

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ФРОЛОВ МИХАИЛ ЮРЬЕВИЧ

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН В
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Новосибирск - 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН В КОНТЕКСТЕ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	11
1.1 Основные тенденции развития электроэнергетики.....	11
1.2 Развитие задач управления режимами энергетических систем	14
1.3 Идентификация параметров как основа управления режимами электрических сетей.....	21
Выводы	28
2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ	30
2.1 Постановка задачи идентификации параметров синхронной машины и анализ существующих подходов и методов параметрической идентификации синхронной машины.....	30
2.2 Модель Парка-Горева синхронной машины как объект параметрической идентификации	39
2.3 Упрощённые модели синхронной машины.....	48
Выводы	53
3 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ВКЛЮЧЕНИЕМ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ С ЕЁ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ	55
3.1 Назначение разрабатываемых методов идентификации и способов управления синхронной машиной.....	55
3.2 Идентификация синхронного индуктивного сопротивления синхронной машины для задач контроля статической устойчивости режима электроэнергетической системы.....	59
3.3 Идентификация параметров синхронной машины при включении в электрическую сеть.....	67

3.4 Идентификация параметров машины в возмущённых режимах при параллельной работе с сетью	75
Выводы	80
4 ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ НА ЦИФРОВОЙ И ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛЯХ.....	82
4.1 Физическое и цифровое моделирование синхронной машины, работающей в электрической сети.....	82
4.1.1 Описание электродинамической модели кафедры автоматизированных электроэнергетических систем	82
4.1.2 Цифровая модель.....	86
4.2 Исследование разработанных способов управления включением и методов параметрической идентификации синхронной машины	87
4.3 Исследование идентификации синхронного индуктивного сопротивления ..	89
4.4 Исследование идентификации параметров машины при включении в электрическую сеть	91
4.5 Исследование идентификации параметров машины в возмущённых режимах при включении и параллельной работе синхронной машины с сетью	93
Выводы	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
Список сокращений	97
Список условных обозначений	99
Список терминов	104
Список литературы	105
Приложение А Акты внедрения	116
Приложение Б Патент	118

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. В электроэнергетике в подавляющем большинстве случаев в качестве генераторов используются синхронные машины из-за высокого КПД, способности регулировать напряжение и частоту, способности генерировать не только активную, но и реактивную мощность. Синхронные машины также широко используются в качестве двигателей из-за способности сохранять неизменную скорость вращения при изменении нагрузочного момента и регулировать реактивную мощность, что позволяет повысить статическую и динамическую устойчивость. Параметры синхронной машины: сопротивления, постоянные времени и т. д., необходимы для построения цифровых моделей электроэнергетических систем, чтобы производить расчёты нормальных, аварийных и послеаварийных режимов, например, для настройки ряда автоматик и релейных защит. Естественно, чем точнее будут определены параметры оборудования, тем качественней будут расчёты и адекватнее управляющие воздействия, выдаваемые автоматикой. В основном, базы данных с параметрами оборудования для цифровых моделей формируются из паспортных данных, однако это сопряжено с рядом недостатков. Во-первых, реальные параметры могут значительно отличаться от паспортных. В паспорте серийно произведённого оборудования, обычно, указываются не параметры конкретной единицы техники, а усреднённые параметры всей серии. Изменение параметров происходит в результате насыщения магнитопровода, изменений температуры, старения и ремонта оборудования. Во-вторых, базы данных формируются вручную, это занимает большое количество времени, не позволяет своевременно производить корректировки. Не стоит исключать и человеческий фактор – возможны элементарные ошибки. Всё это приводит к тому, что в ряде случаев результаты моделирования не адекватны реальным данным и закономерным последствиям.

Внедрение новых систем измерений и обмена информацией, например, синхронизированных векторных измерений, позволяет создавать системы с

автоматической идентификацией параметров оборудования, включённого в электрическую сеть, и формировать базы данных для моделей с необходимой точностью.

Следует также отметить, что в настоящее время в ЭС всё чаще появляются небольшие когенерационные станции (до 25 МВА) с генераторами малой мощности, которые становятся всё более конкурентоспособными из-за уменьшения потерь за счёт близости к потребителю, отсутствия необходимости строительства протяжённых линий электропередач, использованию ко-, тригенерации и легкого доступа к топливу благодаря активной газификации страны. Подобные станции, как правило, работают изолированно от крупных энергосистем, в которых существует централизованное диспетчерское управление, однако, если бы они могли соединяться между собой через распределительные сети низкого напряжения и/или присоединяться к крупным энергосистемам, это бы привело к ряду положительных системных эффектов: выравнивание суточных графиков, повышение надёжности, экономичности и т.д. Распределённая малая генерация может также предоставлять услуги крупным энергосистемам, например, продавать излишки электроэнергии в сеть и получать услуги, например по регулированию частоты. То есть, можно с уверенностью сказать, что появилась потребность в модернизации современного уклада электроэнергетики, при котором будет реализовано органичное и взаимовыгодное совместное существование традиционной крупной и малой распределённой генерации.

Однако, существует ряд технических и экономических ограничений, препятствующих свободному доступу нового генерирующего оборудования в распределительную сеть. Первым делом возникает вопрос о реализации управления распределительными сетями, в которых присутствуют не только пассивные, но и активные элементы. Оперативно-диспетчерское управление подобными сетями представляется невыгодным с технической и экономической точек зрения. Возникает необходимость в создании полностью автоматического (умного) управления подобными сетями, для реализации которого необходимо в

темпе процесса получать достоверные данные о параметрах режима в генерирующих и нагрузочных узлах, а также параметров оборудования, включённого в сеть. При реализации концепции умных сетей вопросы идентификации параметров оборудования становятся одними из главных, без решения которых невозможно предоставить свободный доступ в сеть новых элементов. По сути, электрическая сеть должна сама определять тип и параметры оборудования, а также проводить автоматическую настройку соответствующих автоматик, корректировать уставки релейных защит и всё это в онлайн режиме.

Степень разработанности темы.

Задачам идентификации в электроэнергетике посвящены работы следующих авторов: Веников В. А., Горев А. А., Вольдек А. И., Жерве Г. К., Иванов-Смоленский А. В. В последние годы задачам идентификации были посвящены труды следующих авторов: Бердин А. С., Андреев М. А., Коваленко П. Ю., Чершова В. О., Дехтерёв А. И., Тутундаева Д. В., Шиллер М. А. Kyriakides E, Heydt G, Malik O. P., Karrari M. и многие другие.

В литературе описано множество методов определения параметров электрических машин, однако, они либо требуют создания опасных режимов, таких как короткое замыкание, либо лабораторных установок и дорогостоящего оборудования, поэтому существует потребность в разработке способов управления и методов идентификации параметров синхронной машины в эксплуатационных режимах, лишённых указанных недостатков.

Объект исследования – синхронные машины; эксплуатационные режимы синхронных машин, работающих в электрической сети; электрические сети с распределённой малой генерацией.

Предмет исследования – способы управления синхронной машиной и методы параметрической идентификации синхронной машины.

Цель работы – разработка и исследование новых способов управления и методов идентификации параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах для режимной, противоаварийной автоматик и релейной защиты.

Для достижения сформулированной цели в диссертационной работе поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Анализ возможностей управления режимами энергетических систем для задач идентификации.

2. Анализ существующих методов идентификации параметров синхронных машин.

3. Разработка способов управления и методов параметрической идентификации синхронных машин, применимых в условиях эксплуатации.

4. Проведение исследований разработанных способов управления и методов идентификации на предмет возможности интеграции их в систему управления синхронной машиной.

5. Разработка мер повышения достоверности результатов идентификации и формулирование рекомендаций по использованию методов в эксплуатационных режимах.

6. Интеграция способов управления в систему управления малой генерацией с экспериментальной проверкой на электродинамической модели работоспособности предложенных алгоритмов управления и методов идентификации

Методы исследования.

- Методы имитационного моделирования на цифровых и физических моделях.
- Методы верификации моделей.
- Методы идентификации параметров модели.
- Эксперименты на цифровой и физической моделях.

Положения, выносимые на защиту:

1. Развитие технологий SMART GRID применительно к электрическим сетям с распределенной малой синхронной генерацией невозможно без разработки и реализации в системах управления режимами такими объектами средств и

способов параметрической идентификации синхронных генераторов, работающих в режиме реального времени.

2. Модификация технологических операций с изменением режима работы АРВ при включении синхронных машин в электрическую сеть позволяет создавать благоприятные условия для идентификации их параметров по осциллограммам переходного процесса.

3. Достаточным набором регистрируемых параметров для параметрической идентификации синхронных машин при их включении в электрическую сеть являются токи, напряжения статора и ротора, угол ротора.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Предложена методика определения сверхпереходных, переходных, постоянных составляющих токов и напряжений статора в продольной и поперечной осях в темпе процесса при резком изменении режимных параметров.

2. Разработаны новые способы управления включением синхронных машин в электрическую сеть и методы их параметрической идентификации по осциллограммам процессов.

3. Осуществлена интеграция разработанных способов и методов в систему управления режимами малой генерации, включённой в электрическую сеть энергосистемы.

Практическая значимость результатов работы

Разработанные способы управления и методы идентификации параметров синхронных машин способствуют реализации системы со свободным доступом малой генерации в электрическую сеть и создают возможности для организации энергетической системы с автоматической настройкой режимной, противоаварийной автоматик и релейной защиты.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Полученные соискателем основные научные результаты соответствуют пункту 2 «Разработка методов анализа режимных параметров основного оборудования электростанций», пункту 7 «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости

электроэнергетических систем» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Достоверность результатов и выводов подтверждена корректным теоретическим обоснованием, сравнением результатов применения разработанных методов параметрической идентификации синхронных машин с результатами применения традиционных методов определения параметров, полученными при исследовании на цифровых и физических моделях электроэнергетической системы.

Апробация работы

Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, I международной научной конференции молодых учёных «Электротехника. Энергетика. Машиностроение» (Новосибирск 2014), всероссийской научной студенческой конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2014), XXI международном форуме «2016 11th International Forum on Strategic Technology» (Новосибирск 2016), всероссийской научной студенческой конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2016), международной научно-технической веб-конференции "Энергетика: состояние, проблемы, перспективы" (Бишкек, Новосибирск 2017)

Публикации

По результатам исследований опубликовано 13 печатных работ, в том числе 2 научных статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, 10 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций, 1 патент на изобретение РФ.

Личный вклад соискателя

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка и исследование способов управления включением синхронной машиной в электрическую сеть и методов её

параметрической идентификации на цифровой и физической моделях энергосистем, анализ и обобщение результатов.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений, списка условных обозначений, списка терминов, библиографического списка литературы, включающего в себя 91 наименование, и 2 приложений. Общий объём работы составляет 124 страниц, включая 10 таблиц и 18 рисунков.

1 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ МАШИН В КОНТЕКСТЕ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

1.1 Основные тенденции развития электроэнергетики

Энергетика является основой технологического прогресса и народного хозяйства, поэтому высокие темпы развития страны всегда сопровождаются высокими темпами развития энергетики. С учетом ожидаемой динамики экономики увеличение внутреннего потребления первичной энергии в Российской Федерации в 2015-2035 гг. прогнозируется на 17 %, а рост спроса на электроэнергию – на 36%. Транспорт может увеличить более чем на 20 % расход моторного топлива. [1]. Чтобы удовлетворить растущий спрос в энергии страны, правительством Российской Федерации планируется вывести энергетику на новый качественный уровень и обеспечить условия для инновационного развития [2]. Для достижения этой цели сформированы приоритетные направления науки и техники, анализируя которые можно сформулировать основные тенденции развития энергетики [3].

Через все сферы энергетики от топливно-энергетического комплекса до возобновляемой электроэнергетики просматривается чёткая тенденция к *импортозамещению и внедрению новых технологий и оборудования на основе отечественных разработок*. Высокоразвитое собственное производство оборудования с одной стороны повышает энергобезопасность страны, с другой позволяет занять нишу на международном рынке. На 2015 год доля импортной зависимости Российской Федерации составляла 88%. К 2020 году планируется снизить этот показатель до 40% [4].

Разработка и внедрение *новых материалов*, позволяет создавать более совершенные технические устройства и энергетические установки с более высокими показателями КПД, надёжности, безопасности и экологичности. Для

нужд электроэнергетики перспективными являются следующие материалы и технологии:

- новые жаропрочные стали и материалы для изготовления газовых и паровых турбин с сверхвысокими параметрами рабочего тела;
- новые радиационно-стойкие конструкционные материалы для нужд атомной энергетики;
- новые полупроводниковые, антиотражающие материалы для изготовления фотоэлементов;
- новые материалы и покрытия для изготовления лопастей ветроустановок;
- устройства на основе высокотемпературных сверхпроводников и т. д.

Активно разрабатываются *новые виды топлива и источников энергии*, а также технологии, *повышающие степень их выжигания и повышения КПД энергетических установок*, такие как:

- газогидраты;
- водоугольные смеси;
- водородные топливные элементы;
- производство биогаза из растительного сырья;
- внедрение котлов с циркулирующим кипящим слоем для КЭС и ТЭЦ;
- использование низкопотенциального тепла и тепла отходящих газов на тепловых и атомных станциях (тепловые насосы, котлы утилизаторы);
- реконструкция котельных в мини-ТЭЦ при помощи ГТУ и ГПУ;
- атомные реакторы на быстрых нейтронах, в том числе, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;
- производство перспективных видов ядерного топлива (МОХ-топливо, плотное топливо и др.);
- замыкание ядерного топливного цикла на АЭС;

Попутно решаются задачи *уменьшения антропогенного воздействия на окружающую среду*. Развиваются технологии уменьшения вредных выбросов и

отходов, за счёт фильтрации отходящих газов, создание биомассы с применением микроорганизмов, поглощающих углекислый газ, использование шлаков и золы от тепловых станций для создания стройматериалов, уменьшение ядерных отходов при замыкании ядерного цикла на АЭС и т. д.

Растёт уровень *интеллектуальной составляющей электроэнергетических систем* с появлением функций самонастройки и самоорганизации. Данные функции позволяют обеспечить следующие технические средства:

- новые технические средства, повышающие уровень цифровизации энергосистем: датчики, умные счётчики, оптоволоконные трансформаторы токов и напряжений и т. д.
- устройства, повышающие гибкость в управлении режимом: силовая электроника (FACTS устройства), эффективные средства аккумулирования больших объёмов электроэнергии (накопители, аккумуляторы);
- прогрессивные системы измерений и связи: синхронизированные векторные измерения, «энергетический интернет».

На основе данных технологий становится возможным внедрение:

- интеллектуальных систем учёта, мониторинга и диагностики оборудования;
- децентрализованных мультиагентных систем управления режимом;
- новых методов и технологий выбора состава и оптимальной загрузки генерирующего оборудования, а также конфигурации электрической сети в целом;
- систем автоматической реконфигурации электрических сетей в аварийных и послеаварийных режимах.

За последние два десятилетия во всём мире наблюдается тенденция к качественно новому научно-техническому инновационному преобразованию электроэнергетики на базе концепции, которая получила название - Smart Grid (умная сеть). Основателями данной концепции выступили США и страны

Европейского Союза, впоследствии данная концепция получила широкое одобрение и распространение в большинстве стран мира, в том числе и России [5]. На данный момент не существует точно-сформулированного определения термина Smart Grid. В разных странах акценты расставляются в зависимости от этапа и общего направления развития экономики и политики отдельно взятой страны, однако общим всегда остаётся суть, а именно: Smart Grid – это концепция интеллектуальной электроэнергетической системы, которая базируется на внедрении инновационных технологий и решений [6]. Синонимом Smart Grid в России является «интеллектуальная энергосистема», так же используется близкий по смыслу термин «сеть с активно-адаптивным управлением». Базовыми элементами для умных сетей являются:

- инновационные установки и технологии для производства, передачи, распределения, потребления и хранения электроэнергии;
- прогрессивные технологии и средства сбора, обработки, передачи и хранения информации через компьютерную сеть – интернет;
- высокоэффективные интеллектуальные методы и технологии управления оборудованием, режимом и энергосистемой в целом.

1.2 Развитие задач управления режимами энергетических систем

Формирование современного облика единой энергетической системы (ЕЭС) России прошло несколько этапов от объединения нескольких изолированно-работающих электростанций на параллельную работу до создания крупных объединённых энергосистем (ОЭС) и объединения их между собой системообразующими сетями [7; 8].

Развитие ЕЭС началось с возведения мощных электрических станций на базе местных топливных и гидроэнергетических ресурсов. Крупные тепловые электростанции возводились вблизи источников топлива, гидростанции в наиболее выгодных местах для возведения плотины. За исключением

теплоэлектростанций (ТЭС), основная задача которых вырабатывать тепло, поэтому их необходимо располагать как можно ближе к потребителю с целью уменьшения потерь тепла. Прослеживалась устойчивая тенденция к увеличению единичной мощности вводимых генераторов и установленной мощности строящихся электростанций, что способствовало увеличению технико-экономических показателей. На тепловых электростанциях использовались всё более высокие параметры пара, которые ограничивались лишь совершенством конструкционных материалов [8].

Для передачи и распределения электроэнергии между потребителями развивались электрические сети. По выполняемым функциям их можно разделить на системообразующие, питающие и распределительные. К системообразующим сетям относят сети, которые передают электроэнергию на дальние расстояния, выполняют функции формирования объединённых энергосистем, обеспечивая их функционирование, как единого объекта управления. Питающие сети обычно передают электроэнергию от системообразующих сетей до центров питания распределительных сетей. Распределительная сеть передаёт электроэнергию на небольшие расстояния от шин районных подстанций и распределяет её между потребителями.

Объединение на параллельную работу электростанций позволило получить системный эффект, проявляющийся в сглаживании графика нагрузки, уменьшении резерва мощности, повышении надёжности электроснабжения, увеличении экономичности работы энергосистемы и т. д. [10]. Освоение новых классов напряжения вплоть до сверх- и ультравысоких способствовало образованию сначала территориальных ОЭС, а затем и ЕЭС.

Управление энергосистемой делится на два типа: оперативно-диспетчерское и автоматическое. Организовать полностью автоматическое управление в крупной централизованной энергосистеме на данном этапе развития технологий невозможно, поэтому производится оперативно-диспетчерское управление, которое выполняется при оперативном вмешательстве человека, то есть является автоматизированным [9].

Оперативно-диспетчерское управление строится на безусловном исполнении субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой оперативных диспетчерских команд и распоряжений. В некоторых случаях с диспетчерского пульта выполняется телеуправление определёнными элементами системы, которые эксплуатируются без постоянного дежурного персонала. Функциями оперативно-диспетчерского управления являются [12; 13]:

- поддержание режимных параметров на требуемом уровне;
- обеспечение баланса производства и потребления мощности и электрической энергии;
- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования, предотвращение возникновения аварийных ситуаций;
- устранение последствий аварий, восстановление электроснабжения и нормальной схемы;
- принятие мер, направленных на обеспечение нормированного резерва энергетических мощностей;
- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии и мощности.

Процесс производства, передачи и распределение электроэнергии является динамичным и подвержен случайным возмущающим воздействиям, которые вызывают скоротечные электромагнитные и электромеханические переходные процессы, поэтому функционирование энергосистемы без автоматики невозможно.

Технические средства и совокупность устройств для обеспечения нормального функционирования и автоматического управления энергосистемы называются – релейная защита и автоматика (РЗА) [14; 15], в которую входят: релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная

автоматика, регистрация аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Релейная защита предназначена для автоматического выявления коротких замыканий и других ненормальных режимов, которые могут привести повреждению оборудования и/или нарушению устойчивости, формирование управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов, и формирования предупредительных сигналов. Сетевая автоматика выполняет функции реконфигурации сети и включает в себя автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва, автоматическое опережающее деление сети. Задачей противоаварийной автоматики является предотвращение развития и ликвидация нарушения нормального режима энергосистемы. Режимная автоматика выполняет регулирование параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности) при отсутствии аварийных возмущений. Технологическая автоматика объектов энергетики выполняет задачи по обеспечению технологических функций силового оборудования – автоматика виброконтроля, электромагнитная оперативная блокировка, автоматика собственных нужд, автоматика охлаждения и т. д.

Следует отметить, что отечественная энергосистема обладает особенностями, которые обусловили развитие автоматики и методов управления. На фоне крупномасштабного строительства крупных электростанций темпы строительства электрических сетей отставали, так как использование систем противоаварийной автоматики по сравнению с усилением сети обладает более значительной экономической эффективностью в виде увеличения максимально допустимых перетоков активной мощности в нормальном доаварийном режиме. Для решения данной задачи была создана централизованная система противоаварийного управления (ЦСПА) с единой логикой противоаварийного управления [16]. На сегодняшний день существует три поколения ЦСПА [17], различающихся по способности адаптации к схемно-режимным условиям.

ЦСПА первого поколения использует принцип настройки П-ДО и является неадаптивной. Принцип её работы основан на построении областей устойчивости, их аппроксимации и задания в виде настройки срабатывания в зависимости от схемно-режимных условий.

ЦСПА второго поколения использует принцип настройки I-ДО и является адаптивной, которая выдаёт необходимый объём управляющих воздействий на основании расчётов на математической модели и заданных аварийных возмущениях для обеспечения статической устойчивости и токовой загрузки оборудования. Математическая модель в данном случае уточняется с определённой периодичностью.

В ОЭС Востока ЦСПА третьего поколения впервые была внедрена в 2014 году, с тех пор производится её активное внедрение в ЕЭС России. Отличительной особенностью является адаптивный выбор управляющих воздействий в темпе процесса для обеспечения и статической и динамической устойчивости. Причём выбор управляющих воздействий (УВ) возможен не только по принципу I-ДО, где выбор производится на основании предварительных расчётов устойчивости до возникновения аварийного воздействия, но и по принципу I-ПОСЛЕ, где выбор осуществляется после появления сигнала об аварийном возмущении.

В настоящее время всё большее распространение получают генерирующие установки малой мощности до 25 МВт, которые располагаются в непосредственной близости к потребителю (в электрическом смысле) и присоединяются непосредственно к распределительной сети. Эти установки получили название распределённая малая генерация [7; 18; 19; 20; 21]. В Европе и США малая генерация представлена преимущественно возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). В большинстве случаев подобная генерация является несинхронной, так как имеет стохастический характер, зависящий от погодных условий, что обязывает к наличию накопителей энергии. Подключение к распределительной сети производится через выпрямительные устройства.

В России большей популярностью пользуются синхронная малая генерация на углеводородном топливе. Данную тенденцию обуславливают климатические условия и масштабная газификация страны, делающая газовое топливо дешёвым и легкодоступным. Ввиду географического расположения Россия не имеет достаточного количества солнечных и ветровых ресурсов на подавляющей части её территории. Исключение составляют южные территории с субтропическим климатом и прибрежные территории с достаточно сильным ветром. Главным недостатком ВИЭ, в отличие от когенерационных установок, работающих на газе, является неспособность вырабатывать тепло, что имеет первостепенную важность на территориях с арктическим и континентальным климатом.

Малая генерация в России, в основном, представлена когерацией на базе газопоршневых, газотурбинных и парогазовых установок. Прирост объектов малой генерации, в основном, происходит за счёт модернизации уже существующих котельных в мини ТЭЦ, возведения станций в новых строящихся микрорайонах и приобретения собственных энергетических установок мелкими и средними предприятиями.

Активное развитие малой генерации обуславливается её высокой экономической эффективностью. Строительство малых когенерационных установок имеет существенно меньшее время возведения и срок окупаемости (2-3 года) по сравнению с крупными электростанциями. Близость к потребителю уменьшает потери тепла и электроэнергии. Высокий КПД данных установок обуславливается: совместной выработкой тепловой и электрической энергии, более высокой степенью развития технологий благодаря богатому опыту эксплуатации в большой энергетике и других отраслях промышленности.

