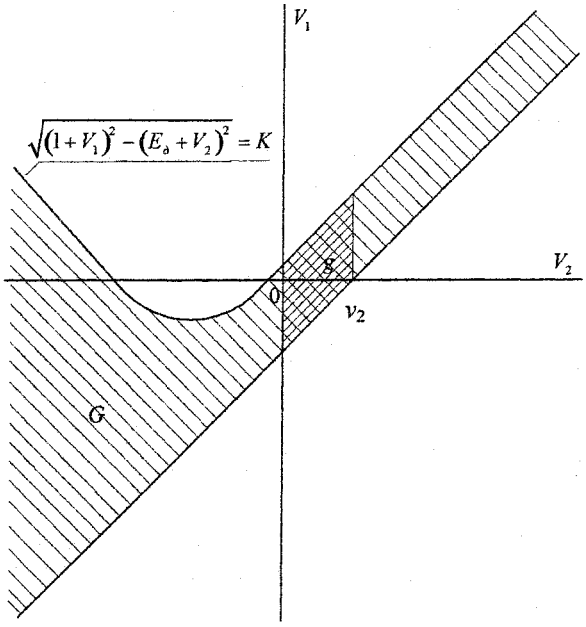


Рис. 2. Область определения функции $K(V_1,V_2)$ на плоскости $V_1 0 V_2$

Для определения пределов интегрирования в формуле (15) на основании уравнения кривой верхней границы области G (см. рис. 2) найдем выражение для V_1

$$V_1 = \sqrt{K^2 + \left(E_\partial + V_2\right)^2} - 1. \qquad (16)$$

Тогда на основании равенств (15), (14) и (16), запишем

$$F(K) = \int_{-\infty}^{\infty} \left[\int_{E_\partial + V_2 - 1}^{\sqrt{K^2 + (E_\partial + V_2)^2} - 1} f(V_1, V_2) \right] dV_2. \qquad (17)$$

Дифференцируя выражение (17) по переменной K, входящей в верхний предел внутреннего интеграла, получим

$$f(K) = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{K}{\sqrt{K^2 + \left(E_\partial + V_2\right)^2}} f\left(\sqrt{K^2 + \left(E_\partial + V_2\right)^2} - 1,\ V_2\right) dV_2. \qquad (18)$$

Область определения функции $K(V_1, V_2)$ G, где случайная величина V_2 изменяется от $-\infty$ до ∞ (см. рис. 2), носит сугубо теоретический характер. На практике же падение напряжения в силовой цепи V_2, как и ток двигателя, не знакопеременная величина. Для нормальных режимов работы вентильного электропривода непрерывных прокатных станов, когда ток двигателя не превосходит допустимых значений, величина V_2 изменяется в пределах от нуля до 15...20 % по отношению к ЭДС E_0 (в относительных единицах). В связи с этим реальная область определения коэффициента передачи силового блока вентильного преобразователя (см. область g на рис. 2) по переменной V_2 ограничена осью ординат и некоторым положительным значением этой переменной $V_2 = v_2$. Пределы $-\infty$, ∞ в интегралах (17), (18) изменятся соответственно на 0, v_2.

При нормальном распределении случайных величин V_1 и V_2, совместная их плотность распределения, то есть плотность распределения случайного вектора (V_1, V_2), запишется

$$f(V_1, V_2) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot \sqrt{1 - r_{12}^2}} \times$$

$$\times \exp\left\{ -\frac{1}{2 \cdot \left(1 - r_{12}^2\right)} \cdot \left[\frac{\left(V_1 - m_1\right)^2}{\sigma_1^2} - \right.\right.$$

$$\left.\left. - \frac{2 \cdot r_{12} \cdot \left(V_1 - m_1\right) \cdot \left(V_2 - m_2\right)}{\sigma_1 \cdot \sigma_2} + \frac{\left(V_2 - m_2\right)^2}{\sigma_2^2} \right] \right\}. \qquad (19)$$

Решение интегралов (17), (18) с учетом выражения (19) может быть получено только численными методами.