Вполне очевидно, что для получения системного эффекта объекты малой генерации выгодно объединить на параллельную работу друг с другом и с централизованной энергосистемой. Однако распределение большого количества объектов генерации по сети и стохастический характер их включения делают традиционные подходы к решению задач управления, которые хорошо себя

зарекомендовали в крупных централизованных энергосистемах, экономически нецелесообразными и практически неосуществимыми по ряду причин.

Внедрение оперативно-диспетчерского управления в сети с распределённой малой генерацией привело бы к необходимости увеличения штата технологических служб, организации каналов связи, телеметрии, телемеханики, телеизмерений, телесигнализации. Кроме того, потребовалась бы разработка и поддержание в актуальном состоянии огромного количества документации, стандартов, инструкций, положений, что делает невозможным обеспечить необходимую наблюдаемость режима. Для выполнения диспетчерских функций (планирование, оптимизация и т. д.) и работы автоматики необходимо иметь адекватные, верифицированные математические модели энергосистемы, которые состоят из систем уравнений высокой размерности, для решения которых требуются значительные временные и вычислительные ресурсы.

Концепция Smart Grid подразумевает свободный доступ нового оборудования в сеть: генераторов, двигателей, накопителей, компенсирующих устройств. В более отдалённом будущем предполагается создать электрическую сеть с полностью открытой сетевой архитектурой, куда смогут свободно подключаться и участвовать в регулировании даже «мобильные» устройства, к примеру, электромобили, накопители, небольшие источники на основе топливных элементов и т. д., что вовсе делает оперативно-диспетчерское управление невозможным. Особенности распределённой генерации ставят задачу внедрения децентрализованного автоматического управления, решить которую можно используя искусственный интеллект.

Классическая теория искусственного интеллекта предполагает создание одной интеллектуальной сущности (агента), в распоряжении которой имеется вся информация, вычислительные ресурсы и возможности, имея которые агент решает поставленную задачу. На данный момент одним из перспективных направлений искусственного интеллекта являются мультиагентные системы (многоагентные системы), где предполагается, что существует множество агентов, каждый из которых имеет частичное представление о решаемой

глобальной задаче, для решения которой необходимо организовать эффективное взаимодействие между ними в рамках единых правил.

В теории искусственного интеллекта под термином агент понимается сущность, получающая информацию о состоянии управляемых ими процессов через систему сенсоров и осуществляющая влияние на них через систему актуаторов, при этом их реакция рациональна в том смысле, что их действия содействуют достижению определенных целей в рамках единых правил [22].

Под мультиагентным регулированием режима понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из агентов субъектов, участвующих в регулировании режима (сетевой компании, потребителей электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей субъектов в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим электрической сети [23].

Мультиагентные технологии управления режимами сетей с распределённой малой генерацией можно разделить на следующие составляющие [24]:

- мультиагентное регулирование напряжения;
- децентрализованный контроль устойчивости параллельной работы синхронных машин в электрической сети;
- мультиагентная реконфигурация электрической сети.

Сочетание централизованных принципов управления для системообразующих и питающих сетей с крупной генерацией вместе с децентрализованными принципами управления для распределительных сетей с малой генерацией обеспечит наиболее эффективное управление режимом ЕЭС.

1.3 Идентификация параметров как основа управления режимами электрических сетей

Идентификация, как направление в теории управления

Для решения широкого спектра задач в электроэнергетике активно используются приёмы моделирования. Существует два класса задач

математического моделирования: прямые и обратные задачи. Под прямой задачей понимается проведение исследований модели с целью извлечения полезного знания при условии, что структура и параметры модели известны. Обратная задача состоит в построении математических моделей на основании результатов наблюдений за поведением объекта моделирования. Раздел моделирования решающий обратную задачу называется идентификация [25].

Структура математических моделей может быть представлена в виде алгебраических, операторных, интегральных, дифференциальных, интегро-дифференциальных уравнений, передаточных функций и т. д. Большое разнообразие математических моделей и различие в условиях проведения идентификации привели к созданию множества методов идентификации, которые можно классифицировать по различным признакам [26].

По способу подачи возмущающего воздействия выделяют активные и пассивные методы идентификации. При активной идентификации специально сформированный тестовый сигнал подаётся на вход объекта. Наиболее распространёнными являются ступенчатые, импульсные, гармонические сигналы, случайные воздействия с заданными параметрами. Преимуществами данного подхода являются целенаправленный характер идентификации и минимальные требования к априорной информации об объекте. В случае активной идентификации обычно объект исследования выводится из нормальных условий функционирования.

При пассивной идентификации объект находится в нормальном эксплуатационном режиме работы и на его входы поступают естественные сигналы управления. В большинстве случаев пассивная идентификация используется для уточнения параметров модели и отслеживания изменений в объекте. Преимущество этого подхода заключается в отсутствии необходимости подачи дополнительных возмущающих воздействий, достаточно лишь записывать входные и выходные сигналы. Пассивная идентификация обычно сопряжена со значительными временными затратами, так как необходимо ждать естественного возмущения, которое к тому же может содержать значительное количество помех

по сравнению с тестовыми сигналами, поэтому необходимо производить сбор и статистическую обработку данных.

По временным затратам методы идентификации делятся на оперативные и ретроспективные. Оперативная идентификация реализуется со скоростью, близкой к скорости протекания процесса и уточнение параметров модели производится на каждом шаге поступления новых данных. При ретроспективной идентификации сначала собирается весь массив данных, после чего происходит определение параметров.

Можно выделить две составляющие задачи идентификации – это определение структуры (структурная идентификация) и определение параметров (параметрическая идентификация). В этом случае объект (элемент системы, объект управления, элемент технологического процесса и т. п.) представляется "черным ящиком". Подвергая объект внешним воздействиям и анализируя его реакции, получают математическую модель (описание его структуры и параметров), то есть превращают "черный ящик" в "белый ящик", добиваются его "информационной прозрачности". При идентификации объектов решается и более простая (относительно простая) задача, это задача определения параметров при заранее известной структуре математической модели объекта. При этом говорят о переходе от "серого ящика" к "белому ящику" [27].

Применение идентификации для решения задач в электроэнергетике

Методы структурной и параметрической идентификации активно применяются при решении задач в электроэнергетике, в основном, для определения параметров элементов, включенных в электрическую сеть, а также для идентификации параметров состояния, идентификации низкочастотных колебаний в сети и т. д.

Задачам идентификации в электроэнергетике посвящены работы следующих авторов: Веников В. А., Горев А. А., Вольдек А. И., Жерве Г. К., Иванов-Смоленский А. В. В последние годы задачам идентификации были посвящены труды следующих авторов: Бердин А. С., Андреев М. А., Коваленко

П. Ю., Чершова В. О., Дехтерёв А. И., Тутундаева Д. В., Шиллер М. А. Kyriakides E, Heydt G, Malik O. P., Karrari M. и многие другие.

Математическое моделирование энергосистем широко применяется для расчёта установившихся и переходных режимов в нормальных и аварийных условиях. Результаты моделирования применяются для решения широкого спектра задач, таких как: проектирование, планирование режимов работы энергосистемы, настройка РЗА [28].

Важно иметь верифицированную модель энергосистемы, которая будет соответствовать оригиналу с необходимой точностью, то есть, при подаче одинаковых возмущающих воздействий на объект и на модель выходные параметры не должны отличаться друг от друга более чем на допустимую величину невязки. Из вышесказанного следует, что, во-первых, необходимо грамотно подходить к моделированию каждого элемента объекта в зависимости от поставленной задачи, например, нагрузку можно представить: сопротивлением, проводимостью, статической характеристикой, полной или упрощённой схемой замещения или в виде системы уравнений, во-вторых, необходимо знать параметры каждого элемента: ЛЭП, трансформаторов, генераторов, двигателей, реакторов, выключателей, турбин и т. д.

От степени достоверности модели ЭС зависит адекватность управляющих воздействий, выдаваемых автоматикой. Естественно, чем точнее будут сформированы базы данных параметров элементов сети, тем адекватнее будет модель ЭС. Как правило, базы данных формируются по справочным и паспортным значениям, которые могут значительно отличаться от реальных по ряду причин.

Погрешности в определении параметров ЛЭП могут возникнуть из-за не учёта воздействия окружающей среды, термического воздействия, проводимости грунта, неточности учета среднегеометрического расстояния между проводами фаз. В таблице 1.1 приведены погрешности определения параметров схем замещения воздушных линий по справочным данным [9].

Таблица 1.1 - Погрешности параметров схем замещения ВЛ

Параметр	Причины возникновения погрешности	Диапазон погрешности	Влияние режима на погрешность
<i>R</i>	Не учет поверхностного эффекта	-24...+8%	сильное
<i>X</i>	Неточность задания эквивалентных геометрических параметров. Многократно заземленные тросы и параллельные цепи	-10...+8%	слабое
<i>G</i>	Не учёт изменения стрелы провеса, наличия заземленного троса, параллельных цепей, проводимости грунта и влажности воздуха	25...30%	сильное
<i>B</i>	Конструктивные, режимные и метеорологические условия	в 1,5 - 3 раза	очень сильное

Практика эксплуатации энергосистем и электрических сетей показала, что паспортные значения параметров трансформаторов, двигателей и генераторов, могут значительно отличаться от их реальных значений. Причин этого множество:

- заводы изготовители серийного оборудования в паспортных данных указывают усредненные параметры для партии оборудования, а не его индивидуальные параметры;
- параметры оборудования изменяются в процессе эксплуатации в результате старения, а также в результате проведения ремонтных работ;
- параметры оборудования зависят от условий эксплуатации (температура, насыщение и т. д.).

Также к общим недостаткам формирования моделей энергосистем по паспортным данным является то, что часть оборудования находится в эксплуатации уже давно и намного дольше своего срока службы, поэтому паспортные данные могут быть попросту утеряны. К тому же нельзя забывать про человеческий фактор. Базы данных оборудования создаются вручную, а

энергосистема обширна и содержит огромное количество элементов, в связи с чем, создание базы занимает большое количество времени, затруднено своевременное внесение изменений, связанных с ремонтом и заменой единиц оборудования, и неизбежны простые опечатки и ошибки.

В связи с вышеперечисленными недостатками использования параметров из паспортных данных начали внедряться методы идентификации параметров элементов сети. Высокая степень автоматизации технологического процесса, совершенствование измерительной системы и появление синхронизированных векторных измерений (СВИ) делает техническую возможность проводить идентификацию автоматически, не вмешиваясь в технологический процесс работы оборудования, а также автоматически формировать базы данных оборудования без участия человека.

Существует большое количество методов идентификации параметров линий и трансформаторов. Основные описаны в [29; 30; 31; 32; 33], большинство из которых можно обобщить следующей последовательностью действий:

- представляют идентифицируемый объект в виде пассивного четырёхполюсника;
- производят измерения токов и напряжений по концам четырёхполюсника;
- выбирают схему замещения четырёхполюсника и находят её параметры по измеренным значениям токов и напряжений;
- по найденным параметрам схемы замещения четырёхполюсника находят электромагнитные параметры идентифицируемого объекта.

Идентификация, как основа управления распределительными сетями с малой генерацией.

Как отмечалось ранее концепция Smart Grid, применительно к распределительным сетям подразумевает автоматическое децентрализованное управление режимами, которое может выполнять автоматическая система

управления, позволяющая осуществлять управление режимом электрической распределительной сети с объектами малой синхронной генерации. Система должна предусматривать работу данной сети, как в островном, так и в режиме параллельной работы с крупной централизованной ЭС. Особенность состоит в реализации автоматического децентрализованного управления режимом распределительной сети без вмешательства в управление со стороны диспетчера централизованной ЭС. Данную задачу позволяет решить внедрение мультиагентных технологий управления режимами и специализированных видов РЗА, для работы части из которых необходимо иметь информацию о параметрах элементов электрической сети.

Сама концепция Smart Grid подразумевает открытую сетевую архитектуру [2], то есть необходимо предоставить свободный доступ нового оборудования в сеть. Эту задачу позволяет реализовать «plug & play» технология, которая автоматически определяет вид оборудования, включающегося в сеть, и его параметры в темпе процесса (онлайн), в связи с чем, можно сделать вывод о том, что задачи идентификации являются одними из ключевых, без решения которых существование автоматического децентрализованного управления невозможно.

Развитие современных систем измерения, на основе синхронизированных по времени измерений, создаёт техническую возможность для решения различных задач управления режимами, идентификации параметров элементов энергосистемы и верификации её цифровых моделей. Данные задачи могут решаться как независимо от протекающих в системе процессов (off-line), так и в темпе процесса (on-line). Основными задачами, которые призваны решать Wide Area Measurement System (WAMS) являются [34; 35; 36; 37; 38; 39]:

- оценка тяжести текущего режима и предупредительная сигнализация;
- автоматическое управление режимом энергосистемы;
- выбор дозировок управляющих воздействий противоаварийной автоматики;
- оценка состояния энергосистемы;

- анализ колебаний частоты и мощности;
- анализ причин возникновения технологических нарушений;
- верификация цифровых моделей энергосистем и их элементов.

Технология основана на применении измерительных устройств, синхронизация часов которых производится с помощью спутниковой системы. Изначально подобная система появилась в США под названием WAMS, которая состоит из измерительных устройств параметров режима Phasor Measurement Unit (PMU), датчиков углов Phasor Measurement Transducer (PMT), региональных концентраторов данных Phasor Measurement Concentrator (PMC) и центральных концентраторов данных Central Phasor Measurement Concentrator (CPMC). В России подобная система получила название Система Мониторинга Переходных Режимов (СМПР) [40].

Современные устройства синхронизированных измерений (СВИ) имеют большой перечень измеряемых величин [41]:

- измерение токов и напряжений контролируемой энергосети;
- вычисление угла тока (пофазно);
- вычисление угла напряжения (пофазно);
- вычисление частоты;
- вычисление скорости изменения частоты линии;
- измерение тока и напряжения системы возбуждения генератора;
- измерение угла ротора генератора.

Данные, полученные из СВИ, можно использовать для идентификации параметров элементов сети.

Выводы

С начала 20-го века отечественная электроэнергетика развивалась в направлении укрупнения мощностей существующих и вновь строящихся электростанций, а также единичной мощности агрегата. Включение станций на

параллельную работу с целью извлечения положительных системных эффектов привело к появлению единой энергетической системы России. По мере развития ЕЭС управление режимом становилось всё более трудной задачей, что приводило к необходимости внедрения всё более прогрессивных методов и принципов интеллектуального управления.

Внедрение систем идентификации параметров элементов сети позволяет улучшить качество оперативно-диспетчерского управления и повысить адекватность управляющих воздействий, выдаваемых РЗА за счёт повышения достоверности баз данных расчётных моделей.

Анализ современных направлений развития электроэнергетики показывает, что одним из основных трендов является распространение малой генерации в распределительных электрических сетях. Ввиду того, что оперативно-диспетчерское управление данными сетями является сдерживающим фактором их развития, возникает необходимость в создании автоматических систем управления подобными сетями. Одной из критических технологий данных систем является Plug & Play технология, которая необходима для обеспечения свободного доступа в сеть нового генерирующего оборудования. Тем самым задачи идентификации становятся одними из приоритетных, без решения которых реализовать управление такими распределительными сетями с малой генерацией невозможно.

2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ

2.1 Постановка задачи идентификации параметров синхронной машины и анализ существующих подходов и методов параметрической идентификации синхронной машины

Синхронной машиной называется двухобмоточная электрическая машина переменного тока, одна из обмоток которой присоединена к электрической сети с постоянной частотой ω_1 , а вторая возбуждается постоянным током ($\omega_2=0$) [42]. В более широком смысле синхронной называется двухобмоточная машина переменного тока, обмотки которой питаются от сети с постоянными частотами ω_1 и ω_2 [43].

Любая синхронная машина состоит из двух основных частей: статора (неподвижной части) и ротора (вращающейся части). Трёхфазная обмотка переменного тока называется якорной обмоткой, а часть машины, на которой она расположена якорем. Обмотка постоянного тока называется обмоткой возбуждения, а часть машины, несущая её, называется индуктором.

Наибольшее распространение получили синхронные машины с якорной обмоткой на статоре и обмоткой возбуждения на роторе, такие машины называются просто «синхронными машинами». Остальные синхронные машины относятся к «синхронным машинам специального исполнения», к ним относятся синхронные машины на постоянных магнитах, асинхронизированные машины, машины в обращённом исполнении и т. д.

Синхронный генератор представляет собой преобразователь механической энергии, получаемой от первичного двигателя, в электроэнергию, выдаваемую в электрическую сеть. В преобладающей части случаев в качестве генераторов электрической энергии используются именно синхронные генераторы из-за возможности регулирования частоты, напряжения и способности генерации не только активной, но и реактивной мощности. Во вращение вал ротора

синхронного генератора приводится первичным двигателем. На крупных тепловых электростанциях в качестве первичного двигателя используются паровые или газовые турбины, на гидроэлектростанциях гидротурбины. В автономных энергосистемах и в сетях с распределённой малой генерацией в качестве первичных двигателей активно используются газовые турбины и двигатели внутреннего сгорания (дизельные и газовые).

Широкое распространение получили синхронные двигатели, которые используются в качестве двигателей большой мощности благодаря способности сохранять скорость вращения независимо от нагрузки и генерировать реактивную мощность и поддерживать напряжение на необходимом уровне, в то время как асинхронные двигатели большой мощности потребляют большое количество реактивной мощности и могут вызывать недопустимое снижение напряжения в нагрузочном узле. Также распространение получили синхронные двигатели малой мощности (микродвигатели) преимущественно на постоянных магнитах.

Синхронные двигатели, предназначенные только для генерирования реактивной мощности, называются синхронными компенсаторами. Однако синхронные компенсаторы вызывают шум, вибрацию, дороги в эксплуатации, при использовании водородного охлаждения взрывоопасны, поэтому от них стараются отказываться и использовать более прогрессивные устройства компенсации реактивной мощности.

Вопросами идентификации синхронных машин посвящён ряд научных работ, следующих учёных: Горев А. А., Вольдек А. И., Жерве Г. К., Иванов-Смоленский А. В., Kyriakides E., Heydt G., и многих других.

Задача идентификации синхронных машин в подавляющем большинстве случаев – параметрическая идентификация, то есть структура объекта известна и необходимо определить только её параметры, что не удивительно, так как синхронные машины на данный момент хорошо изучены и описаны в огромном количестве источников. Из работ, посвящённых параметрической идентификации синхронных машин, следует, что решение данной задачи состоит из нескольких составляющих.

1. Выбор математической модели машины (полные, упрощённые уравнения Парка-Горева, в символической, операторной форме).
2. Выбор исходного режима работы машины (в отключенном состоянии, с зафиксированным ротором, режим холостого хода, нагрузочный режим, частично разобранный и т. д.).
3. Выбор возмущающего воздействия. В этом пункте присутствует большое разнообразие. В качестве возмущения может выступать подача на статор или на ротор переменного тока, постоянного тока, тока с изменяющейся частотой, механическое воздействие на вал и т. д.
4. Определение входных и выходных сигналов (токи, напряжения статора и/или ротора, скорость вращения вала, угол ротора, мощности и т. д.), которые необходимо зафиксировать (измерить, провести осциллографирование) для успешной идентификации параметров.
5. Выбор математического аппарата для обработки входных и выходных сигналов и определения параметров модели машины;

подавляющее большинство описанных в литературе методов предназначены для определения параметров в ходе специальных промышленных испытаний с использованием испытательных установок с необходимостью создания режимов, отличающихся от эксплуатационных.

В [44; 45] приведены методы определения параметров синхронных машин, которые нашли реальное применение при промышленных испытаниях и включены в государственные и международные стандарты [46; 47]. В ходе промышленных испытаний проводятся опыты холостого хода, короткого замыкания, отключения короткого замыкания, восстановления напряжения, асинхронного хода и т. д. По осциллограммам и измерениям, полученным в этих опытах, производится идентификация параметров. Можно провести разделение на графоаналитические методы и методы, основанные на анализе частотных характеристик

Графоаналитические методы являются относительно простыми в использовании, так как применяемые соотношения, связывающие режимные

параметры и параметры машины, позволяют находить последние в результате простого аналитического решения. Основные трудности состоят в грамотном проведении экспериментов, а также обработке характеристик и осциллограмм, измеряемых сигналов.

В [44; 45] описан «классический» метод холостого хода и короткого замыкания, в ходе которого снимают характеристику холостого хода и производят опыт внезапного трёхфазного КЗ, особенность которого заключается в расчёте сопротивлений и постоянных времени по значениям токов и напряжений, полученных в результате графической обработки осциллограмм и выполнении построений в полулогарифмических координатах. Данный метод позволяет одновременно определять все необходимые электромагнитные параметры машины (сопротивления, постоянные времени). Проведение опытов КЗ при различных напряжениях позволяет определить насыщенные и ненасыщенные значения параметров.

Существует аналогичный метод [45] определения параметров опытом восстановления напряжения, преимущество которого состоит в использовании более щадящего опыта по сравнению с опытом КЗ, но который позволяет определить параметры только в ненасыщенном режиме.

Для определения синхронных индуктивных сопротивлений по продольной и поперечной оси может использоваться *метод малого скольжения* [45], при котором на обмотку статора подаётся питание от источника переменного напряжения, на обмотку ротора подаётся постоянный ток, и машина переводится в режим асинхронного хода. В результате чего образуются биения токов и напряжений в обмотках статора. Зафиксировав минимальные и максимальные значения амплитудных токов и напряжений статора высчитываются сопротивления. Неудобство метода заключается в том, что необходимо удерживать скольжение не выше 1%, иначе возникающий асинхронный момент приведёт к погрешности выше 10%, и не допускать втягивания в синхронизм.

Развитием *метода малого скольжения* является *метод поворота фазы питания* [45]. Отличие заключается в питании обмоток статора от источника

переменного напряжения с возможностью поворота фазы и вращения ротора с синхронной скоростью, тогда поворачивая фазу можно проводить измерение любого индуктивного сопротивления в пределах от x_d до x_q , как отношение приложенного напряжения к потребляемому току.

Определить сопротивления x_d и x_q , можно *методом отрицательного возбуждения* [45], для чего с машины, работающей в режиме ненагруженного двигателя, снимается возбуждение и постепенно подаётся в противоположном направлении, пока ротор не проскользнёт на одно полюсное деление. Используя значения напряжения статора, токов статора и ротора в момент опрокидывания и характеристику холостого хода вычисляют сопротивления.

Для определения сопротивлений обратной последовательности используются *методом обратного синхронного вращения* [45], при котором машина находится в режиме электромагнитного тормоза со скольжением 200%, возникающим при питании обмоток статора от источника переменного напряжения с обратным чередованием фаз. Замерив действующие значения тока, напряжения статора и активной выдаваемой мощности, можно вычислить индуктивное активное и суммарное сопротивления, пользуясь законом Ома и выражением для нахождения активной мощности. Однако в режиме электромагнитного тормоза происходит быстрый нагрев обмоток, поэтому опыт следует проводить при пониженном напряжении 15-20% от номинала, а остаточное намагничивание может привести к значительной погрешности.

Графоаналитические методы идентификации, используемые в ходе промышленных испытаний, обладают рядом недостатков:

- рост погрешностей с уменьшением мощности испытываемой машины;
- высокая трудоёмкость графических операций, особенно при выполнении их вручную;
- необходимость вывода из эксплуатации машины и создание испытательных схем;

- необходимость установки дополнительных измерительных приборов и/или датчиков, а также использование испытательных и лабораторных установок;
- невозможность использования их в темпе процесса.

В ходе промышленных испытаний также применяются методы, основанные на *анализе частотных характеристик*. В [47; 48] представлены методы определения параметров машины по частотным характеристикам, полученным из опытов асинхронного хода при пониженном напряжении обмотки якоря, питания неподвижной машины напряжением переменной частоты и затухания постоянного тока в обмотке якоря на неподвижной машине. При выполнении данных опытов записывают зависимости тока, напряжения и активной мощности от времени, при помощи прямого одностороннего преобразования Фурье получают их частотные характеристики, а затем строят частотные характеристики полных, активных и индуктивных сопротивлений. Пользуясь полученными зависимостями, определяют сопротивления и постоянные времени машины. Данные методы обычно используются в ходе промышленных испытаний вместе с графоаналитическими, так как они имеют меньшую погрешность определения ряда параметров, однако, обладают теми же недостатками.

Решая задачи снижения погрешностей и уменьшения временных затрат, представленные выше методы получили развитие в работах [48; 49; 50; 51; 52; 53]. Особенность состоит в подаче на обмотки машины специально сформированных сигналов: ступенчатые, импульсные, гармонические различной формы.

Интерес представляет работа [49], посвящённая идентификации синхронных двигателей, где машина представляется моделью Парка-Горева, а в качестве возмущающего воздействия используется полигармонический сигнал, подаваемый на обмотки машины при заторможенном роторе. По осциллограммам токов и напряжений обмоток статора и обмотки возбуждения идентифицируют параметры машины методом наименьших квадратов.

В работе [54] модель машины состоит из уравнений Парка-Горева в операторной форме. В качестве возмущающего воздействия используется источник напряжения, выдающий сигнал в виде псевдослучайной двоичной последовательности, подключаемый к одной из обмоток статора, при остальных замкнутых. Нахождение неизвестных сопротивлений в уравнениях осуществляется оптимизационным методом Левенберга-Марквардта.

В работах [55] используются оптимизационные алгоритмы роя частиц и колонии муравьёв для идентификации, однако авторы не отмечают значительных преимуществ перед аналогами.

С развитием интеллектуальных электрических сетей появляется необходимость в методах идентификации, которые позволяют определять параметры машины в эксплуатационных режимах. Современные системы измерений (СВИ, PMU, РМС) позволяют получать достаточное количество информации для успешной идентификации параметров. Такими работами являются [56;57; 58].

В работе [56] на обмотку возбуждения машины, работающей в установившемся генераторном режиме, подаётся возмущение в виде псевдослучайной двоичной последовательности. Особенность состоит в формировании передаточной функции, параметры которой находятся методом максимального правдоподобия, затем они преобразуются в параметры модели Хэфрона-Филлипса, а затем в физические параметры машины. Недостатками данного метода являются необходимость в дополнительном оборудовании для формирования возмущающего воздействия, громоздкость вычислений и невозможность определения сверхпереходных параметров.

В работе [57] описан метод идентификации параметров генератора по данным от устройства PMU. Идентификация параметров модели СМ производится на основе гибрида генетического алгоритма и метода градиентного спуска. Однако, в работе представлено определение только синхронных индуктивных сопротивлений по продольной и поперечной осям x_d и x_q . Генетический алгоритм имеет преимущество при больших размерностях задачи и

отсутствии упорядоченности в исходных данных. Недостатками генетического алгоритма является отсутствие гарантии получения глобального оптимума и большие временные затраты на поиск решения, что делает невозможным его использование.

В работе [59] предложен метод на основе нейронных сетей и метода максимального правдоподобия. Использование нейронных сетей может повысить точность определения параметров по сравнению с вышеперечисленными методами, однако вычисления становятся громоздкими, что приводит к невозможности его использования в темпе процесса. К тому же существует необходимость и сложность правильного обучения нейронных сетей.

В работах [49; 60; 61; 62; 63; 64] представлены *методы идентификации параметров на основе численных методов*.

Интерес представляет работа [61]. Машина представляется моделью Парка-Горева, измеряются угол ротора, токи и напряжения обмоток статора и возбуждения, а токи в демпферных обмотках вычисляются по паспортным значениям генератора, после чего идентифицируются параметры машины методом наименьших квадратов. Данный метод идентификации разработан для системы диагностики крупных синхронных генераторов.

После анализа работ, посвященных параметрической идентификации, в том числе и синхронных машин, можно отметить, что для определения параметров модели объекта используется широкий спектр математических методов: оценки максимального правдоподобия [65; 66], алгоритмы стохастической аппроксимации, нейронные сети [59], генетические алгоритмы [58], алгоритмы колонии муравьёв [67], роя пчёл [68; 69], байесовские оценки, однако базовым подходом к определению параметров моделей остается *метод наименьших квадратов* (МНК), разработанный Гауссом в 1795 г [26] и различные его модификации.

МНК имеет ряд преимуществ:

- поиск решения переопределённых систем уравнений;

- высокое быстродействие, поэтому он является более предпочтительным для идентификации в эксплуатационных режимах и в темпе процесса;
- в случае отсутствия точного решения определение усреднённых коэффициентов, максимально удовлетворяющих всем уравнениям в системе, что важно в эксплуатационных режимах, так как при измерениях сигналов всегда есть погрешности и шумы.

Параметрическая идентификация объекта методом МНК состоит в том, что по имеющимся входным и выходным сигналам с определённым интервалом дискретизации находятся такие параметры математической модели, обеспечивающие минимум функции квадрата разности между модельными и фактическими данными J .

$$J(a_i) = \sum_{j=1}^n e_j^2 = \sum_{j=1}^n (y_j - y_{Mj})^2 \rightarrow \min \quad (2.1)$$

Величина e_i представляет собой разность между экспериментальным значением выходной переменной y_j в j -ый момент времени и расчётным (модельным) значением в тот же момент времени y_{Mj} . Данная невязка образуется из-за погрешностей измерений и неточности структуры модели. Параметры уравнения математической модели обозначены a_i , где $i=0, 1, 2 \dots m$.

Для нахождения экстремума функции необходимо взять частные производные по каждому из коэффициентов a_i и приравнять их к нулю.

$$\begin{cases} \frac{\partial J}{\partial a_0} = 0 \\ \frac{\partial J}{\partial a_1} = 0 \\ \text{L L L} \\ \frac{\partial J}{\partial a_m} = 0 \end{cases} \quad (2.2)$$

После нахождения производных по (2.2) образуется система линейных уравнений, в которой количество неизвестных a_i , совпадает с количеством уравнений. Решение системы можно найти, например, методом Гаусса Крамера.

2.2 Модель Парка-Горева синхронной машины как объект параметрической идентификации

Для осуществления параметрической идентификации необходимо составить или выбрать математическую модель. Формирование математической модели синхронной машины с учётом всех особенностей электромагнитных и электромеханических процессов является сложной задачей, поэтому необходимо принять ряд допущений, которые с одной стороны упростили бы расчёты, а с другой не привели бы к значительным погрешностям.

Рассмотрим модель синхронной машины на основе уравнений Парка–Горева. При выводе уравнений принимаются следующие допущения:

- магнитная проницаемость стальных участков машины бесконечно велика, что позволяет рассматривать магнитное поле машины как сумму магнитных полей, созданных токами каждой из обмоток;
- учёт только первой гармоники магнитных полей самоиндукции и взаимоиндукций обмоток статора и ротора и не учёт зубцовых полей в зазоре.

Из второго допущения следует, что магнитопровод и обмотки машины абсолютно симметричны. Полюса магнитопровода имеют одинаковую форму и симметричны относительно осей q и d . Обмотка статора во всех фазах имеет одинаковое количество витков и равные сопротивления. Демпферные обмотки симметричны относительно осей q и d .

На рисунке 2.1 изображена принципиальная схема синхронной машины с обмоткой возбуждения и двумя эквивалентными демпферными контурами по продольной и поперечной осям, где стрелками обозначены положительные направления токов и напряжений, точками обозначены направление тока из листа, крестиками в лист. Когда ток в обмотке статора или ротора положителен, создаваемый им поток также положителен. Положительные направления осей A , B , C и q , d отмечены стрелками.

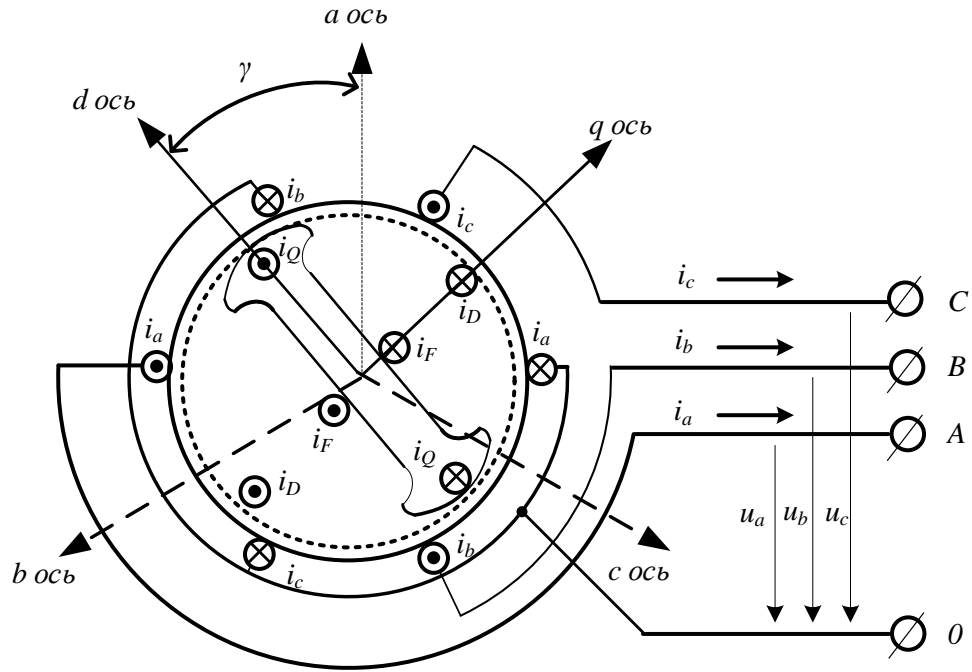


Рисунок 2.1 -Синхронная машина с взаимным расположением осей abc и qd

Напряжение на каждой из обмоток машины отличается от ЭДС, вызванной суммарным потокоцеплением соответствующей обмотки, на величину падения напряжения на активном сопротивлении от протекания по ней тока. Дифференциальные уравнения напряжения обмоток, имеют следующий вид:

$$\begin{aligned}
 u_A &= -\frac{d\Psi_A}{dt} - i_A r \\
 u_B &= -\frac{d\Psi_B}{dt} - i_B r \\
 u_C &= -\frac{d\Psi_C}{dt} - i_C r \\
 u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + i_f r_f \\
 0 &= \frac{d\Psi_D}{dt} + i_D r_D \\
 0 &= \frac{d\Psi_Q}{dt} + i_Q r_Q
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

где u_A, u_B, u_C – мгновенные напряжения обмоток A, B, C статора соответственно; i_A, i_B, i_C – мгновенные токи обмоток A, B, C статора соответственно; Ψ_A, Ψ_B, Ψ_C -

суммарные потокосцепления обмоток A, B, C статора соответственно; Ψ_f, Ψ_D, Ψ_Q - суммарные потокосцепления обмоток возбуждения, продольной и поперечной демпферных обмоток соответственно; r - активное сопротивление статора фазы; r_f - активное сопротивление обмотки возбуждения; r_D, r_Q - активные сопротивления эквивалентных демпферных контуров по продольной и поперечным осям соответственно.

Уравнения, связывающие потокосцепления с токами через собственные и взаимные индуктивности обмоток статора (A, B, C), возбуждения (f), поперечной демпферной обмотки (Q), продольной демпферной обмотки (D) ротора:

$$\begin{bmatrix} \Psi_A \\ \Psi_B \\ \Psi_C \\ \Psi_f \\ \Psi_D \\ \Psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AC} & L_{Af} & L_{AD} & L_{AQ} \\ L_{BA} & L_{BB} & L_{BC} & L_{Bf} & L_{BD} & L_{BQ} \\ L_{CA} & L_{CB} & L_{CC} & L_{Cf} & L_{CD} & L_{CQ} \\ L_{fA} & L_{fB} & L_{fC} & L_{ff} & L_{fD} & L_{fQ} \\ L_{DA} & L_{DB} & L_{DC} & L_{Df} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{QA} & L_{QB} & L_{QC} & L_{Qf} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

где L_{jk} индуктивность при $j=k$, взаимная индуктивность при $j \neq k$. Индуктивность есть функция от геометрических величин и магнитной проницаемости среды μ , через которую замыкается магнитный поток само- или взаимоиндукции $L_{jk} = F(g, \mu)$ [70]. При вращении ротора взаимное расположение обмоток статора и ротора изменяется, при этом геометрические величины также изменяются. При явнополюсном исполнении ротора воздушный зазор между статором и ротором неравномерен, что при вращении вызывает изменение магнитной проницаемости среды μ , через которые замыкаются магнитные потоки. Из чего следует, что индуктивности L_{jk} зависят от времени и являются функциями угла поворота ротора. Исключения составляют взаимные индуктивности обмоток ротора, так как они неподвижны относительно друг друга: $L_{fD} = L_{Df} = \text{const}$; $L_{fQ} = L_{Qf} = 0$; $L_{DQ} = L_{QD} = 0$.

Переменный характер индуктивностей усложняет расчёты, поэтому модель синхронной машины в виде системы уравнений (2.3) - (2.4) широкого распространения не получила. Данное обстоятельство привело к разработке

«специальных» систем координат, которые позволяют избавиться от указанных сложностей и оперировать постоянными индуктивностями.

В 1895 г. французский электротехник А. Blondel впервые применил метод двух реакций для рассмотрения действия реакции якоря отдельно по поперечной и продольной оси [71]. Метод основан на принципе наложения и гласит о том, что магнитные потоки по продольной оси не влияют на потоки по поперечной оси и наоборот.

Основной вклад в развитие этого метода применительно к синхронным машинам был сделан американским учёным Р. Парком [72] и советским учёным А. Горевым [73], в работах которых параметры машины и параметры режима машины определяются в системе координат d, q , неподвижных относительно ротора, что позволяет представить индуктивности L_{jk} постоянными величинами и значительно упростить модель машины.

Переход от трёхфазной системы отсчёта (A, B, C), жёстко связанной со статором, к прямоугольной системе координат, жёстко связанной с ротором (d, q), проводится на основании представления трёхфазной системы векторов обобщённым вектором [74; 75; 76]. Мгновенные значения фазных токов, численно равны проекциям обобщённого вектора тока \bar{I} на соответствующие оси. Связь между токами определяется следующим выражением:

$$\bar{I} = \frac{2}{3}(i_A + ai_B + a^2i_C), \quad (2.5)$$

где a это вектор единичной длины и имеет аргумент равный 120 градусов, то есть

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j120}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j240}$$

Представим обобщённый вектор на комплексной плоскости, действительная ось которой сонаправлена с осью фазы A трёхфазной системы (рисунок 2.2) и рассмотрим вещественную (i_α) и действительную (i_β) части этого вектора.

$$i_{\alpha} = \operatorname{Re} \bar{I} = \operatorname{Re} \frac{2}{3} \left[i_A + \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) i_B + \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) i_C \right] = \frac{2}{3} i_A - \frac{1}{3} i_B - \frac{1}{3} i_C \quad (2.6)$$

$$i_{\beta} = \operatorname{Im} \bar{I} = \operatorname{Im} \frac{2}{3} \left[i_A + \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) i_B + \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) i_C \right] = \frac{1}{\sqrt{3}} i_B - \frac{1}{\sqrt{3}} i_C. \quad (2.7)$$

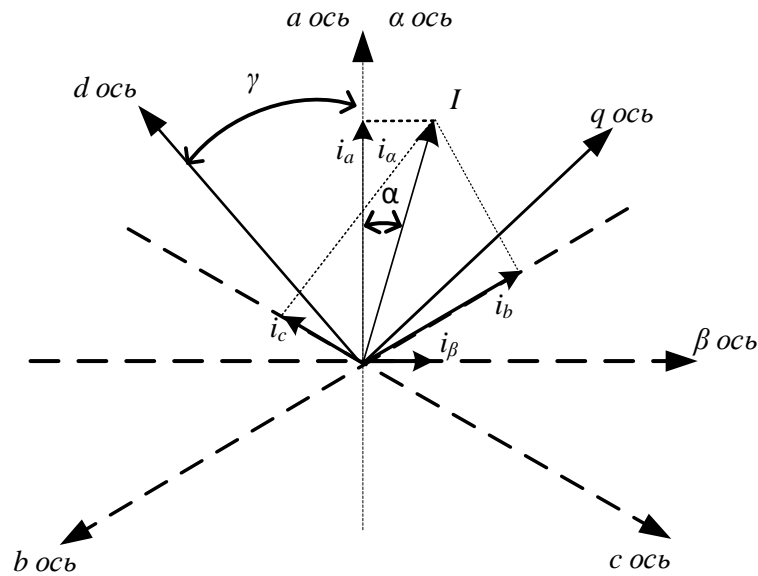


Рисунок 2.2 - Обобщенный вектор в двух системах координат

Токи I_d и I_q представляют собой проекции обобщённого вектора тока на оси d и q соответственно. Ось d вращается относительно вещественной оси против часовой стрелки, угол γ между которыми зависит от времени и определяется выражением $\gamma = \gamma_0 + \omega t$, где γ_0 – начальный угол, ω – частота вращения ротора (рисунок 2.2). Такой же угол образуется между осью A и d , в связи с чем, токи I_d и I_q представляют собой сумму проекций токов i_{α} и i_{β} на продольную и поперечную оси соответственно. Тогда

$$\begin{aligned} I_d &= i_{\alpha} \cos \gamma - i_{\beta} \sin \gamma \\ I_q &= i_{\alpha} \sin \gamma + i_{\beta} \cos \gamma \end{aligned} \quad (2.8)$$

Подставим (2.6), (2.7) в (2.8) и после некоторых преобразований получим выражения:

$$I_d = \frac{2}{3} \left[i_A \cos \gamma + i_B \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + i_C \cos \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \right] \quad (2.9)$$

$$I_q = \frac{2}{3} \left[i_A \sin \gamma + i_B \sin \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + i_C \sin \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \right]. \quad (2.10)$$

При наличии нулевого провода в общем случае появится ток нулевой последовательности I_0 . На основе метода симметричных составляющих его можно найти следующим образом:

$$I_0 = \frac{i_A + i_B + i_C}{3}. \quad (2.11)$$

Система уравнений (2.9) - (2.11) позволяет осуществить переход от трёхфазной системы (A, B, C) к системе ($d, q, 0$). Выражения для расчёта напряжений и потокосцеплений аналогичны по структуре (2.9) - (2.11) поскольку они также могут быть представлены обобщёнными векторами [77]. Запишем (2.9) - (2.11) в матричной форме.

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \gamma & \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \sin \gamma & \sin \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix},$$

Для сокращения записи за Π принимается:

$$\Pi = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \gamma & \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \sin \gamma & \sin \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\gamma - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}.$$

Матрица Π определяет соотношение между режимными параметрами машины в A, B, C и $d, q, 0$ координатах. В сжатом виде соотношения для токов, напряжений и потокосцеплений примут вид:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \Pi \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \Pi \begin{bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_0 \end{bmatrix} = \Pi \begin{bmatrix} \Psi_A \\ \Psi_B \\ \Psi_C \end{bmatrix}. \quad (2.12)$$

При помощи обратной матрицы Π^{-1} выполняются обратные преобразования:

$$\begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \Pi^{-1} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{bmatrix} = \Pi^{-1} \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \Psi_A \\ \Psi_B \\ \Psi_C \end{bmatrix} = \Pi^{-1} \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_0 \end{bmatrix}, \quad (2.13)$$

где Π^{-1} :

$$\Pi^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \gamma & \sin \gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix}.$$

Запишем первое уравнение системы (2.3) в следующем виде:

$$u_A + \frac{d\Psi_A}{dt} + i_A r = 0$$

и подставим в него значения токов, напряжений и потокосцеплений, полученных по выражениям (2.13), тогда получим:

$$U_0 + U_d \cos \gamma + U_q \sin \gamma + rI_0 + rI_d \cos \gamma + rI_q \sin \gamma + \frac{d}{dt}(\Psi_0 + \Psi_d \cos \gamma + \Psi_q \sin \gamma) = 0.$$

После преобразований получим:

$$\left(U_0 + \frac{d\Psi_0}{dt} + rI_0 \right) + \left(U_d + \frac{d\Psi_d}{dt} + \frac{d\gamma}{dt} \Psi_q + rI_d \right) \cos \gamma + \left(U_q + \frac{d\Psi_q}{dt} - \frac{d\gamma}{dt} \Psi_d + rI_q \right) \sin \gamma = 0$$

Получившееся уравнение имеет вид

$$A + B \cos \gamma + C \sin \gamma = 0,$$

которое может удовлетворяться только при условии $A=B=C=0$. Тогда получим:

$$\begin{aligned}
U_d &= -\frac{d\Psi_d}{dt} - \omega\Psi_q - i_d r \\
U_q &= -\frac{d\Psi_q}{dt} + \omega\Psi_d - i_q r \\
U_0 &= \frac{d\Psi_0}{dt} + i_0 r
\end{aligned} \tag{2.14}$$

Уравнения для контуров ротора из (2.3) при этом не меняют свой вид, однако, потокосцепления определяются через токи и индуктивности в осях d и q .

$$\begin{aligned}
u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + i_f r_f \\
0 &= \frac{d\Psi_D}{dt} + i_D r_D, \\
0 &= \frac{d\Psi_Q}{dt} + i_Q r_Q
\end{aligned} \tag{2.15}$$

Потокасцепления обмоток можно найти из следующих выражений:

$$\begin{aligned}
\Psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_f + L_{ad} i_D \\
\Psi_q &= -L_q i_q + L_{aq} i_Q \\
\Psi_f &= -\frac{3}{2} L_{ad} i_d + L_f i_f + L_{ad} i_D, \\
\Psi_D &= -\frac{3}{2} L_{ad} i_d + L_{ad} i_f + L_D i_D \\
\Psi_Q &= -\frac{3}{2} L_{aq} i_q + L_Q i_Q
\end{aligned} \tag{2.16}$$

где L_d, L_q - индуктивности обмоток статора по продольной и поперечной осям, L_{ad}, L_{aq} - взаимные индуктивности между любой парой контуров в d и q осях соответственно, причём $L_d = L_\sigma + L_{ad}$, $L_q = L_\sigma + L_{aq}$, $L_f = L_{\sigma f} + L_{aq}$, $L_D = L_{\sigma D} + L_{ad}$, $L_Q = L_{\sigma Q} + L_{aq}$, L_σ - индуктивность рассеяния обмотки статора, $L_{\sigma f}$ - индуктивность рассеяния обмотки возбуждения, $L_{\sigma D}$ - индуктивность рассеяния продольной демпферной обмотки, $L_{\sigma Q}$ - индуктивность рассеяния поперечной демпферной обмотки. Подробный вывод индуктивностей представлен в [42].

Уравнения (2.14) – (2.16) записаны в именованных единицах и представляют собой математическую модель синхронной машины на основе

уравнений Парка-Горева. Отметим, что при неявнополюсном роторе $L_d = L_q$, $L_{ad} = L_{aq}$.