На рис. 3 приведены графики плотности распределения коэффициента передачи K. При этом использованы параметры системы случайных величин (V_1, V_2), а также значение ЭДС двигателя E_∂, полученные экспериментальным путем на непрерывном среднесортном прокатном стане 350/500 Златоустовского металлургического завода:

$m_1 = 0$, $m_2 = 0{,}12$, $\sigma_1 = 0{,}01 \div 0{,}03$,

$\sigma_2 = 0{,}01 \div 0{,}03$, $r_{12} = -0{,}67$ и $E_д = 0{,}796$.

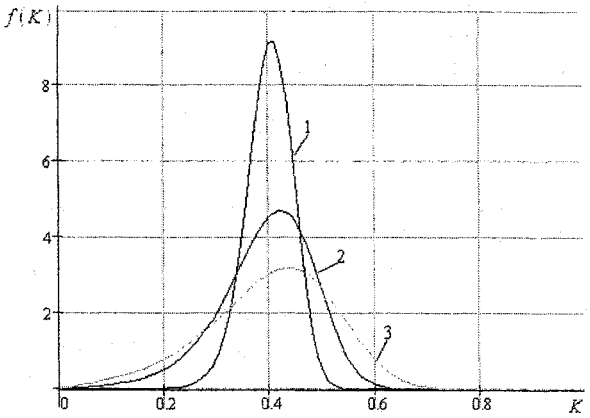


Рис. 3. Плотность распределения коэффициента передачи силового блока вентильного преобразователя при 1) $\sigma_1 = \sigma_2 = 0{,}01$; 2) $\sigma_1 = 0{,}01$; $\sigma_2 = 0{,}03$; 3) $\sigma_1 = \sigma_2 = 0{,}03$

Как следует из графиков рис. 3 с увеличением степени рассеивания случайных аргументов V_1 и V_2 закон распределения $f(K)$ существенно деформируется. Так, при относительно малом рассеивании аргументов ($\sigma_1 = \sigma_2 = 0{,}01$, кривая 1) плотность вероятности $f(K)$ близка к нормальному закону. По мере увеличения параметров σ_1 и σ_2 плотность вероятности $f(K)$ все больше отличается от нормального закона, при этом значительно возрастает отрицательная асимметрия (кривые 2 и 3), а мода несколько уменьшается. Как следствие, коэффициент передачи вентильного преобразователя приближается к нулевым значениям, что может привести к размыканию САР электропривода. Это особенно опасно для непрерывных прокатных станов. А именно при размыкании САР происходит нарушение соотношения скоростей соседних клетей, в результате чего происходит либо разрыв прокатываемого металла, либо наматывание его на валки стана, а это означает крупную аварию с опасностью для жизнедеятельности персонала и значительные экономические ущербы.

Выводы

С точки зрения улучшения энергетических показателей вентильного электропривода необходимо устанавливать угол регулирования α как можно меньше, так как он приблизительно равен углу сдвига между током и напряжением в питающей сети. Тогда уровень потребления реактивной мощности из сети будет минимальным. С дру-

гой стороны для улучшения динамических свойств и надежности работы вентильного электропривода угол регулирования α должен быть как можно больше. Таким образом, здесь приходится иметь дело с двумя взаимоисключающими факторами. Для того чтобы эти факторы сбалансировать, необходимо решить оптимальную задачу. Результатом решения такой задачи должна быть выработана четкая рекомендация по установке начального угла регулирования α, что равносильно выбору оптимального запаса по напряжению вентильного преобразователя.

Литература

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Высш. шк., 2001.

Волков Леонид Тихонович в 1966 году окончил Челябинский политехнический институт (ныне Южно-Уральский государственный университет). В 1979 году в Челябинском политехническом институте защитил кандидатскую диссертацию по влиянию случайных возмущений на системы автоматического управления вентильных электроприводов постоянного тока. Доцент кафедры «Системы электроснабжения» ЮУрГУ.

Резниченко Алексей Васильевич студент Южно-Уральского государственного университета, энергетического факультета, специальности «Электроснабжение», кафедры «Системы электроснабжения».

Коропатюк Виктория Николаевна студентка Южно-Уральского государственного университета, энергетического факультета, специальности «Электроснабжение», кафедры «Системы электроснабжения».

УДК 62 - 83:681.51

ДИСКРЕТНО ПЕРЕСТРАИВАЕМЫЙ В ФУНКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СИГНАЛА ФИЛЬТР НА ОСНОВЕ МНОГОЗОННОГО ИНТЕГРИРУЮЩЕГО РАЗВЕРТЫВАЮЩЕГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Л.И. Цытович, О.Г. Терещина
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассматривается принцип построения многозонного интегрирующего развертывающего преобразователя (МРП) с аналогово-цифровым алгоритмом перестройки динамических характеристик выходного аналогового фильтра. Приведены структурная схема МРП, амплитудная характеристика и таблица кодовых состояний релейных звеньев МРП. Показана возможность самодиагностирования в подобной системе.

В информационно-измерительной технике развертывающие преобразователи (РП) применяются в основном в качестве устройств для преобразования аналогового сигнала в интервал времени, частоту импульсов и их относительную продолжительность, выполняя при этом функции датчиков различных технологических величин или устройств согласования аналоговых источников информации с цифровыми системами обработки данных [1]. В последнее время повысился интерес к многозонным интегрирующим развертывающим преобразователям (МРП), позволяющим не только улучшить показатели качества процесса управления технологическими объектами и надежности систем регулирования [2], но и существенно расширить функциональные возможности развертывающих систем, в том числе и при построении фильтров, динамические характеристики которых регулируются в функции электрического сигнала. Ниже рассматривается один из возможных принципов построения фильтра с перестраиваемыми параметрами на основе МРП (рис. 1).

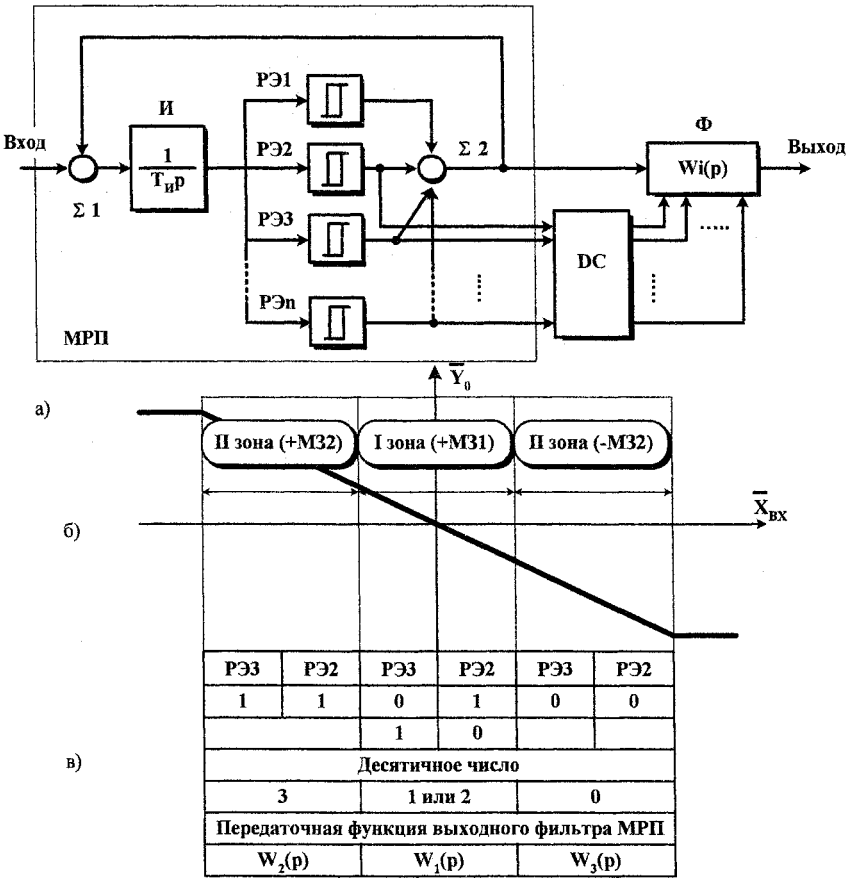


Рис. 1. Структурная схема (а), амплитудная характеристика (б) и таблица кодовых состояний релейных элементов многозонного интегрирующего развертывающего преобразователя с цифровым алгоритмом перестройки динамических характеристик выходного фильтра