Подставив (2.16) в (2.14), (2.15) получим систему (2.17), где штрихами обозначены производные сигналов. Удобство использования системы (2.17) в качестве модели для параметрической идентификации синхронной машины заключается в том, что она связывает напряжения и токи через параметры машины, причём в системе отсутствуют потоки, измерение которых сопряжено со значительными трудностями, в то время как измерение токов и напряжений в обмотках статора и обмотке возбуждения принципиальной трудности не представляет.

$$\begin{aligned}
 u_d &= -i'_d L_d - i'_f L_{ad} - i'_D L_{ad} - \omega i_q L_q - \omega i_Q L_{aq} - i_d r \\
 u_q &= -i'_q L_q - i'_Q L_{aq} + \omega i_d L_d + \omega i_f L_{ad} + \omega i_D L_{ad} - i_q r \\
 u_f &= i'_d L_{ad} + i'_f L_F + i'_D L_{ad} + i_f r_f \\
 0 &= i'_d L_{ad} + i'_f L_{ad} + i'_D L_D + i_D r_D \\
 0 &= i'_q L_{aq} + i'_Q L_Q + i_Q r_Q
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

Система (2.17) с высокой точностью описывает электромагнитные переходные процессы, что, в общем, должно приводить к низким погрешностям идентификации. Однако, ток и напряжения обмотки возбуждения на один два порядка ниже по сравнению токов и напряжений обмотки статора, поэтому относительно небольшая погрешность и зашумлённость в измерении этих сигналов может привести к значительным погрешностям идентификации параметров. По этой причине предъявляются высокие требования к качеству измеряемых сигналов обмотки ротора и разработке дополнительных мер повышения достоверности идентификации.

Ещё одна трудность в использовании системы (2.17) состоит в том, что она содержит токи демпферных обмоток, которые не измеряются, поэтому появляется необходимость в применении сложного математического аппарата или приёмов, исключающих их из уравнений.

Для преодоления перечисленных трудностей можно перейти к упрощённым моделям на основе уравнений Лебедева-Жданова.

2.3 Упрощённые модели синхронной машины

В уравнениях (2.14) ЭДС делится на две составляющие: $\Psi_d\omega$, $\Psi_q\omega$ – часть ЭДС вызванные перемещением потокоцеплений Ψ_d , Ψ_q с синхронной скоростью (ЭДС); $\frac{d\Psi_d}{dt}$, $\frac{d\Psi_q}{dt}$ – дополнительные ЭДС, возникающие только при изменении угла ротора генератора (трансформаторная ЭДС). В установившихся режимах трансформаторные ЭДС будут отсутствовать и ими можно пренебречь, тогда $\frac{d\Psi_d}{dt} = 0$, $\frac{d\Psi_q}{dt} = 0$, $\omega = \text{const}$. При принятии данных допущений окно идентификации будет соизмеримо с длительностью электромагнитных переходных процессов, но на порядок меньше чем длительность электромеханических процессов, так как постоянные времени обмоток машины на порядок меньше механической постоянной ротора. Тогда система (2.14) примет вид:

$$\begin{aligned} U_d &= -\omega\Psi_q - I_d r \\ U_q &= \omega\Psi_d - I_q r \end{aligned} \quad (2.18)$$

Уравнения (2.18) получили в научной литературе название «уравнения Лебедева-Жданова». Подставим в (2.18) значения потокоцеплений из (2.16):

$$\begin{aligned} U_d &= \omega L_q I_q - \omega L_{aq} I_Q - r I_d \\ U_q &= -\omega L_d I_q + \omega L_{ad} i_f + \omega L_{ad} i_D - r I_q \end{aligned} \quad (2.19)$$

В установившемся режиме отсутствуют токи в демпферных обмотках, поэтому уравнения (2.19) примут вид:

$$\begin{aligned} U_d &= x_q I_q - r I_d \\ E_q &= U_q + x_d I_d + r I_q \end{aligned} \quad (2.20)$$

где $x_d = \omega L_d$ – реактивное сопротивление по продольной оси, $x_q = \omega L_q$ – реактивное сопротивление по поперечной оси, $E_q = \omega L_d i_f$ – ЭДС, наводимая в статоре от полезного потока, созданного током обмотки возбуждения.

Скачкообразное изменение режима, сопровождающееся изменением сопротивления электрической цепи, приводит к изменению амплитуды периодической составляющей тока статора. Исходя из первого закона коммутации ток в обмотках статора скачком измениться не может, поэтому возникает апериодическая составляющая тока таким образом, чтобы мгновенное значения тока в первый момент времени не изменилось. При изменении периодической составляющей тока статора происходит изменение потока реакции статора, который пронизывает обмотки возбуждения и демпферные обмотки, где по закону Фарадея наводятся дополнительные ЭДС таким образом, чтобы появившиеся индукционные токи создавали поля, противодействующие изменению потокосцепления обмоток ротора, в связи с чем на момент времени $t=0+$ происходит вытеснение потоков реакции статора по продольной и поперечной осям Φ_{ad} , Φ_{aq} из ротора в воздушный зазор машины (рисунок 2.3). Известно, что индуктивность и индуктивное сопротивление имеют прямо пропорциональную зависимость от магнитной проницаемости среды $x = \omega L \sim \mu$, по которой замыкается поток [70], в первый момент времени индуктивные сопротивления машины по продольной и поперечной осям уменьшаются. Переходный процесс, связанный с вытеснением потоков реакции статора потоками обмоток возбуждения и демпферными называется «сверхпереходным», а сопротивления машины при этом -сверхпереходным индуктивным сопротивлением по продольной x''_d и поперечной x''_q осям.

При неучёте демпферных контуров компенсация реакции статора становится менее полной, с меньшим вытеснением потока Φ_{ad} в воздушный зазор. Переходный процесс связанный с вытеснением потока реакции статора Φ_{ad} потоком обмотки возбуждения называется просто «переходным», а продольное сопротивление машины при этом переходным индуктивным сопротивлением по продольной оси x'_d . Так как обмотка возбуждения не влияет на потоки по поперечной оси, то $x'_q = x_q$. Аналитический вывод выражений для расчёта сопротивлений x''_d , x''_q , x'_d из уравнений Лебедева-Жданова приводится в [78].

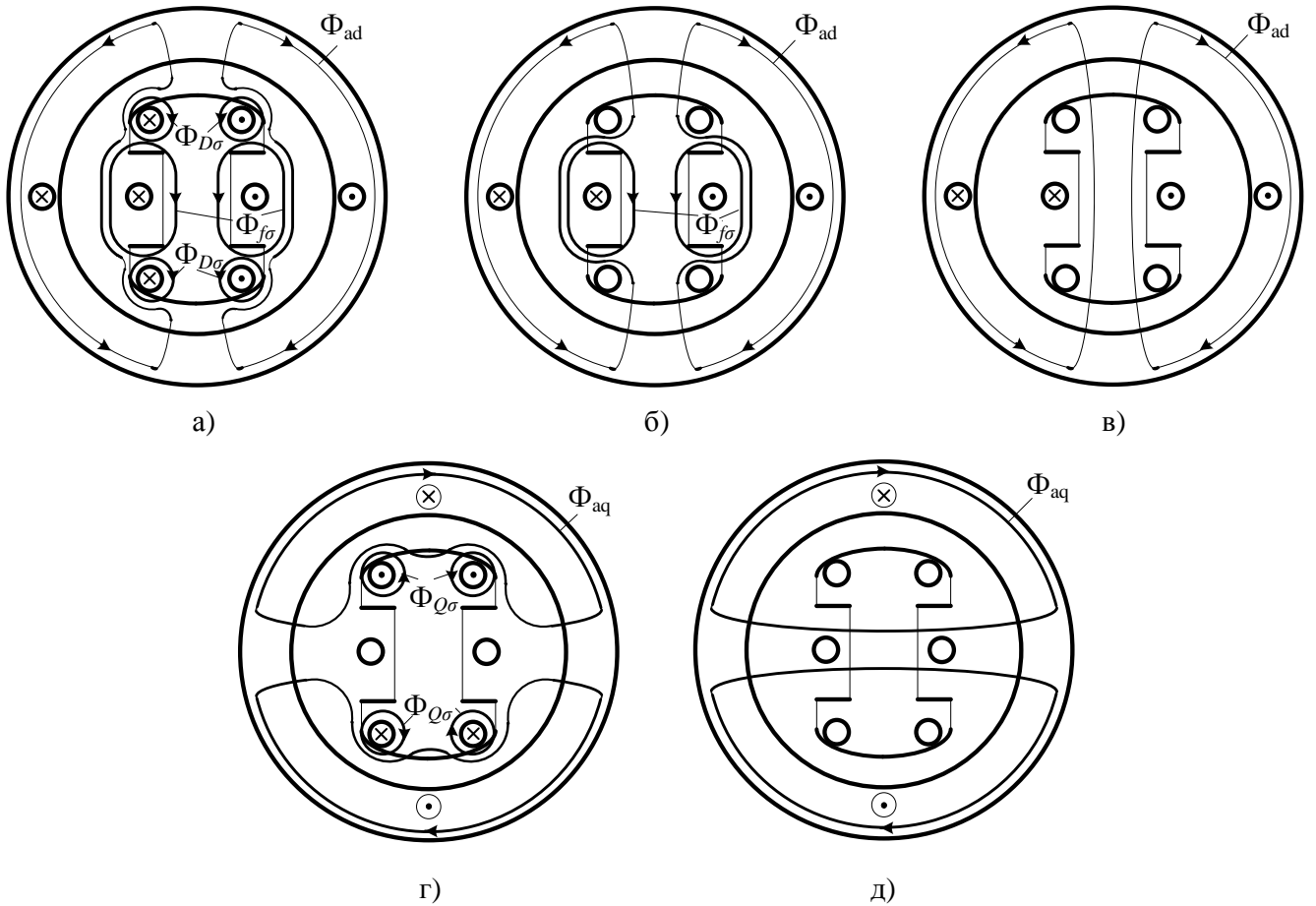


Рисунок 2.3 - Замыкание потока реакции статора: а) Φ_{ad} в первый момент возмущения б) Φ_{ad} без учёта влияния демпферной обмотки в) Φ_{ad} в установившемся режиме г) Φ_{aq} в первый момент возмущения д) Φ_{aq} в установившемся режиме

На рисунке 2.4 изображены векторные диаграммы синхронных машин с явнополюсным и неявнополюсным ротором. Откладывая на векторной диаграмме падения напряжения на сопротивлениях x''_d , x''_q , x'_d , x_q , x_d от токов I , I_d , I_q , можно получить ЭДС за этими падениями E''_q , E''_d , E'_q , E_Q , E_q (рисунок 2.4 а). Синхронная машина с неявнополюсным ротором имеет равномерный зазор по q и d осям, поэтому в упрощённых моделях принимают $x_d = x_q$, $x''_d = x''_q$ (рисунок 2.4 б).

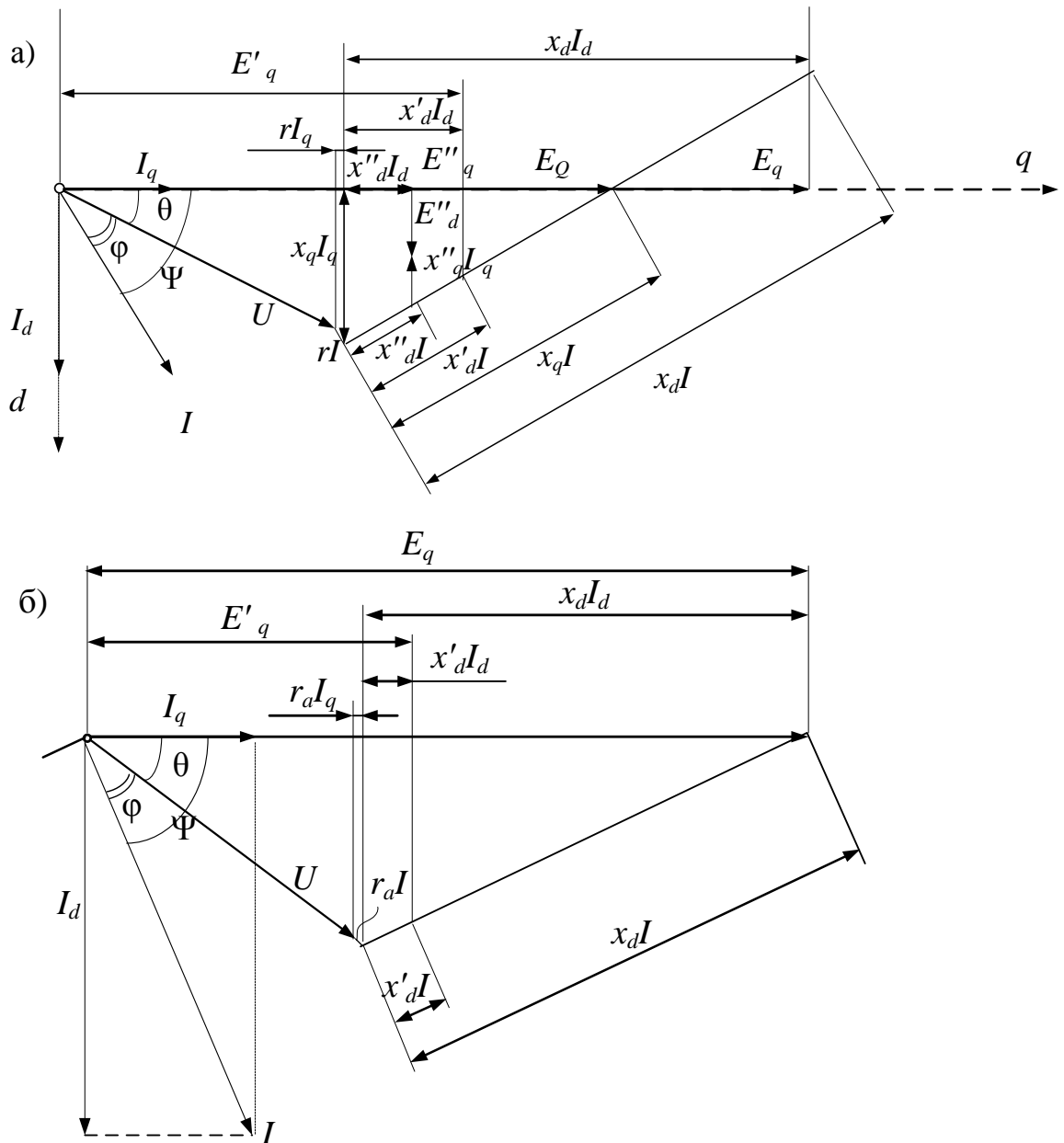


Рисунок 2.4 - Векторные диаграммы синхронной машины в установившемся режиме: а) явнополюсной б) неявнополюсной

Из векторной диаграммы можно получить уравнения, связывающие соответствующие ЭДС с напряжениями через сопротивления:

$$\begin{aligned}
E_q'' &= x_d'' I_d + r I_q + U_q \\
E_q' &= x_d' I_d + r I_q + U_q \\
E_q &= x_d I_d + r I_q + U_q \\
x_q'' I_q &= r I_d + U_d + E_d'' \\
x_q I_q &= r I_d + U_d + E_d
\end{aligned} \tag{2.21}$$

Уравнения (2.21) содержат токи, напряжения и ЭДС только обмоток статора, поэтому для решения задачи параметрической идентификации синхронной машины нет нужды измерять токи и напряжения обмоток ротора. Таким образом, уменьшается набор достаточных сигналов для успешной идентификации, но в уравнениях присутствуют ЭДС, которые, в общем случае, измерить нельзя.

Если при построении векторной диаграммы пренебречь активным сопротивлением и совместить вектор напряжения статора U с действительной осью комплексной плоскости, то из треугольника ABC , используя закон Пифагора, получим соотношение (2.22), связывающее ЭДС генератора E_2 с напряжением, активной и реактивной мощностью через индуктивное сопротивление x_2 (Рисунок 2.5). Удобство использования (2.22) состоит в том, что U , P , Q можно получить, измерив их действующие значения на выводах генератора.

$$E_2 = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_2}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_2}{U}\right)^2} \tag{2.22}$$

От выбора сопротивления x_2 зависит выбор E_2 . В таблице 2.1 указаны за падениями напряжения на каких сопротивлениях x_2 находятся соответствующие ЭДС E_2 .

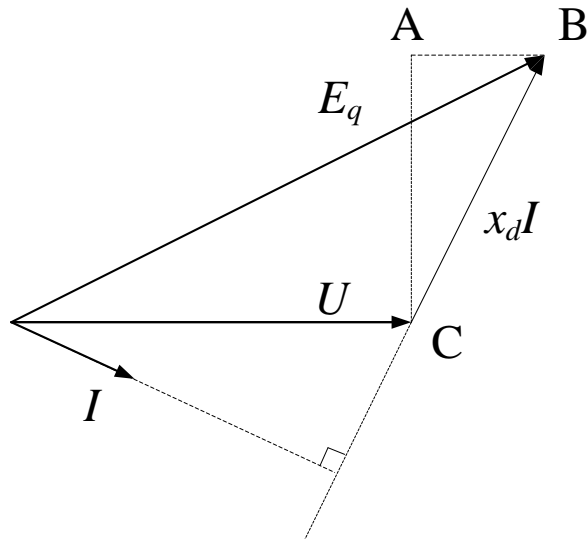
Рисунок 2.5 - Векторная диаграмма СМ к определению E_c

Таблица 2.1 - ЭДС и сопротивления генератора

Явнополюсный ротор		Неявнополюсный ротор		
E_Q ,	E'_q	E_q	E'_q	E''_q
x_q ,	x'_d	x_d	x'_d	x''_d

Уравнение (2.22) в отличие от (2.21) записаны через мощности действующие значения напряжения, поэтому из набора достаточных сигналов для успешной идентификации исключается угол ротора генератора.

Выводы

Идентификация - это обратная задача моделирования, в которой необходимо определить структуру и параметры математической модели объекта из анализа реакции выходных сигналов на входные возмущающие воздействия. Так как синхронная машина нормального исполнения является хорошо изученным объектом, то задача сводится только к определению параметров уравнений математической модели (параметрическая идентификация). Существует множество математических методов параметрической

идентификации, однако базовым является метод наименьших квадратов и оптимизационные алгоритмы, построенные на этом методе.

По результатам анализа работ, посвящённых идентификации параметров синхронной машины можно сделать вывод, что большинство существующих методов идентификации синхронных машин не предназначено для использования в эксплуатационных режимах. Остальная часть обладает одним или несколькими из следующих недостатков:

- громоздкость и сложность вычислений, что требует больших временных и вычислительных ресурсов, и, как следствие, невозможность использования в темпе процесса;
- большая погрешность при определении параметров машин малой мощности.

Поэтому возникает необходимость в разработке новых методов параметрической идентификации синхронных машин, лишённых перечисленных недостатков.

С необходимой точностью для задач идентификации параметров синхронной машины электромагнитные процессы описываются уравнениями Парка-Горева или их упрощёнными формами в зависимости от режима и вида возмущения.

Трудность решения задач параметрической идентификации синхронных машин в эксплуатационных режимах заключается в невозможности прямого измерения ЭДС и токов в демпферных контурах, поэтому возникает необходимость в разработке новых способов управления режимами машины, создающих благоприятные условия для идентификации.

3 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ВКЛЮЧЕНИЕМ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ С ЕЁ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ

3.1 Назначение разрабатываемых методов идентификации и способов управления синхронной машиной

На кафедре АЭЭС НГТУ разрабатывается автоматическая система управления, позволяющая осуществлять управление режимом электрической распределительной сети с объектами малой синхронной генерации. Система предусматривает работу данной сети, как в островном, так и в режиме параллельной работы с крупной централизованной ЭС. Особенность состоит в реализации автоматического децентрализованного управления режимом распределительной сети без вмешательства в управление со стороны диспетчера централизованной ЭС. Разрабатываемая система состоит из нескольких подсистем:

- подсистема измерений, основанная на синхронизированных векторных измерениях;
- подсистема режимного и противоаварийного управления, основанная на принципах мультиагентного управления;
- подсистема ввода/вывода генерирующего оборудования, реконфигурации сети, включающая в себя автоматику сбалансированного деления сети с переходом малой генерации в автономный режим и восстановления сети с синхронизацией малой генерации и централизованной ЭС.

Если малая генерация имеет протяжённые линии связи с подстанциями внешней электрической сети, то возникает необходимость в контроле запасов статической устойчивости параллельной работы электростанции и внешней электрической сети. При этом использование традиционных методов расчёта

запасов статической устойчивости на основе подробной математической модели с учётом топологии распределительных сетей, параметров генераторов затруднено рядом причин:

- свободный доступ генерирующего оборудования в сеть усложняет поддержание модели ЭС в актуальном состоянии;
- растущее количество объектов МГ;
- отсутствие достоверных данных о потребляемой мощности в узлах нагрузки и выдаваемой в генераторных узлах;
- отсутствие информации о состоянии коммутационных аппаратов.

Альтернативой традиционному методу является метод контроля запасов статической устойчивости по модели собственных и взаимных проводимостей между ЭДС генерирующих узлов [79]. Исследованию этого метода посвящена диссертация [80], в которой наряду с теоретическими исследованиями разработан и испытан прототип автоматики контроля устойчивости ЭЭС по данным СВИ. Метод обладает следующими особенностями:

- используются данные СВИ;
- режимные параметры измеряются только в генераторных узлах;
- определяется допустимость нормальных и послеаварийных режимов по статической устойчивости;
- используемые автоматикой алгоритмы позволяют определять запасы устойчивости в темпе процесса.

Математическая модель сети представляется следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} P_i &= E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) \\ Q_i &= E_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) \end{aligned} \quad (3.1)$$

где y_{ii} – собственные проводимости; y_{ij} – взаимные проводимости; P_i , Q_i – активная и реактивная мощности, выдаваемые генератором; E_i , E_j – ЭДС генератора в i -м j -м узлах. Схема замещения, соответствующая данным уравнениям представлена на рисунке 3.1.

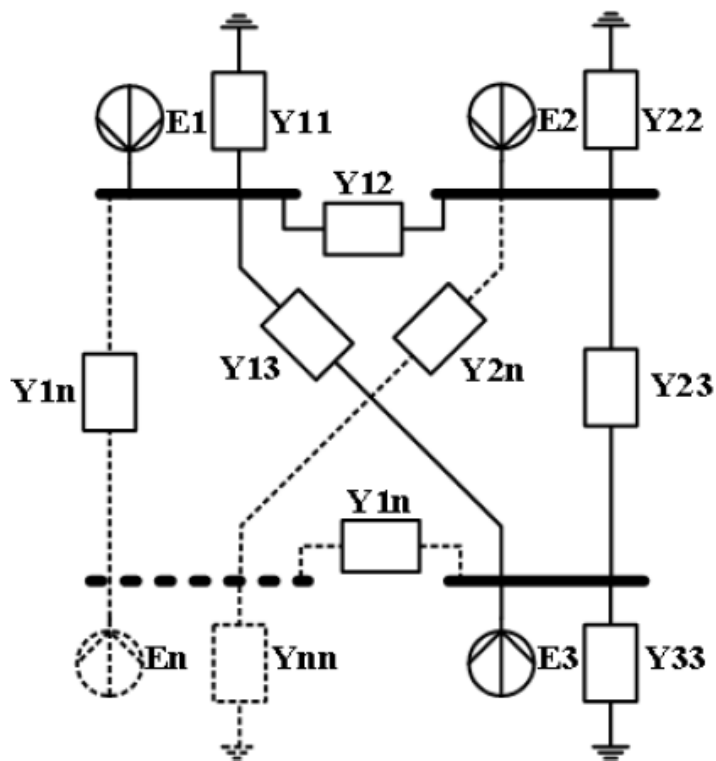


Рисунок 3.1 - Схема замещения сети для контроля по устойчивости

Запасы статической устойчивости определяются по уравнениям (3.1) после идентификации собственных, взаимных проводимостей и параметров генераторов.