Структурная схема МРП с цифровым алгоритмом перестройки динамических характеристик выходного фильтра Ф (рис. 1, а) включает в себя сумматоры Σ1, Σ2, интегратор И, группу из нечетного числа релейных элементов РЭ1...РЭn, причем $n \geq 3$, а также дешифратор DC состояний РЭ2...РЭn. В дальнейшем ограничимся числом $n = 3$. Пороги переключения РЭ удовлетворяют условию $|b_1| < |b_2| < |b_3|$, где индекс при «b» соответствует порядковому номеру РЭ на рис. 1, а. Релейный элемент с минимальным значением порогов переключения (в данном случае РЭ1) работает в автоколебательном режиме, а остальных РЭ – в статическом положении. При таких условиях состояния всех РЭ, за исключением РЭ1, можно рассматривать в качестве некоторой кодовой комбинации, например, двоичной, причем каждой модуляционной зоне выходного сигнала МРП соответствует своя кодовая комбинация или их группа. Считаем, что положительному знаку сигнала на выходе РЭ соответствует логическая «1», а отрицательному – логический «0». Кроме того, полагаем, что РЭ2 формирует значение младшего разряда двоичного кода, а состояние РЭ3 определяет значение старшего разряда двоичного кода.

По амплитудной характеристике МРП $\bar{Y}_0 = f(\bar{X}_{BX})$ (рис. 1, б.), где: $\bar{Y}_0 = Y_0/A$ – нормированное среднее значение импульсов на выходе Σ2; $\bar{X}_{BX} = X_{BX}/A$ – нормированная величина входного сигнала МРП; ±A – максимальная амплитуда импульсов на выходе Σ2, и таблице кодового состояния РЭ2 и РЭ3 (рис. 1, в) видно, что первая модуляционная зона М31 может быть охарактеризована двоичными кодовыми комбинациями «01» или «10», т.е. десятичными числами «1» или «2». Наличие двух возможных кодовых состояний для М31 объясняется произвольной первоначальной ориентацией РЭ2, РЭ3 при включении МРП.

При переходе МРП в старшую модуляционную зону второго (+М32) или четвертого (–М32) квадратов амплитудной характеристики $\bar{Y}_0 = f(\bar{X}_{BX})$ число кодовых комбинаций ограничивается одной, соответственно, «11» или «00».

В результате, однозначная связь кодового состояние РЭ2...РЭn с величиной входного сигнала МРП, позволяет с помощью ключевых элементов, входящих в состав фильтра Ф, менять его конфигурацию в функции X_{BX}. Последнее реализуется с помощью DC, на выходных шинах которого формируются командные сигналы логической «1», изменяющие передаточную функцию Ф. Для первой модуляционной зоны М31 шины 0 и 1 дешифратора DC, как правило, объединяются по функции «ИЛИ». В итоге каждой модуляционной зоне МРП соответствует свой вид $W_1(p)$, $W_2(p)$, $W_3(p)$ передаточной функции $W_i(p)$ фильтра Ф (рис. 1, в).

В отличие от традиционных принципов построения перестраиваемых в функции электрического сигнала фильтров, рассмотренный случай позволяет исключить из схемы Ф дополнительные компараторы, контролирующие уровень его входного сигнала, что повышает температурную стабильность и помехоустойчивость системы в целом. Также этому способствует замкнутый характер структуры МРП и наличие интегратора в прямом канале регулирования.