Очевидно, что измерений в одном установившемся режиме недостаточно для идентификации проводимостей, поэтому необходимо, либо создавать множество режимов, достаточное для идентификации параметров модели, либо использовать возмущенный режим, набирая необходимое количество электрических режимов в переходном процессе. Последний вариант является предпочтительней, так как ускоряет процесс идентификации (сужая окно идентификации).

В случае использования режимов при спорадических возмущающих воздействиях, определяется запас статической устойчивости в послеаварийном режиме. При искусственном изменении режима (активная идентификация),

например, при кратковременной разгрузке синхронного генератора, определяется запас устойчивости в нормальном режиме.

Методы идентификации собственных и взаимных проводимостей по результатам СВИ приведены также в работах [81; 82]. В работе [81] идентификация проводимостей проводится методом с использованием фильтра Калмана. В работе [82] метод идентификации основан на формировании многократно переопределённой системы уравнений и определении параметров методом наименьших квадратов.

Наличие автоматического регулятора возбуждения (АРВ) влияет на предел передаваемой мощности. АРВ сильного действия (АРВ СД) реагирует на отклонение регулируемой величины, а также на скорость и ускорение её изменения. Кроме того, у такого регулятора маленькая инерционность, отсутствует зона нечувствительности и, в случае настройки на поддержание неизменного напряжения, его можно моделировать шинами с постоянным напряжением ($U=\text{const}$). АРВ пропорционального действия (АРВ ПД) реагирует только на отклонение регулируемой величины, обладает значительными инерционностью и статизмом, поэтому не может моделироваться шинами с постоянным напряжением. Вместо этого его представляют переходной ЭДС за переходным сопротивлением. В случае отсутствия АРВ или достижения предела по возбуждению генератор представляется ЭДС E_q или E_Q , в зависимости от ротора машины, за сопротивлением x_d или x_q . Схемы замещения генераторов в перечисленных случаях изображены на рисунке 3.2.

Для использования схемы замещения генератора в виде ЭДС за сопротивлением, необходимо идентифицировать параметры синхронной машины. В этой главе представлены результаты разработки и исследования способов управления включением СМ в сеть, создающих благоприятные возможности для идентификации и методы параметрической идентификации синхронных машин для нужд автоматики контроля устойчивости режимов ЭЭС.

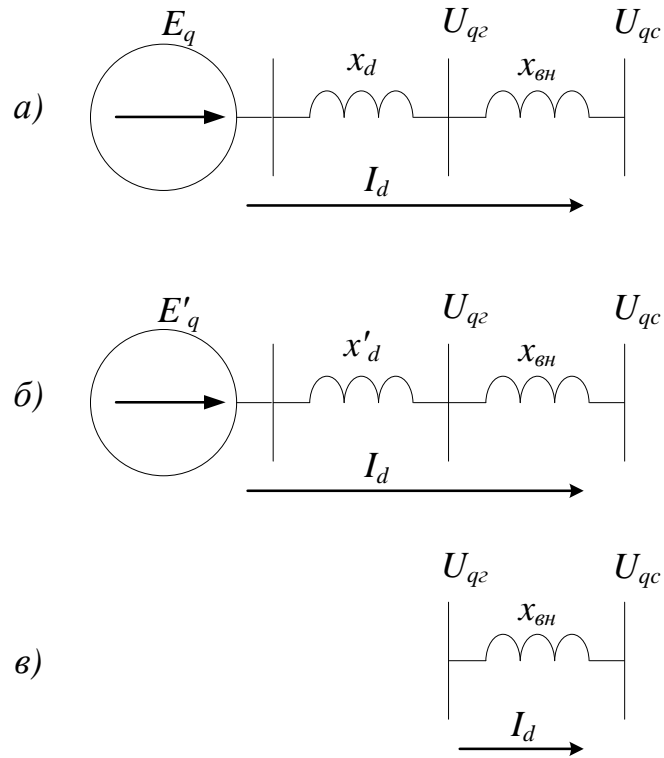


Рисунок 3.2 - Схемы замещения генератора при расчёте статической устойчивости: а) без АРВ, б) с АРВ ПД, в) с АРВ СД

3.2 Идентификация синхронного индуктивного сопротивления синхронной машины для задач контроля статической устойчивости режима электроэнергетической системы

Если синхронная машина представляется схемой замещения, как ЭДС за синхронным индуктивным сопротивлением (рисунок 3.2 в), то при параметрической идентификации достаточно обойтись определением этого сопротивления. При рассмотрении неявнополюсной машины уравнение (2.22) примет вид:

$$E_q = \sqrt{\left(U + \frac{Qx_d}{U}\right)^2 + \left(\frac{Px_d}{U}\right)^2}, \quad (3.2)$$

где U – напряжение на шинах генератора, P - активная мощность, выдаваемая в электрическую сеть, Q - реактивная мощность, выдаваемая в электрическую сеть, и E_q – ЭДС по поперечной составляющей.

Режимные параметры (P , Q , U) будем считать известными, так как их можно получить при непосредственном измерении на шинах генератора. ЭДС E_q находится за падением напряжения на сопротивлении x_d , напрямую его измерить невозможно, поэтому будем считать ЭДС неизвестной. Задача состоит в определении сопротивления x_d из уравнения (3.2), в котором имеется две неизвестные величины: E_q и x_d .

Метод идентификации синхронного индуктивного сопротивления состоит в следующем. Для того чтобы определить неизвестные необходимо, чтобы количество неизвестных было не больше числа линейно независимых уравнений. Для этого составим систему из двух уравнений, но с разными коэффициентами, за счёт использования различных режимов машины. Параметры с индексом 1 соответствуют первому режиму, с индексом 2 второму режиму.

$$\begin{cases} E_q = \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_1 x_d}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x_d}{U_1}\right)^2} \\ E_q = \sqrt{\left(U_2 + \frac{Q_2 x_d}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 x_d}{U_2}\right)^2} \end{cases} \quad (3.3)$$

Чтобы количество неизвестных в системе (3.1) совпадало с количеством уравнений, необходимо, чтобы ЭДС в первом и во втором режиме были равны. Такое возможно только в том случае, если в обоих установившихся режимах у синхронной машины будет одинаковый ток возбуждения, поэтому при переходе от одного режима к другому необходимо отключить автоматическое регулирование возбуждения и изменять режим только за счёт изменения механического момента на валу ротора машины. Для синхронного генератора это изменение происходит за счёт приводного механизма, а для синхронного двигателя за счёт изменения механической нагрузки. При выполнении вышеописанных условий система (3.3) имеет решение. Приравняв правые части и выразив x_d , получим:

$$x_d = \frac{-(Q_1 - Q_2) \pm \sqrt{(Q_1 - Q_2)^2 - \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} - \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \right) (U_1^2 - U_2^2)}}{\left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} - \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \right)} \quad (3.4)$$

Уравнение (3.4) имеет два корня, отрицательный не имеет физического смысла, положительный корень будет являться синхронным индуктивным сопротивлением x_d .

Для создания необходимых режимов и условий для идентификации x_d , предлагаемым методом, разработан **способ управления включением синхронной машины электрическую сеть** [83; 84; 85; 86], который состоит из следующей последовательности действий:

- 1 Запускают первичный двигатель и подают напряжение на обмотку возбуждения.
- 2 Выполняют условия точной синхронизации с электрической сетью на генераторном выключателе.
- 3 Выводят из работы АРВ синхронного генератора.
- 4 Включают генераторный выключатель с синхронизацией и производят измерение напряжения в получившемся установившемся режиме.
- 5 Загружают генератор по активной мощности, увеличивая мощность турбины на 5-10 % от номинала, и производят измерение напряжения, активной и реактивной мощностей в получившемся установившемся режиме.
- 6 Вводят автоматический регулятор возбуждения в работу и эксплуатируют машину в необходимом режиме.

Данный способ является предметом внедрения в научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу по гранту национальной технологической инициативы: «Разработка мультиагентного устройства режимной и противоаварийной автоматики энергосистем с распределённой малой генерацией». (Приложение А, Б).

При таком включении синхронного генератора в сеть создаются и фиксируются три режима, векторные диаграммы которых изображены на рисунке 3.3.

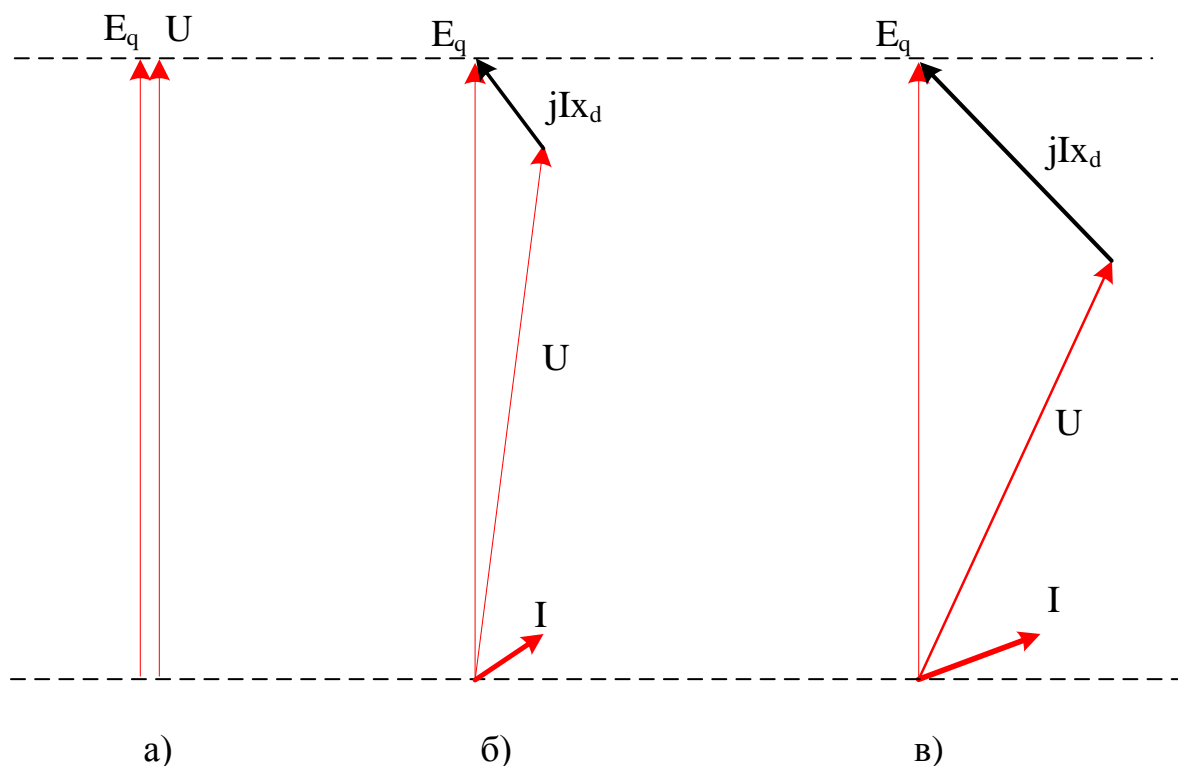


Рисунок 3.3 - Векторные диаграммы синхронной машины в генераторном режиме при управлении включением в сеть: а) ХХ б) первый нагрузочный режим в) второй нагрузочный режим

При выполнении условий точной синхронизации напряжение на выводах генератора U будет равняться ЭДС E_q , так как генератор будет находиться в режиме холостого хода (рисунок 3.3 а), при котором отсутствует ток и, как следствие, отсутствует падение напряжения на сопротивлении x_d . Таким образом определяется значение ЭДС. В нагрузочном режиме значения напряжения, тока и мощности могут быть получены в результате измерения и на диаграмме (рисунок 3.3 б) неизвестным будет являться только вектор $I x_d$. Тогда в уравнении (3.2) будет только одна неизвестная - сопротивление x_d . Выразим его следующим образом:

$$x_d = \frac{-Q^2 \pm \sqrt{Q^2 - \left(\frac{P^2 + Q^2}{U^2}\right)(U^2 - E_q^2)}}{\left(\frac{P^2 + Q^2}{U^2}\right)}, \quad (3.5)$$

где напряжения и мощности получены из нагрузочного режима, а ЭДС из режима холостого хода. В двух нагрузочных режимах сопротивление определяется по выражению (3.4).

Рассмотрим пример в относительных единицах. Имеются следующие результаты измерений в двух нагрузочных режимах:

$$U_1 - 1,732 \text{ (линейное)}, P_1 - 0,261, Q_1 - 0,989;$$

$$U_2 - 1,732 \text{ (линейное)}, P_2 - 1,719, Q_2 - 0,457.$$

Графическим решением системы (3.3) будут являться точки пересечения двух графиков (Рисунок 3.4). Решение в точке 1 с отрицательным значением, близким к нулю, не имеет физического смысла. Решение в точке 2 ($x_d=1,505$) соответствует синхронному индуктивному сопротивлению.

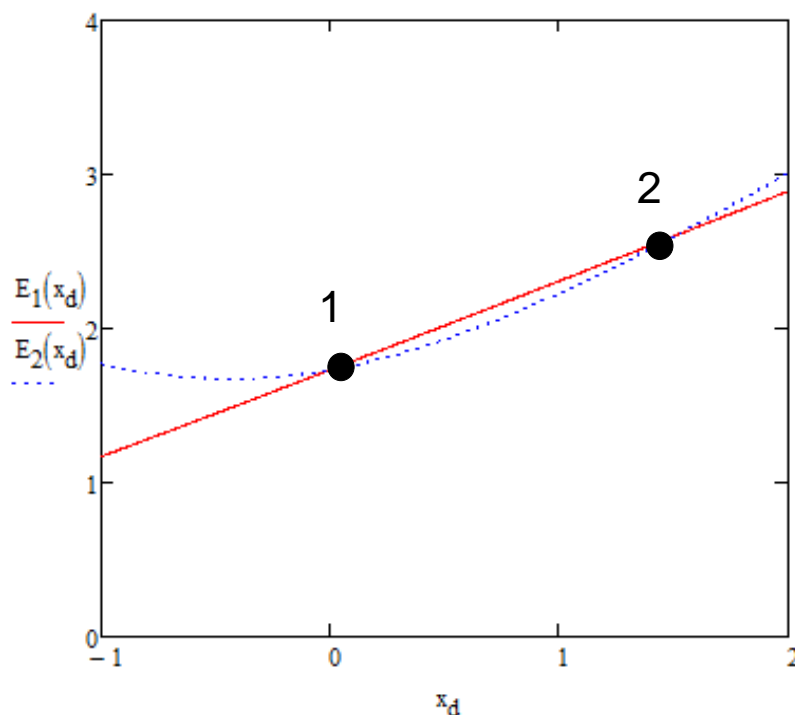


Рисунок 3.4 - Иллюстрация графического решения системы уравнений (3.3)

Как видно из рисунка 3.4 графики проходят близко друг к другу, поэтому малые погрешности в измерениях могут привести к значительному искажению результата, в связи с чем появляется необходимость в разработке путей повышения достоверности получаемых результатов идентификации:

- различие между режимами должно быть не менее 5-10%;
- создавать более двух режимов, чтобы получить несколько решений и найти усреднённое значение методом МНК.

Меры повышения достоверности исследуются в следующей главе.

Для реализации разработанного способа управления машиной в автоматической системе управления режимом электрической сети с объектами малой генерации разработан алгоритм, реализующий способ (рисунок 3.6).

Алгоритм управления включением вращающегося энергоблока с синхронной машиной в электрическую сеть.

Назначение алгоритма управления – создание режимов СМ, достаточных для её параметрической идентификации при включении в электрическую сеть. Алгоритм управления и его переменные представлены соответственно на рисунке. 3.6 и в таблице 3.1). Схема энергосистемы при включении СМ в ЭС (рисунок 3.5) состоит из синхронного генератора (Г), генераторного выключателя (ВГ), повышающего трансформатора (Т), активной нагрузки (Н), линии электропередачи (Л) и системы (С), которая представляет собой шины бесконечной мощности.

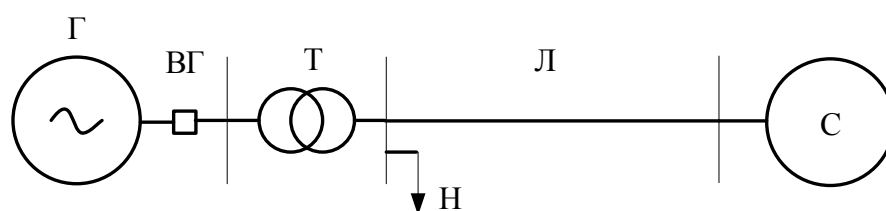


Рисунок 3.5 - Схема энергосистемы при включении СМ в ЭС

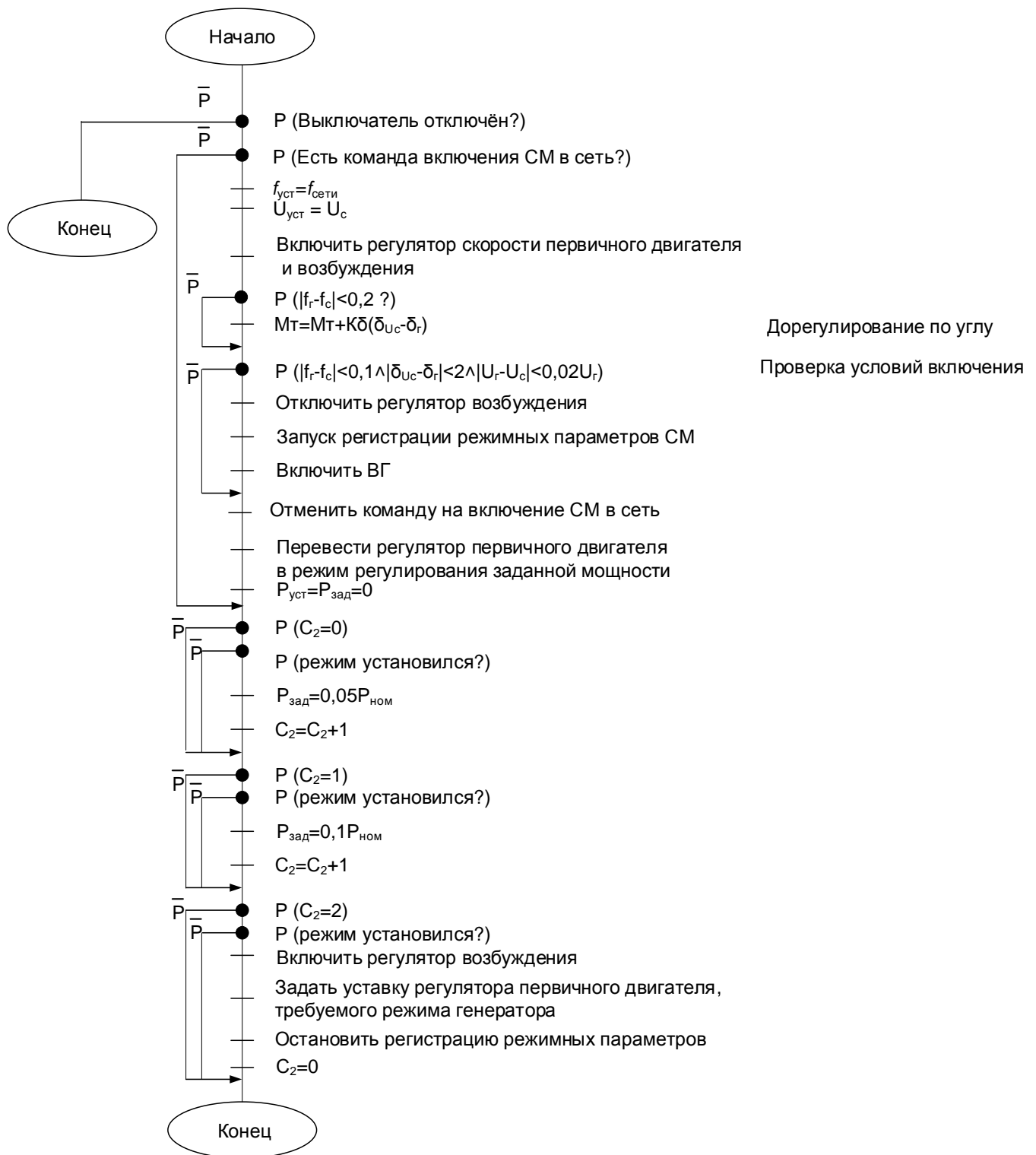


Рисунок 3.6 - Алгоритм включения СМ в электрическую сеть с созданием условий для идентификации x_d

Таблица 3.1 - Переменные алгоритма

№	Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	Диапазон значений
1	Уставка по частоте регулятора скорости	$f_{г\text{ уст}}$	$(0,9-1,15)f_{ном}$
2	Уставка по напряжению АРВ	$U_{г\text{ уст}}$	$(0,95-1,05)U_{ном}$
3	Уставка по мощности сечения	$P_{\text{ уст}}$	$(0-1,05)P_{ном}$
4	Момент турбины	$M_{т}$	
5	Коэффициент усиления регулятора по углу	$K\delta$	
6	Заданная мощность генератора	$P_{\text{ зад}}$	
7	Угол генератора	$\delta_{г}$	
8	Угол системы	$\delta_{Ус}$	
9	Частота генератора	$f_{г}$	
10	Частота сети	$f_{с}$	
11	Напряжение генератора	$U_{г}$	
12	Напряжение сети	$U_{с}$	
13	Переменная счетчика	C_2	

3.3 Идентификация параметров синхронной машины при включении в электрическую сеть

Для определения пределов передаваемой мощности по статической устойчивости с генератором, имеющим АРВ ПД, удобно пользоваться схемой замещения, состоящей из переходной ЭДС E'_q за переходным сопротивлением x'_d , так как при изменении режима E'_q не изменяется скачком, в случае не учёта влияния демпферной обмотки. Для решения всего комплекса задач РЗА, как правило, не достаточно знать только величину синхронного индуктивного сопротивления синхронной машины, поэтому разработан метод, позволяющий при включении СМ в сеть идентифицировать все необходимые параметры синхронного генератора.

Идея метода параметрической идентификации синхронной машины при включении в сеть [87; 88; 89; 90] состоит в том, что генератор включается в сеть с нарушением условий точной синхронизации, при этом возникает переходной процесс достаточный для параметрической идентификации. Во время данного переходного процесса осциллографируются токи и напряжения на выводах генератора всех трёх фаз генератора и и угол ротора генератора γ (угол между осью a и d). По полученным осциллограммам определяются параметры машины. Чтобы переходной процесс имел, в основном, электромагнитный, а не электромеханический характер, нарушение условий синхронизации необходимо выполнять за счёт создания разности в амплитудах напряжения по концам генераторного выключателя при сохранении строгости выполнения остальных условий. Рассмотрим режимы, возникающие при подобном включении, на векторных диаграммах, которые устанавливает связь между режимными параметрами и электромагнитными параметрами генератора.

Исходный режим – холостой ход. Его векторная диаграмма изображена на рисунке 3.7 а). Так как в этом режиме обмотка статора разомкнута и ток в ней не протекает, следовательно, падение напряжения на сопротивлении машины отсутствует, поэтому, измерив напряжение на выводах генератора, можно

определить ЭДС E_q , E'_q , E''_q . Режим, возникающий после коммутации, можно разделить на три составляющие: сверхпереходный, характеризующийся сверхпереходной ЭДС E''_q и сверхпереходным индуктивным сопротивлением x''_d , переходный, характеризующийся переходной ЭДС E'_q и переходным индуктивным сопротивлением x'_d ; и вынужденный, идентичный установившемуся режиму, характеризующийся ЭДС E_q и индуктивным сопротивлением x_d ; На рисунке 3.7 б) представлена векторная диаграмма машины на момент коммутации, учитывающая сверхпереходной процесс, обусловленный демпферной обмоткой, на рисунке 3.7 в) изображена векторная диаграмма на момент коммутации без учёта влияния демпферной обмотки, и на рисунке 3.7 г) изображена векторная диаграмма СМ в установившемся режиме.

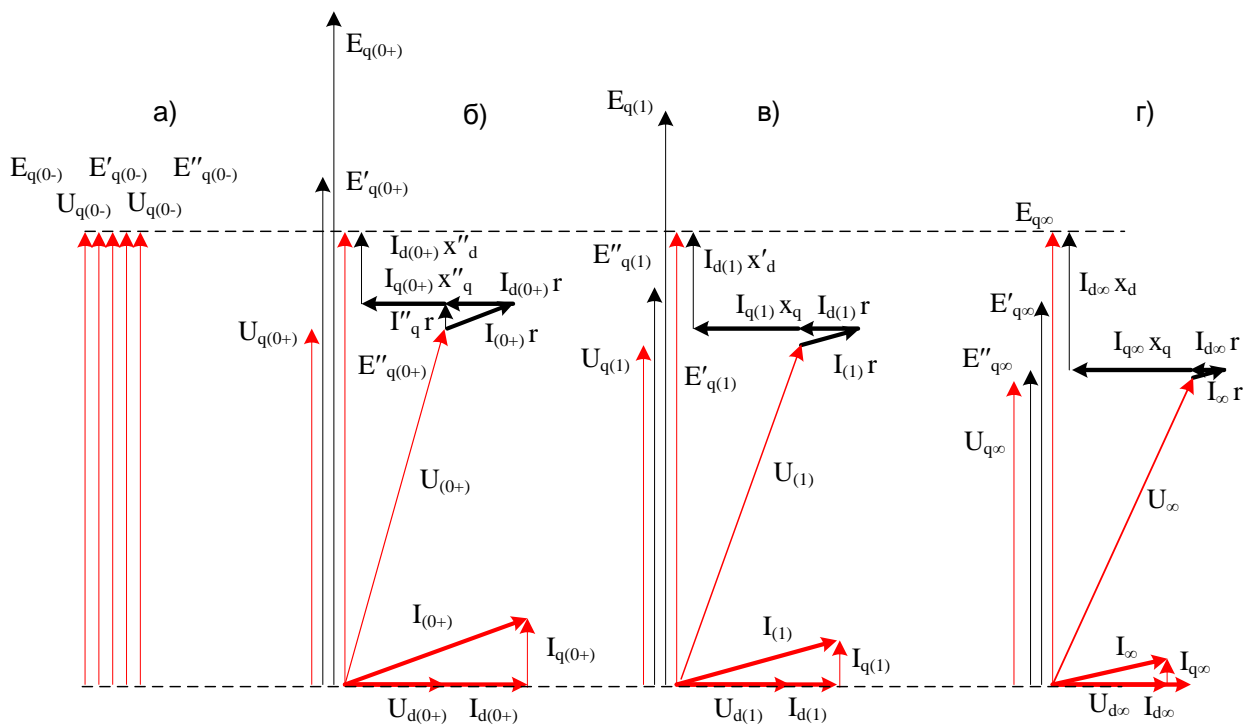


Рисунок 3.7 - Векторные диаграммы синхронной машины: а) режим холостого хода, б) в первый момент коммутации, в) после затухания токов в демпферной обмотке (без учёта затухания токов в обмотке возбуждения) г) установившийся режим.

Исходя из первого закона коммутации при коммутации цепи с индуктивностями (обмотке возбуждения, демпферными обмотками) суммарное

потокосцепление, а, следовательно, и ЭДС E''_q скачком измениться не могут, поэтому E''_q на диаграмме б) известна и равна напряжению на выводах генератора в режиме холостого хода. Если рассуждать аналогично, то можно утверждать, что E'_q на диаграмме в) тоже равна напряжению холостого хода. После затухания переходного режима E_q станет равной напряжению холостого хода благодаря исключению влияния регулятора возбуждения. Исходя из того, что начальный режим - холостой ход, а потокосцепление демпферной обмотки скачком измениться не может, то $E''_{d=0}$. В итоге задача заключается в определении векторов падений напряжений на сопротивлениях машины.

Если вычесть из переходного процесса сверхпереходную составляющую, то E_d будет равняться нулю. Тогда уравнение из (2.21) для падения напряжения на сопротивлении x_q в функции от времени будет иметь вид:

$$x_q I_q(t) = r I_d(t) + U_d(t). \quad (3.6)$$

В данном уравнении две неизвестные x_q и r , однако, если на основании (3.6) записать два уравнения для разных моментов времени, то данная система будет иметь решение. Взяв большее количество точек получим переопределённую систему уравнений, найдя коэффициенты которой методом МНК, можно уменьшить погрешность идентификации. После чего из системы (2.21) можно выразить и рассчитать остальные сопротивления

$$\begin{aligned} x''_d &= \frac{E''_{q(0+)} - r I''_{q(0+)} - U''_{q(0+)}}{I''_{d(0+)}} \\ x'_d &= \frac{E'_{q(1)} - r I'_{q(1)} - U'_{q(1)}}{I'_{d(1)}} \\ x_d &= \frac{E_{q\infty} - r I_{q\infty} - U_{q\infty}}{I_{d\infty}} \\ x''_q &= \frac{r I''_{d(0+)} + U''_{d(0+)}}{I''_{q(0+)}} \end{aligned} \quad (3.7)$$

В системе (3.7) токи, напряжения и ЭДС с двумя штрихами соответствуют параметрам сверхпереходного режима в первый момент после коммутации ($t=0+$), с одним штрихом - параметрам переходного режима в первый момент после

коммутации и без учёта сверхпереходного процесса, без штрихов - параметрам установившегося режима. Индексы и штрихи соответствуют обозначениям, принятым на векторных диаграммах.

Точность идентифицируемых параметров можно повысить, накапливая ретроспективные данные при каждом включении в сеть и находя усреднённые параметры численным методом (например, методом наименьших квадратов).

Для использования метода в качестве исходных данных необходимо иметь сверхпереходные, переходные и установившиеся значения токов и напряжений по продольной и поперечной осям.

Существует методика графического определения составляющих переходного процесса, суть которой состоит в выделении переходной составляющей из огибающих осциллограммы, перестройки её в полулогарифмических координатах и графическом выделении составляющих [18]. Однако эта методика не реализуема в темпе процесса, поэтому разработана новая **методика декомпозиция тока и напряжения при скачкообразном изменении режима** для задач параметрической идентификации математических моделей синхронной машины.

Если рассмотреть осциллограммы тока и напряжения статора по продольной и поперечной составляющим в системе координат qd в переходном процессе при резком изменении режима, например, при включении синхронного генератора в сеть, то можно установить, что процессы состоят из нескольких составляющих:

- экспонент с различными постоянными времени, обусловленными сверхпереходным и переходным процессами,
- постоянной составляющей, равной установившемуся значению,
- периодической составляющей, вызванной качаниями ротора.

Колебательной составляющей можно пренебречь на интервалах времени много меньших постоянной инерции ротора, тогда для токов и напряжений справедливы следующие выражения:

$$\begin{aligned}
 I_d(t) &= I_d'' e^{-\frac{t}{T_{d\Sigma}''}} + I_d' e^{-\frac{t}{T_{d\Sigma}'}} + I_{d\infty} \\
 I_q(t) &= I_q'' e^{-\frac{t}{T_{q\Sigma}''}} + I_{q\infty} \\
 U_q(t) &= U_q'' e^{-\frac{t}{T_{d\Sigma}''}} + U_q' e^{-\frac{t}{T_{d\Sigma}'}} + U_{q\infty} \\
 U_d(t) &= U_d'' e^{-\frac{t}{T_{q\Sigma}''}} + U_{d\infty}
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

В (3.8) приняты обозначения:

$T_{d\Sigma}''$ - сверхпереходная постоянная времени контура по продольной оси

$T_{d\Sigma}'$ - переходная постоянная времени контура по продольной оси

$T_{q\Sigma}''$ - сверхпереходная постоянная времени контура по поперечной оси

$I_{d\infty}, I_{q\infty}, U_{d\infty}, U_{q\infty}$ – установившиеся значения соответствующих токов.

Методика декомпозиции состоит из нескольких этапов.

1. При резком изменении режимных параметров осциллографируются мгновенные значения токов и напряжений статора, угол ротора γ .
2. Моменту времени, соответствующему началу переходного процесса присваивается нулевое значение.
3. На осциллограммах выбирается интервал, начальное значение которого соответствует нулевому значению времени, а конечное не должно превышать длительность электромагнитного переходного процесса.
4. На интервале через равное расстояние выбираются точки с дискретностью не менее 100 точек на период промышленной частоты.
5. При помощи уравнений (2.12) осуществляют переход от ABC системы к qd координатам.
6. Составляется переопределённая система уравнений (пример для тока в продольной оси (3.9))
7. Параметры уравнений определяются численным методом.

$$\left\{ \begin{array}{l} I_d(t_1) = I_d'' e^{-\frac{t_1}{T_{d\Sigma}''}} + I_d' e^{-\frac{t_1}{T_{d\Sigma}'}} + I_{d\infty} \\ I_d(t_2) = I_d'' e^{-\frac{t_2}{T_{d\Sigma}''}} + I_d' e^{-\frac{t_2}{T_{d\Sigma}'}} + I_{d\infty} \\ \text{LLLLLLLLLLLLLLLL} \\ I_d(t_n) = I_d'' e^{-\frac{t_n}{T_{d\Sigma}''}} + I_d' e^{-\frac{t_n}{T_{d\Sigma}'}} + I_{d\infty} \end{array} \right. \quad (3.9)$$

Данный метод более предпочтителен по сравнению с классическими графическими методами для использования его в автоматических системах идентификации. Чтобы ускорить решение задачи минимизацию наименьших квадратов рекомендуется осуществлять с помощью алгоритма Левенберга-Марквардта.

Для создания необходимого переходного процесса, используемого в методе, разработана **модификация способа управления включением генератора в сеть**. Способ реализуется следующим образом:

- 1 Запускают первичный двигатель и подают напряжение на обмотку возбуждения.
- 2 Выполняют условия точной синхронизации с электрической сетью на генераторном выключателе.
- 3 Запускают осциллографирование токов и напряжений статора трёх фаз, тока и напряжения обмотки ротора и угла ротора генератора.
- 4 Устанавливают уставку АРВ генератора, отличающуюся от напряжения на генераторном выключателе со стороны сети на 1-2 %.
- 5 Выводят из работы АРВ синхронного генератора с сохранением значения тока возбуждения, частоты вращения ротора и угла включения.
- 6 Включают генераторный выключатель.
- 7 Вводят автоматический регулятор возбуждения в работу и эксплуатируют машину в необходимом режиме.

При таком включении машины в сеть появляются все составляющие электромагнитного переходного процесса необходимые для идентификации.

Для реализации модифицированного способа управления машиной в автоматической системе управления режимом электрической сети с объектами малой генерации разработан алгоритм, реализующий способ (рисунок 3.8).

Алгоритм управления включением вращающегося энергоблока с синхронной машиной в электрическую сеть.

Назначение алгоритма управления – создание режимов СМ, достаточных для её параметрической идентификации при включении в электрическую сеть.

Схема энергосистемы при включении СМ в сеть изображена на рисунке 3.5. Переменные алгоритма представлены в таблице 3.2.

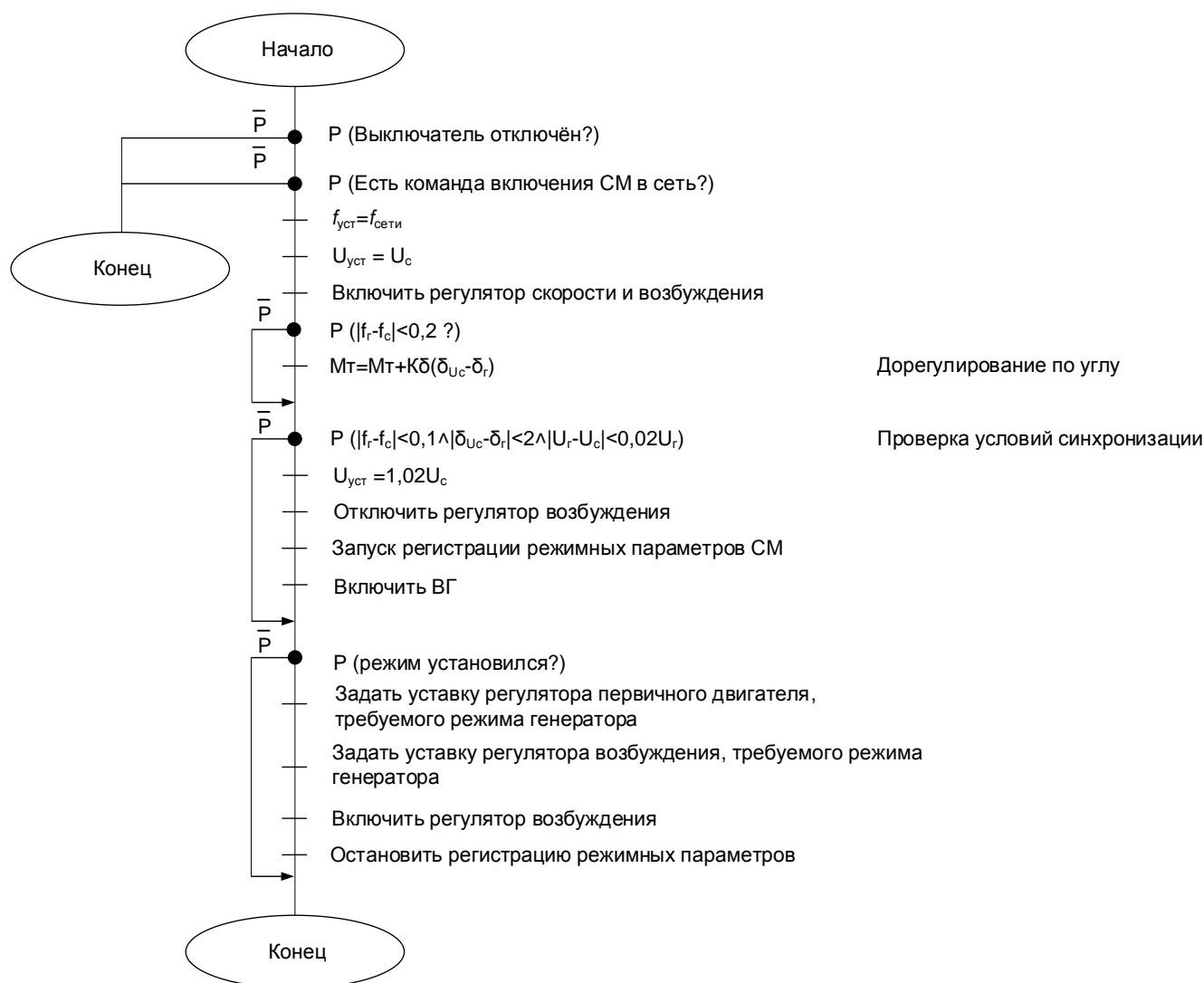


Рисунок 3.8 - Алгоритм включения СМ в электрическую сеть с созданием условий для параметрической идентификации

Таблица 3. 2 - Переменные алгоритма

№	Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	Диапазон значений
1	Уставка по частоте регулятора скорости	$f_{г\text{ уст}}$	$(0,9-1,15)f_{ном}$
2	Уставка по напряжению АРВ	$U_{г\text{ уст}}$	$(0,95-1,05)U_{ном}$
3	Уставка по мощности сечения	$P_{\text{ уст}}$	$(0-1,05)P_{ном}$
4	Момент турбины	$M_{т}$	
5	Коэффициент усиления регулятора по углу	$K\delta$	
6	Заданная мощность генератора	$P_{\text{ зад}}$	
7	Угол генератора	$\delta_{г}$	
8	Угол системы	$\delta_{Ус}$	
9	Частота генератора	$f_{г}$	
10	Частота сети	$f_{с}$	
11	Напряжение генератора	$U_{г}$	
12	Напряжение сети	$U_{с}$	

3.4 Идентификация параметров машины в возмущённых режимах при параллельной работе с сетью

Для того чтобы не быть привязанным только к включению синхронной машины в сеть необходимо иметь более гибкий метод идентификации, позволяющий определять параметры при широком диапазоне возмущающих воздействий, характерных для эксплуатации машины. Подобная универсальность позволит избавиться от необходимости производить управления машиной каким-либо специальным образом и производить идентификацию в пассивном режиме.

Метод параметрической идентификации синхронной машины в возмущённых режимах [91] состоит в следующем. Приведём ещё раз систему уравнений (2.17).

$$\begin{aligned} u_d &= -i'_d L_d - i'_f L_{ad} - i'_D L_{ad} - \omega i_q L_q - \omega i_Q L_{aq} - i_d r \\ u_q &= -i'_q L_q - i'_Q L_{aq} + \omega i_d L_d + \omega i_f L_{ad} + \omega i_D L_{ad} - i_q r \\ u_f &= i'_d L_{ad} + i'_f L_F + i'_D L_{ad} + i_f r_f \\ 0 &= i'_d L_{ad} + i'_f L_{ad} + i'_D L_D + i_D r_D \\ 0 &= i'_q L_{aq} + i'_Q L_Q + i_Q r_Q \end{aligned}$$

Имеем одиннадцать параметров, которые необходимо определить ($r, r_f, r_D, r_Q, L_d, L_q, L_F, L_D, L_Q, L_{ad}, L_{aq}$). Осциллограммы токов и напряжений обмотки возбуждения (i_f, u_f) можно записать. Токи и напряжения статора по продольным и поперечным осям q и d (i_d, i_q, u_d, u_q) можно получить из записанных осциллограмм токов и напряжений статора всех трёх фаз ($i_a, i_b, i_c, u_a, u_b, u_c$) и угла ротора γ по уравнениям (2.12). Однако токи в эквивалентных демпферных обмотках (i_D, i_Q) измерить невозможно, но можно их исключить, выражая демпферные токи и их производные из одних уравнений системы и подставляя в другие.

Чтобы избавиться от токов и их производных в демпферных контурах, выполним ряд преобразований в системе (2.17). Из третьего уравнения системы (2.17) выразим i'_D и подставим получившееся выражение в первое и четвертое

уравнения системы (2.17). Выразим из пятого уравнения системы (2.17) i'_Q и подставим во второе уравнение, получим:

$$\begin{aligned} u_d &= -i'_d L_d - i'_f L_{ad} - \left(u_f \frac{1}{L_{ad}} + i'_d - i'_f \frac{L_F}{L_{ad}} - i_f \frac{r_f}{L_{ad}} \right) L_{ad} - \omega i_q L_q - \omega i_Q L_{aq} - i_d r \\ u_q &= -i'_q L_q - i'_Q L_{aq} + \omega i_d L_d + \omega i_f L_{ad} + \omega i_D L_{ad} - i_q r \\ 0 &= i'_d L_{ad} + i'_f L_{ad} + \left(u_f \frac{1}{L_{ad}} + i'_d - i'_f \frac{L_F}{L_{ad}} - i_f \frac{r_f}{L_{ad}} \right) L_D + i_D r_D \end{aligned}$$

Из первого уравнения, получившейся системы уравнений выразим ток демпферного контура по поперечной оси i_Q , из третьего выразим ток демпферного контура по продольной оси i_D и подставим во второе уравнение. После раскрытия скобок получим:

$$\begin{aligned} u_q &= -i'_q L_q - i'_Q \frac{L_{aq}^2}{L_Q} + \frac{u_d r_Q}{\omega L_Q} + \frac{i'_d L_d r_Q}{\omega L_Q} - \frac{i'_f L_{ad} r_Q}{\omega L_Q} - \frac{u_f r_Q}{\omega L_Q} - \\ &- \frac{i'_d L_{ad} r_Q}{\omega L_Q} + \frac{i'_f L_F r_Q}{\omega L_Q} + \frac{i_f r_f r_Q}{\omega L_Q} - i_q \frac{L_q r_Q}{L_Q} + \frac{i_d r r_Q}{\omega L_Q} - \omega i_d L_d + \\ &+ \omega i_f L_d + \omega i'_d \frac{L_{ad}^2}{r_D} - \omega i'_f \frac{L_{ad}^2}{r_D} - \omega u_f \frac{L_D}{r_D} - \omega i'_d \frac{L_D L_{ad}}{r_D} + \\ &+ \omega i'_f \frac{L_D L_F}{r_D} + \omega i_f \frac{L_D r_f}{r_D} - i_q r \end{aligned}$$

После группировки подобных членов получим уравнение (3.10) с коэффициентами a_i (3.12).

$$\begin{aligned} u_q &= a_1 i'_q + a_2 \frac{i'_d}{\omega} + a_3 \frac{i'_f}{\omega} - a_4 i_q + a_5 \omega i_f + a_6 \omega i'_d + \\ &+ a_7 \omega i'_f + a_8 \left(\frac{u_d - u_f}{\omega} \right) + a_9 \frac{i_f}{\omega} + a_{10} i_d - a_{11} \omega i_d - a_{12} \omega u_f \end{aligned} \quad (3.10)$$

где коэффициенты a_i , равны:

$$\begin{aligned}
a_1 &= \frac{L_{aq}^2}{L_Q} - L_q & a_7 &= \frac{1}{r_D} (L_D L_F - L_{ad}^2) \\
a_2 &= \frac{r_Q}{L_Q} (L_D - L_{ad}) & a_8 &= \frac{r_Q}{L_Q} \\
a_3 &= \frac{r_Q}{L_Q} (L_F - L_{ad}) & a_9 &= \frac{r_F r_Q}{L_Q} \\
a_4 &= \frac{L_q r_Q}{L_Q} + r & a_{10} &= \frac{r r_Q}{L_Q} \\
a_5 &= L_{ad} + \frac{L_D r_f}{r_D} & a_{11} &= L_d \\
a_6 &= \frac{L_{ad}}{r_D} (L_{ad} - L_D) & a_{12} &= \frac{L_D}{r_D}
\end{aligned} \tag{3.11}$$

В уравнении (3.10) двенадцать неизвестных коэффициентов a_i , чтобы их определить, нужно составить определенную или переопределённую систему уравнений с использованием комплексных измерений токов, напряжений и скорости для разных моментов времени переходного процесса.

$$\left\{ \begin{aligned}
& u_q(t_1) = a_1 i'_q(t_1) + a_2 \frac{i'_d(t_1)}{\omega(t_1)} + a_3 \frac{i'_f(t_1)}{\omega(t_1)} - a_4 i_q(t_1) + a_5 \omega(t_1) i_f(t_1) + a_6 \omega(t_1) i'_d(t_1) + \\
& + a_7 \omega(t_1) i'(t_1)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_1) - u_f(t_1)}{\omega(t_1)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_1)}{\omega(t_1)} + a_{10} i_d(t_1) - a_{11} \omega(t_1) i_d(t_1) - a_{12} \omega(t_1) u_f(t_1) \\
& u_q(t_2) = a_1 i'_q(t_2) + a_2 \frac{i'_d(t_2)}{\omega(t_2)} + a_3 \frac{i'_f(t_2)}{\omega(t_2)} - a_4 i_q(t_2) + a_5 \omega(t_2) i_f(t_2) + a_6 \omega(t_2) i'_d(t_2) + \\
& + a_7 \omega(t_2) i'(t_2)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_2) - u_f(t_2)}{\omega(t_2)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_2)}{\omega(t_2)} + a_{10} i_d(t_2) - a_{11} \omega(t_2) i_d(t_2) - a_{12} \omega(t_2) u_f(t_2) \\
& \dots \\
& u_q(t_n) = a_1 i'_q(t_n) + a_2 \frac{i'_d(t_n)}{\omega(t_n)} + a_3 \frac{i'_f(t_n)}{\omega(t_n)} - a_4 i_q(t_n) + a_5 \omega(t_n) i_f(t_n) + a_6 \omega(t_n) i'_d(t_n) + \\
& + a_7 \omega(t_n) i'(t_n)_f + a_8 \left(\frac{u_d(t_n) - u_f(t_n)}{\omega(t_n)} \right) + a_9 \frac{i_f(t_n)}{\omega(t_n)} + a_{10} i_d(t_n) - a_{11} \omega(t_n) i_d(t_n) - a_{12} \omega(t_n) u_f(t_n)
\end{aligned} \right. \tag{3.12}$$

Чем больше будет точек (выше переопределённость системы), тем точнее будут определены коэффициенты. Это можно обеспечить при помощи задания частоты дискретизации осциллограмм и варьировании окна идентификации.