Однако подобную структуру МРП целесообразно применять в тех случаях, когда Ф осуществляет подавление высокочастотных гармоник как выходных импульсов Σ2, так и входного динамического сигнала МРП. В ситуации, когда звено Ф содержит форсирующий канал перестройка его параметров по схеме на рис. 1, а может привести к усилению высокочастотного спектра выходных импульсов МРП, что сформирует дополнительные спектр помех для системы управления. Поэтому в данном случае целесообразен переход к схеме, показанной на рис. 2.

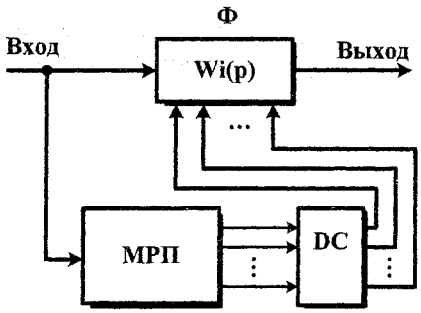


Рис. 2. Структурная схема дискретно-перестраиваемого в функции входного сигнала фильтра на основе многозонного развертывающего преобразователя

Здесь входной сигнал X_{BX} подается одновременно на фильтр и на вход МРП. Последний выполняет роль помехоустойчивого компаратора и формирует двоичный код для DC в функции уровня входного сигнала МРП, под действием которого изменяется конфигурация фильтра Ф.

При этом выходные импульсы МРП не участвуют непосредственно в формировании выходного напряжения Ф, что позволяет вводить в передаточную функцию $W_i(p)$ дифференцирующий канал регулирования.

МРП интересен также тем, что рассматривая состояния РЭ2...РЭn в качестве источника цифрового кода можно производить параметрическое диагностирование многозонного преобразователя и системы управления в целом [3–5]. Кроме того, однозначная связь кода на выходе РЭ2...РЭn с величиной входного сигнала позволяет реализовать на основе МРП интегрирующий аналого-цифровой преобразователь замкнутого типа.

Литература

1. Хьюльман Л.П. Активные фильтры. – М.: Мир, 1972. – 516 с.

2. А.с. 1418765 СССР, G06G7/12. Многозонный развертывающий преобразователь/ Л.И. Цытович (СССР). – № 4290238/24; Заявлено 20.10.87; Опубл. 03.08.88, Бюл. № 31.

3. Цытович Л.И., Терещина О.Г. Развертывающие преобразователи с автоматическим диагностированием и резервированием каналов передачи информации// Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2004. – Вып. 5. – № 4. – С. 55–61.

4. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.

5. Автоматизация диагностирования электронных устройств/ Ю.В. Малышенко, В.П. Чипулис, С.Г. Шаршунов. Под ред. В.П. Чипулиса. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.

Цытович Леонид Игнатьевич, зав. кафедрой электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ, докт. техн. наук, профессор. В 1970 г. окончил Рижский политехнический институт. В 1977 г. – очную аспирантуру при кафедре электропривода ЧПИ. Кандидатскую диссертацию защитил в 1979 г., докторскую – в 1996 г. Научное направление – информационно-измерительные устройства и комплексы систем управления технологическими процессами и автономными стационарными и транспортными системами.

Терещина Олеся Геннадьевна, аспирант кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ. Выпускница кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок ЮУрГУ 2004 г. Научное направление – многозонные интегрирующие развертывающие преобразователи и системы управления электроприводами на их основе.

ВЕСТНИК
ЮЖНО-УРАЛЬСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

№ 9 (49) 2005

Серия
«ЭНЕРГЕТИКА»
Выпуск 6

Издательство Южно-Уральского государственного университета

Подписано в печать 20.12.2005. Формат 60×84 1/8. Печать трафаретная.
Усл. печ. л. 13,95. Уч.-изд. л. 16,71. Тираж 150 экз. Заказ 404/65.

Отпечатано в типографии Издательства ЮУрГУ.
454080, г. Челябинск, пр. им. В.И. Ленина, 76