Определить коэффициенты данной системы можно методом наименьших квадратов. После определения коэффициентов a_i индуктивности и активные сопротивления найдём из выражений (3.13).

$$\begin{aligned}
 L_D &= \frac{a_{12} \left(a_5 - \frac{a_{12}a_9}{a_8} \right)^2}{a_{12} \left(\frac{a_3 - a_{12}a_9}{a_8} - a_5 \right) - a_7} & r_Q &= \frac{a_8 \left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2 \right)^2}{a_1 a_8^2 + a_4 a_8 - a_{10}} & L_q &= \frac{\left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} \right)}{a_8} \\
 L_Q &= \frac{\left(a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2 \right)^2}{a_1 a_8^2 + a_4 a_8 - a_{10}} & r_f &= \frac{a_9}{a_8} & L_{ad} &= a_5 - \frac{a_{12}a_9}{a_8} \\
 r_D &= \frac{\left(a_5 - \frac{a_{12}a_9}{a_8} \right)^2}{a_{12} \left(\frac{a_3 - a_{12}a_9}{a_8} + a_5 \right) - a_7} & r &= \frac{a_{10}}{a_8} & L_{aq} &= \frac{a_4 - \frac{a_{10}}{a_8} - a_2}{a_8} \\
 L_d &= a_{11} & L_F &= \frac{a_3 - a_{12}a_9}{a_8} + a_5 & &
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

Таким образом, имея осциллограммы переходного процесса можно определить все активные сопротивления и индуктивности синхронной машины, зная которые можно вычислить индуктивные сопротивления и постоянные времени. По выражениям, представленным в таблице 3.3, можно произвести расчёт индуктивных сопротивлений синхронной машины

Таблица 3.3 – Выражения для расчёта сопротивлений

Параметр	Формула
x_d	ωL_d
x'_d	$\omega \left(L_d - \frac{L_{ad}^2}{L_F} \right)$
x''_d	$\omega \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{ad}} + \frac{1}{L_{\sigma f}} + \frac{1}{L_{\sigma D}}} \right)$

xq	ωLq
x''_q	$\omega \left(L_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{L_{aq}} + \frac{1}{L_{\sigma Q}}} \right)$
x_σ	$\omega(L_d - L_{ad})$
$x_{\sigma f}$	$\omega(L_F - L_{ad})$
$x_{\sigma D}$	$\omega(L_D - L_{ad})$
$x_{\sigma Q}$	$\omega(L_Q - L_{aq})$

Сравнительный анализ разработанных методов можно провести на основании таблицы 3.4., где сведены все разработанные методы идентификации и способы управления, которые необходимо реализовать для их применения, а также приведён перечень параметров, определяемых тем или иным методом.

Следует отметить, что при использовании режимов, близких к режиму холостого хода, и режимов, близких к номинальному значению, синхронное индуктивное сопротивление будет различаться, так как в первом случае будет проявляться насыщение стали в большой или малой степени, во втором случае из-за размагничивающего характера реакции статора индуктивные сопротивления будут определяться в ненасыщенном режиме.

Преимуществом метода идентификации в возмущённых режимах перед предыдущими состоит в том, что параметры идентифицируются в том режиме, для которого будет производиться управление, что позволяет учитывать влияние температуры и насыщения машины.

Таблица 3.4 - Сравнение методов идентификации

Метод идентификации	Способ управления	Измеряемые режимные параметры	Получаемые параметры	Область применения в системах управления
Метод идентификации синхронного индуктивного сопротивления	способ управления включением синхронной машины эл. сеть	P, Q, U	x_d	В системах контроля запасов статической устойчивости без контроля параметров эл. сети
Метод параметрической идентификации синхронной машины при включении в сеть	модификация способа управления включением генератора в сеть	$i_a, i_b, i_c, u_a, u_b, u_c, \gamma$	$x''_d, x''_q, x'_d, x_q, x_d$	В системах контроля, использующих упрощенную расчетную модель сети
Метод параметрической идентификации синхронной машины в возмущенных режимах	Не требуется специальных способов управления	$i_a, i_b, i_c, u_a, u_b, u_c, \gamma, i_f, u_f$	$r, r_f, r_D, r_Q, L_d, L_q, L_F, L_D, L_Q, L_{ad}, L_{aq}$	В системах контроля, использующих полную расчетную модель сети

Выводы

На кафедре АЭЭС НГТУ разрабатывается автоматическая система управления, позволяющая осуществлять управление режимом электрической распределительной сети с объектами малой синхронной генерации. Система предусматривает работу данной сети, как в островном, так и в режиме параллельной работы с крупной централизованной ЭС. Особенность состоит в реализации автоматического децентрализованного управления режимом распределительной сети без вмешательства в управление со стороны диспетчера централизованной ЭС.

Существующие технологии обеспечения статической устойчивости параллельной работы синхронных машин основаны на расчётах пределов по моделям, учитывающим топологию сети и параметры входящих в нее элементов. Их использование применительно к сетям с распределённой малой генерацией затруднено в силу структурной и параметрической ненаблюдаемости сети, поэтому необходимы способы управления и методы идентификации параметров, работающие в таких условиях.

Технология контроля устойчивости режимов, основанная на методе контроля запасов статической устойчивости синхронных машин, включённых в электрическую сеть, по данным векторных измерений в узлах генерации сети является одной из критических для режимной и противоаварийной автоматик электрических сетей с распределенной малой генерацией. Для функционирования данных автоматик необходимо решать задачу идентификации параметров СМ в технологических процессах и модификации способов осуществления технологических операций

Главным преимуществом разработанных методов является возможность их применения в эксплуатационных режимах.

Каждый из предлагаемых методов имеет различные требования по необходимому количеству измеряемых сигналов (токов, напряжений, мощностей, угла ротора), поэтому выбор метода основывается на возможностях системы измерений, установленной на машине.

Чтобы компенсировать недостаток измеряемых сигналов, для двух методов разработаны способы управления включением генератора в сеть, которые создают благоприятные условия для идентификации параметров, а также алгоритмы этих способов для интеграции в систему управления.

4 ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ НА ЦИФРОВОЙ И ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛЯХ

4.1 Физическое и цифровое моделирование синхронной машины, работающей в электрической сети

Для исследований разработанных способов управления режимом СМ, создающих благоприятные условия для параметрической идентификации, а также методов параметрической идентификации были созданы и использованы физическая и математическая модели объекта.

4.1.1 Описание электродинамической модели кафедры автоматизированных электроэнергетических систем

Электродинамическая модель (ЭДМ) энергосистемы представляет собой совокупность специального оборудования, имитирующего работу основных элементов электрической системы и предназначенного для физического моделирования ЭЭС. За исключением паровых, гидравлических турбин и воздушных линий электропередачи все остальные элементы энергосистемы представлены на ЭДМ масштабными физическими моделями. Параметры и конструкция силовых элементов ЭДМ подобраны таким образом, чтобы по возможности максимально удовлетворить критериям подобия при моделировании, прежде всего, переходных электромеханических процессов в энергосистемах.

На ЭДМ моделируются режимы и аварийные ситуации в энергосистемах различного состава и конфигурации в реальном времени с выдачей “живых” режимных параметров на испытуемые образцы в том масштабе, который практикуется в энергосистемах. Это позволяет обеспечивать нормальные условия

испытаний, то есть условия испытаний, установленные нормативно-технической документацией на испытуемый образец.

В состав модельного комплекса, кроме ЭДМ, входят измерительные приборы, средства контроля, управления, регистрации параметров режима модельной энергосистемы и их обработки.

В состав ЭДМ входят три основные группы оборудования:

- силовое и коммутационное оборудование,
- измерительные и регистрирующие приборы и аппараты,
- системы управления и автоматики.

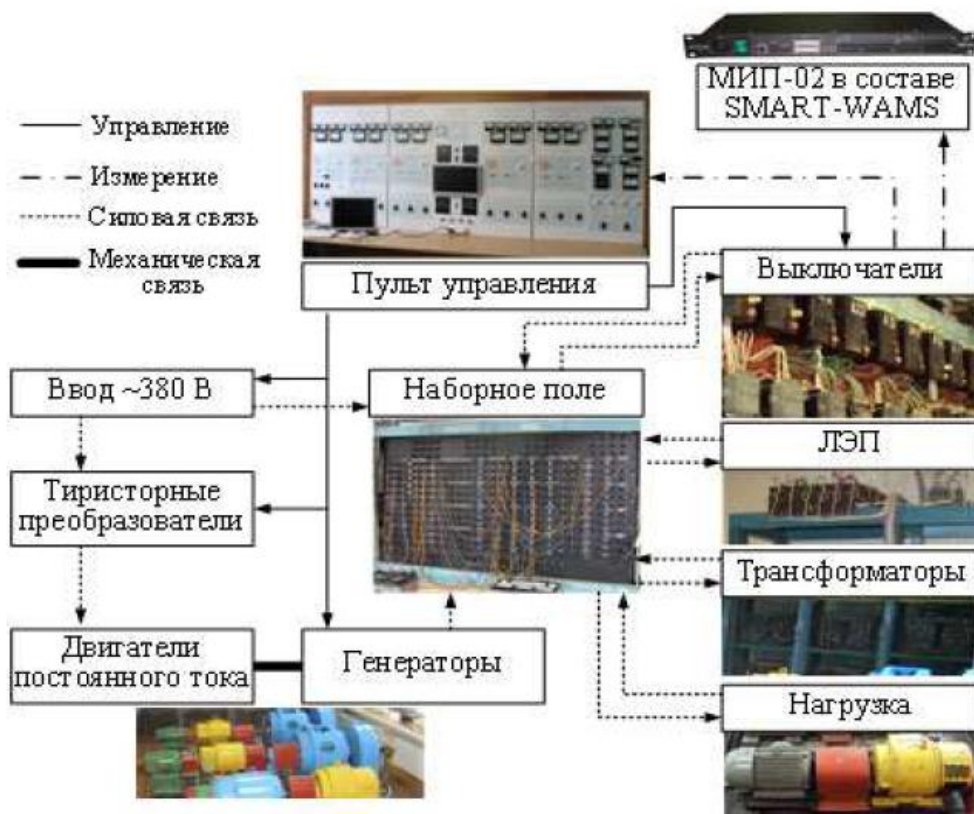


Рисунок 4.1 - Структурная схема ЭДМ

В состав ЭДМ входит, как специальное модельное оборудование, предназначенное для целей физического моделирования, так и серийное общепромышленного назначения.

- модельные синхронные машины (с первичными приводными двигателями постоянного тока) типа МТ-5-1500 с номинальной мощностью 5 кВА - 2 шт., МК-3-1500 с номинальной мощностью 3 кВА - 2 шт., сконструированные с учётом основных критериев подобия и предназначенные для целей физического моделирования. Каждый генератор МТ-5 укомплектован двумя сменными роторами - явнополюсным и неявнополюсным, а также специальными съёмными стальными дисками для изменения механической постоянной времени. Машины МК-3 конструктивно выполнены как синхронные компенсаторы,

- серийные синхронные генераторы общепромышленного назначения (с первичными, приводными двигателями постоянного тока) МСА 72/4А с номинальной мощностью 15 кВА - 1 шт. и ЕСС-52-4Щ с номинальной мощностью 6,23 кВА - 1 шт., используемые для целей физического моделирования.

- группы однофазных многообмоточных стержневых трансформаторов МТО-1,7 с воздушным охлаждением с номинальной мощностью 1,7 кВА в количестве 12 шт. специального исполнения, позволяющего моделировать трансформаторы с разными коэффициентами трансформации и различными сопротивлениями.

- трехфазные модели воздушных линий (ВЛ) электропередачи, собранные по П-образной схеме на общем для всех трёх фаз магнитопроводе. Номинальное напряжение модели ВЛ $U_n=420$ В, количество трёхфазных элементов модели ВЛ - 10 шт., каждый элемент моделирует 300 км натурной ВЛ, общая длина ВЛ, которую можно моделировать на ЭДМ - 3000 км.

- управляемые трехфазные реакторы с номинальной мощностью 5 кВАр, 2 кВАр и 1.5 кВАр.;

- модели нагрузки:

- статическая нагрузка (активная - 2*1.1 кВт; 3.9 кВт; 2*2.3 кВт; 1.2 кВт; 1.7 кВт и осветительная - 1,5 кВт);

- двигательная нагрузка (асинхронная-2,37кВт и синхронная-5 кВт).

- модели выключателей. В качестве них используются автоматы АП-5 и магнитные пускатели ПАЕ-312;
- щит набора схемы (наборное поле), на который выведены зажимы каждого силового элемента ЭДМ и на котором с помощью соединительных проводов собирается испытательная схема энергосистемы.
- шины бесконечной мощности (ШБМ), номинальное напряжение ШБМ $U_n=380$ В. Испытания на ЭДМ могут проводиться как с включением ШБМ в состав испытательной схемы, так и без ШБМ. В последнем случае есть возможность устанавливать режим и проводить испытания при вариациях частоты в энергосистеме.
- измерительные комплекты К50 и К505 со стрелочными приборами и классом точности 0,5.
- трансформаторы тока и напряжения с классом точности 0,2, привязанные к выключателям, которые могут быть присоединены к необходимой точке.
- Многоканальный осциллограф с режимом самописца QMBox для сбора данных.

Помимо имеющихся регистраторов мгновенных значений параметров моделируемого режима (мгновенных значений токов и напряжений), совместимых с ПК для просмотра, обработки и хранения информации (цифрового запоминающего осциллографа GDS-73154, цифрового аварийного осциллографа BEN 5500, систем сбора данных QMBox (модуль QMS10) и Agilent U2500A) ЭДМ была оснащена современной системой векторных измерений.

Система синхронизированных векторных измерений SMART-WAMS в составе ЭДМ представляет собой программно-аппаратный комплекс производства ЗАО «РТСофт» на базе многофункциональных измерительных преобразователей (МИП-02) и коммуникационного сервера, предназначенного для измерения, регистрации, архивирования, а также передачи в диспетчерский пункт временных последовательностей параметров электромеханических переходных режимов.

4.1.2 Цифровая модель

Цифровая модель создана в расширении Simulink программного-вычислительного комплекса MatLab, вид которой представлен на рисунке 4.2.

Силовая часть, состоит из последовательно соединённых блоков: явнополюсного генератора 20 МВА 13,8 кВ, моделируемого полными уравнениями Парка-Горева и уравнением движения ротора, выключателя, нагрузок 5 и 10 МВт, трансформатора, линии электропередачи и шин бесконечной мощности (ШБМ).

Параметры генератора – 13,8 кВ, 20 МВА, $r = 0,05$, $r_f = 5,79 \cdot 10^{-4}$, $r_D = 1,17 \cdot 10^{-2}$, $r_Q = 1,97 \cdot 10^{-2}$, $L_d = 0,835$, $L_q = 0,449$, $L_F = 0,927$, $L_D = 0,995$, $L_Q = 0,811$, $L_{ad} = 0,813$, $L_{aq} = 0,427$ (сопротивления и индуктивности даны в относительных номинальных единицах). За основу был взят модельный генератор МК-3 электродинамической модели с явнополюсным ротором и двумя парами полюсов (масштаб по мощности $20 \cdot 10^6 / 3 \cdot 10^3$, масштаб по напряжению $13,8 \cdot 10^3 / 230$).

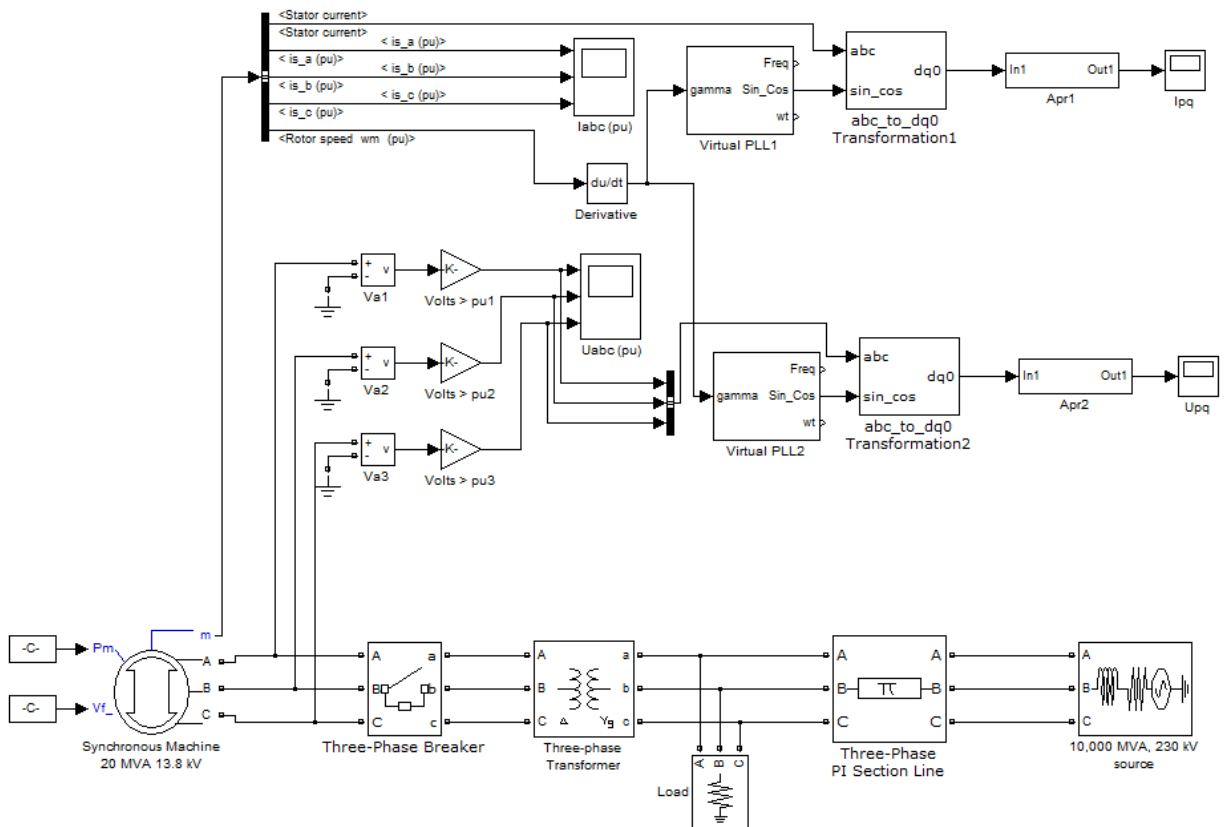


Рисунок 4.2 - Цифровая модель в Simulink Matlab

Измерительная часть представлена блоками, измеряющими и пишущими следующие параметры: ток возбуждения напряжение возбуждения, угол ротора, токи и напряжения на выводах синхронной машины во всех трёх фазах. Так же присутствуют блоки, преобразующие токи и напряжения из трёхфазной системы координат ABC в систему координат qd .

4.2 Исследование разработанных способов управления включением и методов параметрической идентификации синхронной машины

Цели исследований:

- подтверждение работоспособности разработанных способов управления и методов идентификации;
- подтверждение возможности их интеграции в систему контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределённой генерацией
- определение окон идентификации.

Критерием оценки получаемых результатов является:

- при физическом моделировании – допустимость рассогласований результатов при сравнении параметров машины, полученных путем идентификации с паспортными данными синхронного генератора;
- при цифровом моделировании - тождественность результатов при сравнении параметров машины, полученных в результате идентификации с параметрами исходной математической модели.

В качестве испытательной схемы для исследования, разработанных способов управления и методов идентификации при физическом и цифровом моделировании использовалась схема (рисунок 4.3). Данная схема состоит из синхронного генератора (Г), генераторного выключателя (В), повышающего трансформатора (Т), активной нагрузки (Н), линии электропередачи (Л) и системы (С), которая представляет собой шины бесконечной мощности. Параметры идентифицируемого генератора даны в таблице 4.1.

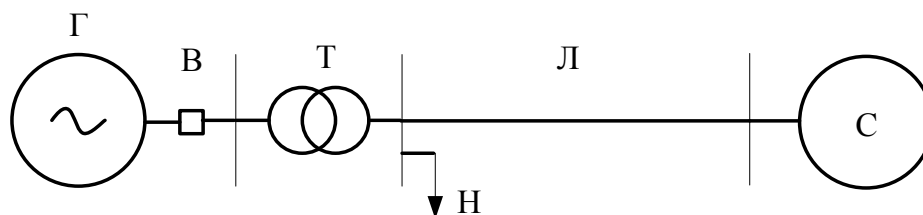


Рисунок 4.3 - Принципиальная схема физической и цифровой модели ЭС

Таблица 4.1 - Параметры генератора испытательной схемы физической модели МК-3

Обозначение параметра	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение параметра
S_N	Полная мощность	кВА	3
U_N	Номинальное напряжение	В	230
I_N	Номинальный ток	А	7,52
N	Номинальные обороты	Об/мин	1500
x_s	Сопротивление рассеяния статора	о. е.	
x_d	Синхронное индуктивное сопротивление по оси d	о. е.	1,242
x_q	Синхронное индуктивное сопротивление по оси q	о. е.	0,662
$x'd$	Переходное индуктивное сопротивление по оси d	о. е.	0,171
$x''d$	Сверхпереходное индуктивное сопротивление по оси d	о. е.	0,069
$x''q$	Сверхпереходное индуктивное сопротивление по оси q	о. е.	0,077

Выбор данной схемы сделан из следующих соображений. Используемые для идентификации математические модели синхронных машин на основе полных и упрощённых уравнений Парка–Горева представляют собой выражения, устанавливающие связь между токами, напряжениями и ЭДС через индуктивности и сопротивлениями, которые являются коэффициентами пропорциональности и параметрами математической модели. Данные параметры не зависят от характера переходного процесса и не зависят от влияния других элементов сети, например, других машин. Поэтому использование более сложных многомашинных испытательных схем усложнило бы только условия проведения

экспериментов на физической модели и процедуру формирования и верификации цифровой модели, но не повлияло бы на погрешность идентификации.

4.3 Исследование идентификации синхронного индуктивного сопротивления

Первой серией экспериментов на физической модели предусматривалось включение генератора на параллельную работу с шинами бесконечной мощности, в ходе которого производилась идентификация синхронного индуктивного сопротивления генератора. Принципиальная схема экспериментальной физической установки представлена на рисунке 4.3.

Для решения задачи идентификации производилось управление машины предложенным способом управления включением синхронной машины в электрическую сеть. Пример осциллограммы представлен на рисунке 4.4, где имеются следующие интервалы: пуск первичного двигателя синхронной машины (I), подача напряжения на обмотку возбуждения и выход на холостой ход (II), включение генератора на параллельную работу (III), два нагрузочных режима (IV-V), включение АРВ и выход на нормальный режим работы (VI).

Используя параметры установившихся режимов в выражении (3.4) определяются значения синхронного индуктивного сопротивления. Каждая из комбинаций использованных параметров даёт значения сопротивлений с определённой погрешностью.

Повышение достоверности идентифицируемых сопротивлений возможно путём использования избыточных измерений, создавая больше двух режимов перед вводом в работу АРВ (внутри «окна» идентификации) и/или используя ретроспективные данные. Избыточностью данных можно создать переопределённую систему уравнений (3.4) и найти усреднённое значение сопротивления.

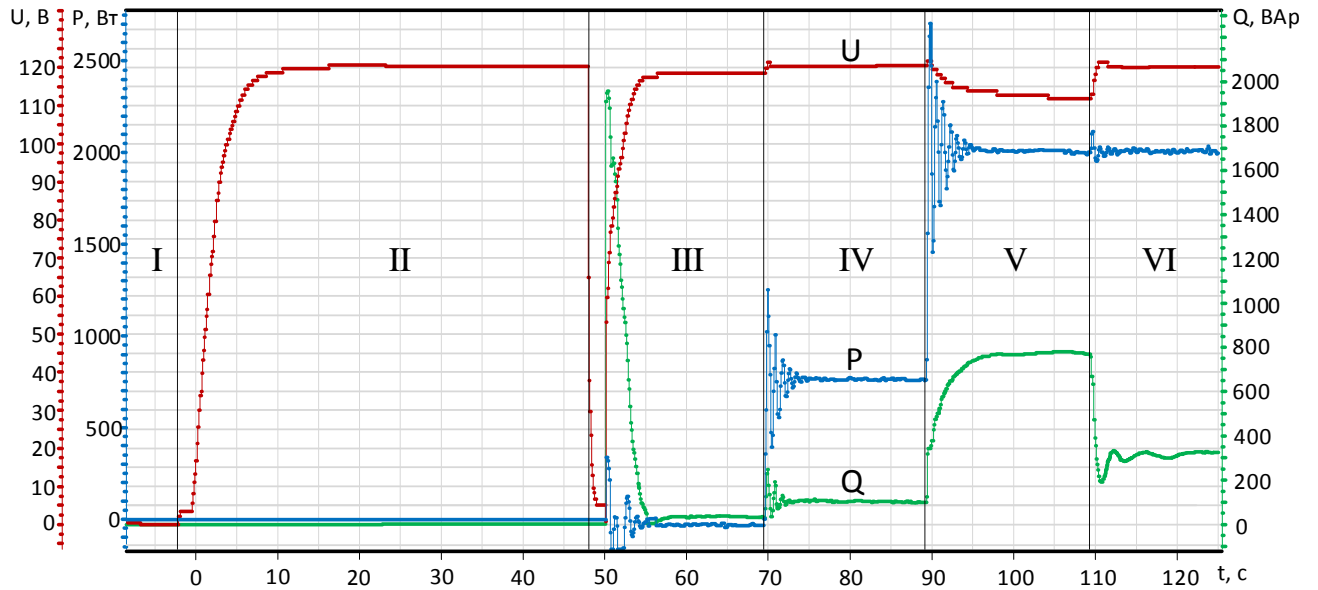


Рисунок. 4.4 - Осциллограммы режимных параметров: U, P, Q на шинах генератора

В таблице 4.2 приведены сопротивления x_d в именованных единицах, полученные по результатам трёх экспериментов. В каждом эксперименте создавалось четыре установившихся режима, так как для идентификации используется данные двух режимов получилось шесть комбинаций, полученных по шести выражениям вида (3.4). Каждая комбинация режимов обладает погрешностью. С целью её уменьшить была составлена переопределённая система из шести уравнений вида (3.4) и найдено усреднённое значение методом МНК, которое обладает меньшей погрешностью по сравнению с реальным значением.

Таблица 4.2 - Результаты идентификации x_d (Ом)

Эксперимент \ Режимы	Режимы						Среднее МНК
	1-2	1-3	1-4	2-3	2-4	3-4	
1	24,1	19,8	19,3	18,1	19	19,2	19,9
2	18,9	19,8	19,3	20,2	19,9	19,2	19,9
3	22,3	22,6	19,2	23,9	20,8	18,1	20,4

Окно идентификации при использовании данного метода определяется временем установления квазиустановившегося процесса.

4.4 Исследование идентификации параметров машины при включении в электрическую сеть

Вторая серия экспериментов на физической модели выполнялась для исследования модифицированного способа управления и метода параметрической идентификации синхронной машины по осциллограммам переходного процесса при включении в сеть. Проводилась серия включений генератора в сеть с записью следующих параметров: фазные токи и напряжения всех трёх фаз на выводах генератора и угол ротора генератора. Частота дискретизации осциллографа составляла 10 000 точек в секунду (двести точек за период промышленной частоты).

Переход от неподвижной трёхфазной системы координат abc , к вращающейся qd выполнен по выражениям (2.12). На рисунке 4.5 представлены осциллограммы токов и напряжений обмотки статора по продольной и поперечной осям при одном из экспериментов в относительных номинальных единицах. Декомпозиция токов и напряжений на сверхпереходную, переходную и постоянную составляющую проводилась по методике приведённой в третьей главе, сопротивления рассчитаны по (3.6), (3.7).

Синхронизация и включение в сеть проводились вручную при данном эксперименте, что обеспечивало вариативность ошибок в условиях синхронизации. Использовалось восьмисекундное окно идентификации (от начала переходного процесса до квазиустановившегося режима).

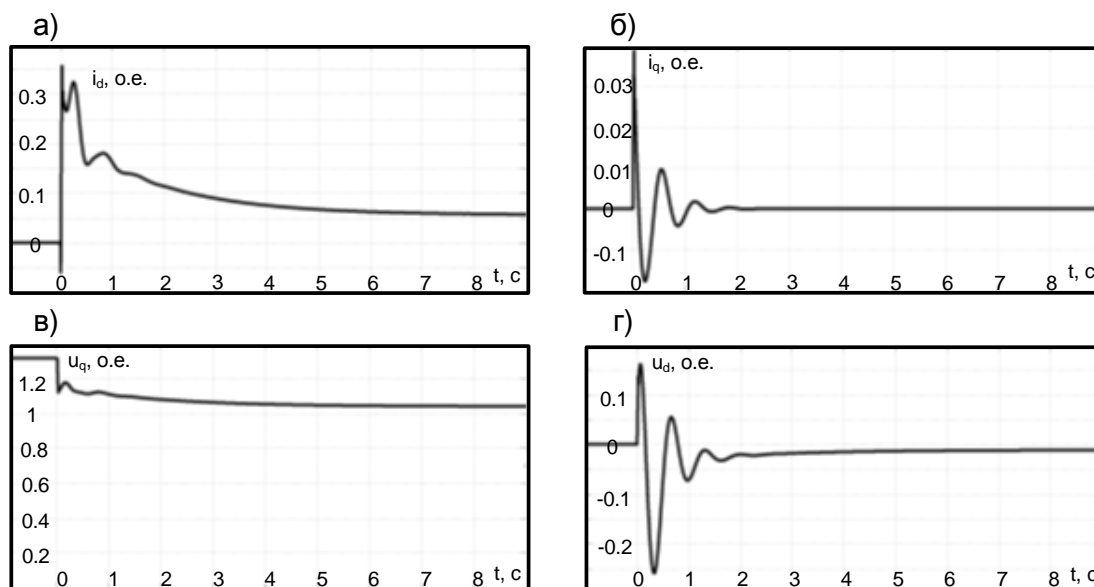


Рисунок. 4.5 - Осциллограммы переходного процесса в о. е. а) Ток I_d , б) Ток I_q , в) Напряжение U_q , г) Напряжение U_d , д) Ток возбуждения I_f .

Паспортные данные, а также результаты параметрической идентификации представлены в таблице 4.3 в относительных номинальных единицах.

Таблица 4.3 - Результаты идентификации параметров

Параметр	Паспортные данные	1 Опыт	2 Опыт	3 Опыт	4 Опыт	5 Опыт	Среднее по МНК
x_d	1,242	1,238	1,241	1,278	1,19	1,211	1,232
x'_d	0,171	0,164	0,177	0,196	0,157	0,17	0,172
x''_d	0,069	0,072	0,071	0,061	0,066	0,08	0,07
x_q	0,662	0,74	0,771	0,54	0,661	0,56	0,654
x''_q	0,077	0,057	0,064	0,066	0,086	0,072	0,069
r	0,05	0,061	0,051	0,045	0,049	0,058	0,053
T_{d0}	24,84	20,295	24,333	28,4	24,286	20,879	23,639
T'_d	3,265	2,689	3,471	4,356	3,204	2,931	3,33
T''_d	1,244	1,18	1,392	1,356	1,347	1,379	1,331
T_{q0}	13,24	12,131	15,118	12	13,49	9,655	12,749
T''_q	1,622	0,934	1,1255	1,467	1,755	1,241	1,33

Максимальная ширина окна идентификации ограничивается длительностью установления квазиустановившегося режима, а минимальная ограничена методикой определения составляющих тока и напряжения. В осциллограммах тока I_d и напряжения U_q периодическая составляющая мала, поэтому их декомпозиция показывает погрешность при определении составляющих более 10% только при используемом временном интервале в 1,5 секунды. В осциллограммах тока I_q и напряжения U_d колебательная составляющая значительна, так как в создаваемом режиме эти параметры на порядок меньше, чем, I_d и напряжения U_q . Данный факт при декомпозиции приводит к погрешности более 10% при 4,5 секундах и меньше.

4.5 Исследование идентификации параметров машины в возмущённых режимах при включении и параллельной работе синхронной машины с сетью

Третья серия экспериментов выполнялась на цифровой модели. При исследовании использовались три возмущающих воздействия: включение генератора в сеть методом точной синхронизации с ошибкой синхронизации по модулю напряжений в три процента между напряжениями по концам выключателя, удалённое трёхфазное короткое замыкание на шинах высокого напряжения трансформатора и отключение части нагрузки (5 % от номинальной мощности генератора). Частота дискретизации осциллографа составляла 10 000 точек в секунду (двести точек за период промышленной частоты).

В таблице 4.4 приведены относительные погрешности параметров машины по сравнению с исходными значениями при различной длительности записи осциллограмм для идентификации. Анализируя данные таблицы, можно сделать следующие выводы:

- погрешность идентификации и требуемая длительность регистрации зависят от вида и величины возмущения – лучшие результаты

достигнуты при коротком замыкании благодаря тому, что это возмущение было самым значительным;

- чем меньше окно идентификации – тем выше погрешность;
- наибольшей погрешностью идентификации обладают параметры r_f , r_D , r_Q , L_d , L_F , L_D , L_Q , L_{aq} , так как они зависят от коэффициентов a_2 , a_3 , a_9 уравнения (3.10), которые, в свою очередь, при решении переопределённой системы тоже получают с наибольшей погрешностью, потому что имеют самый меньший порядок ($10^{-5} \dots 10^{-6}$), по сравнению с остальными коэффициентами (на много порядков выше ($10^2 \dots 10^3$));
- окно идентификации в 0,05 секунд показывает погрешность некоторых параметров более чем 10%.

Таблица 4.4 - Погрешности определяемых параметров в зависимости от ширины окна (%)

Параметр	Включение в сеть			Отключение нагрузки			Короткое замыкание		
	0,05 с	0,1 с	3 с	0,05 с	0,1 с	3 с	0,05 с	0,1 с	3 с
r	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-7}
r_f	0,84	10^{-5}	10^{-5}	0,89	10^{-5}	10^{-5}	0,12	10^{-5}	10^{-5}
r_D	4,6	10^{-7}	10^{-7}	2,5	10^{-7}	10^{-7}	1,2	0,01	10^{-7}
r_Q	6,3	10^{-6}	10^{-6}	6,59	10^{-6}	10^{-6}	0,21	10^{-3}	10^{-6}
L_d	10^{-5}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}
L_q	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-7}
L_F	1,73	10^{-6}	10^{-6}	2,91	10^{-6}	10^{-6}	0,58	10^{-6}	10^{-6}
L_D	13,6	10^{-3}	10^{-3}	17,8	10^{-3}	10^{-3}	2,24	0,06	10^{-3}
L_Q	0,71	10^{-6}	10^{-6}	0,55	10^{-6}	10^{-6}	0,26	10^{-6}	10^{-6}
L_{ad}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}	10^{-3}	10^{-7}	10^{-7}
L_{aq}	1,35	10^{-7}	10^{-7}	1,09	10^{-7}	10^{-7}	10^{-4}	10^{-7}	10^{-7}

Очевидно, что при идентификации параметров синхронных машин в реальных условиях длительность записи осциллограмм может значительно увеличиться в зависимости от точности измерительных приборов, наличия несинусоидальности и несимметрии, при этом длительность ограничивается пределами переходного процесса с модуляцией частот системной и вращения

ротора синхронной машины. Влияния несимметрии можно учесть, дополнительно вводя в систему третье уравнение системы (2.14).

Выводы

Для подтверждения работоспособности разработанных способов управления и методов параметрической идентификации были проведены исследования на электродинамической модели кафедры АЭЭС НГТУ и на цифровой модели созданной в Simulink MatLab.

Результаты исследований подтвердили работоспособность разработанных способов управления включением СМ в электрическую сеть, методов параметрической идентификации и возможность их интеграции в систему контроля режимов электрических сетей с распределённой генерацией.

Определены окна идентификации для каждой совокупности методов и способов. При проведении разовой идентификации параметры машины будут определены с погрешностью, поэтому рекомендуется проводить процедуру идентификации при каждом включении в сеть, что позволит накопить ретроспективные данные, по которым можно определить усреднённые и более точные значения параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе разработаны новые методы идентификации параметров синхронных машин и способы управления включением их в сеть, обеспечивающие благоприятные условия для идентификации.

Методы идентификации и способы управления исследованы на возможность интеграции их в автоматическую систему управления режимами распределительной сети с малой генерацией.

Основными результатами диссертационной работы являются:

1. Метод определения составляющих переходного процесса из осциллограмм при резком изменении режимных параметров.
2. Способы управления включением синхронной машины в электрическую сеть и методы параметрической идентификации синхронных машин для нормальных эксплуатационных условий.
3. Результаты исследования разработанных способов управления включением синхронной машины в электрическую сеть и методов параметрической идентификации.
4. Рекомендации по повышению достоверности параметрической идентификации СМ.
5. Интеграция разработанных способов управления включением синхронной машины в электрическую сеть в систему управления режимом параллельной работы малой генерации с сетью.

Список сокращений

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения

АРВ ПД – автоматический регулятор возбуждения пропорционального действия

АРВ СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия

АЭС – атомная электростанция

АЭЭС – автоматизированные электроэнергетические системы

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЛ – воздушная линия

ГПУ – газопоршневая установка

ГТУ – газотурбинная установка

ЕЭС – единая энергосистема

КЗ - короткое замыкание

КПД – коэффициент полезного действия

КЭС – конденсационная электростанция

ЛЭП – линия электропередачи

МГ – малая генерация

МНК – метод наименьших квадратов

РГ – распределённая генерация

РЗаА – релейная защита и автоматика

СВИ – синхронизированные векторные измерения

СГ – синхронный генератор

СМ –синхронная машина

СМНР – система мониторинга переходных процессов

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УВ – управляющее воздействие

Х Х – холостой ход

ЦСПА - централизованная система противоаварийного

ШБМ – шины бесконечной мощности

ЭС – электрическая сеть

ЭЭС – электроэнергетическая система

ЭДМ – электродинамическая модель

ЭДС – электродвижущая сила

CPMC - central phasor measurement concentrator

FACTS – flexible alternative current transmission systems

PMC - phasor measurement concentrator

PMT - phasor measurement transducer

PMU – phasor measurement unit

WAMS – wide area measurement system

Список условных обозначений

d – продольная ось синхронной машины

E_z – ЭДС генератора

e_a – мгновенное значение ЭДС фазы a

e_b – мгновенное значение ЭДС фазы b

e_c – мгновенное значение ЭДС фазы c

E_d – ЭДС синхронной машины по продольной оси d

E''_d – сверхпереходная ЭДС синхронной машины по продольной оси d

E_Q – ЭДС генератора за сопротивлением x_q

E_q – ЭДС синхронной машины по поперечной оси q

E'_q – переходная ЭДС синхронной машины по поперечной оси q

E''_q – сверхпереходная ЭДС синхронной машины по поперечной оси q

I – действующее значение тока статора

I_0 – ток статора нулевой последовательности

i_a – мгновенное значение тока фазы a

i_b – мгновенное значение тока фазы b

i_c – мгновенное значение тока фазы c

i_D – ток в продольном эквивалентном демпферном контуре по оси d

i_d – продольная составляющая тока статора по оси d

i_f – ток в обмотке возбуждения

i_Q – ток в поперечном эквивалентном демпферном контуре по оси q

i_q – поперечная составляющая тока статора по оси q

i_α – ток статора по оси α

i_β – ток статора по оси β

L_{AA} – индуктивность обмотки статора a

L_{AB} – взаимная индуктивность обмоток статора a и b

L_{AC} – взаимная индуктивность обмоток статора a и c

L_{AD} – взаимная индуктивность обмотки статора a и продольного демпферного контура

L_{ad} – взаимная индуктивность по продольной оси d

L_{Af} – взаимная индуктивность обмотки статора a и обмотки возбуждения

L_{AQ} – взаимная индуктивность обмотки статора a и поперечного демпферного контура

L_{aq} – взаимная индуктивность поперечной оси q

L_{BA} – взаимная индуктивность обмоток статора b и a

L_{BB} – индуктивность обмотки статора b

L_{BC} – взаимная индуктивность обмоток статора b и c

L_{BD} – взаимная индуктивность обмотки статора b и продольного демпферного контура

L_{Bf} – взаимная индуктивность обмотки статора b и обмотки возбуждения

L_{BQ} – взаимная индуктивность обмотки статора b и поперечного демпферного контура

L_{CA} – взаимная индуктивность обмоток статора c и a

L_{CB} – взаимная индуктивность обмоток статора c и b

L_{CC} – индуктивность обмотки статора c

L_{CD} – взаимная индуктивность обмотки статора c и продольного демпферного контура

L_{Cf} – взаимная индуктивность обмотки статора c и обмотки возбуждения

L_{CQ} – взаимная индуктивность обмотки статора c и поперечного демпферного контура

L_D – индуктивность демпферного контура по продольной оси d

L_d – индуктивность обмотки статора по продольной оси d

L_{DA} – взаимная индуктивность продольного демпферного контура и обмотки статора a

L_{DB} – взаимная индуктивность продольного демпферного контура и обмотки статора b

L_{DC} - взаимная индуктивность продольного демпферного контура и обмотки статора c

L_{DD} –индуктивность продольного демпферного контура

L_{Df} – взаимная индуктивность продольного демпферного контура и обмотки возбуждения

L_{DQ} – взаимная индуктивность продольного и поперечного демпферных контуров

L_F – индуктивность обмотки возбуждения

L_{fA} – взаимная индуктивность обмоток возбуждения и статора a

L_{fB} – взаимная индуктивность обмоток возбуждения и статора b

L_{fC} – взаимная индуктивность обмоток возбуждения и статора c

L_{fD} – взаимная индуктивность обмотки возбуждения и продольного демпферного контура

L_{ff} –индуктивность обмотки возбуждения

L_{fQ} – взаимная индуктивность обмотки возбуждения и поперечного демпферного контура

L_Q – индуктивность демпферного контура по поперечной оси q

L_q – индуктивность обмотки статора по поперечной оси q

L_{QA} – взаимная индуктивность поперечного демпферного контура и обмотки статора a

L_{QB} – взаимная индуктивность поперечного демпферного контура и обмотки статора b

L_{QC} – взаимная индуктивность поперечного демпферного контура и обмотки статора c

L_{QD} – взаимная индуктивность поперечного и продольного демпферных контуров

L_{Qf} – взаимная индуктивность поперечного демпферного контура и обмотки возбуждения

L_{QQ} –индуктивность поперечного демпферного контура

P – активная мощность

Q – реактивная мощность

q – поперечная ось синхронной машины

r – активное сопротивление фазы статора

r_D – активное сопротивление демпферного контура по продольной оси d

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения

r_Q – активное сопротивление демпферного контура по поперечной оси q

U – действующее значение напряжения статора

U_0 – напряжение статора нулевой последовательности

u_a – мгновенное значение напряжения фазы a

u_b – мгновенное значение напряжения фазы b

u_c – мгновенное значение напряжения фазы c

u_d – продольная составляющая напряжения статора по оси d

u_f – напряжение обмотки возбуждения

u_q – поперечная составляющая напряжения статора по оси q

x_2 – индуктивное сопротивление генератора

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси

x'_d – переходное индуктивное сопротивление по продольной оси

x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси

x_q – синхронное индуктивное сопротивление генератора по поперечной оси

x''_q – сверхпереходное индуктивное сопротивление по поперечной оси

γ – угол ротора между осью a и осью d синхронной машины

γ_0 – начальный угол между осью a и осью d

δ – угол ротора между ЭДС E_q и напряжением U синхронной машины

μ – магнитная проницаемость

Φ_{ad} – поток реакции статора по продольной оси

Φ_{aq} – поток реакции статора по поперечной оси

$\Phi_{D\sigma}$ – поток рассеяния продольного демпферного контура

$\Phi_{f\sigma}$ – поток рассеяния обмотки возбуждения

$\Phi_{Q\sigma}$ – поток рассеяния поперечного демпферного контура

Ψ_A – потокосцепление обмотки статора a

Ψ_B – потокосцепление обмотки статора b

Ψ_C – потокосцепление обмотки статора c

Ψ_D – потокосцепление демпферного контура по продольной оси d

Ψ_d – потокосцепление обмотки статора по продольной оси d

Ψ_f – потокосцепление обмотки возбуждения

Ψ_Q – потокосцепление демпферного контура по поперечной оси q

Ψ_q – потокосцепление обмотки статора по поперечной оси q

Ψ_0 – потокосцепление нулевой последовательности

ω – угловая скорость вращения ротора машины

Список терминов

Идентификация (от лат. *identifico* - отождествлять) – это определение структуры моделей и их параметров путём анализа входных и выходных данных, полученных в результате подачи на объект возмущающих воздействий.

Модель (от лат. *modulus* – «мера, аналог, образец») – это упрощённое отображение действительности, предназначенное для формального и содержательного описания явлений, процессов или устройств.

Моделирование - процесс построения и исследования моделей.

Окно идентификации – временной интервал необходимый для успешной идентификации.

Распределенная малая генерация – источники электроэнергии ограниченной мощности (от нескольких кВт до 25 МВт), подключенные к шинам распределительной подстанции, в том числе на стороне нагрузки, и оснащенные автоматикой для обеспечения синхронной работы с энергосистемой, отключения от энергосистемы и поддержания автономной работы.

Smart Grid - концепция интеллектуальной электроэнергетической системы, которая базируется на внедрении инновационных технологий и решений.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (Дата обращения: 26.03.2018 г.).
2. Национальная технологическая инициатива: Программа мер по формированию принципиально новых рынков и созданию условий для глобального технологического лидерства России к 2035 году. [Электронный ресурс]: 2016 г. – Режим доступа: <https://asi.ru/nti/> свободный (Дата обращения: 26.02.2018 г.).
3. Баринов, В. А. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / В. А. Баринов // Анализ и прогнозы. – 2010. - №3 (322). - С. 13-20.
4. Постановление правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 328 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение её конкурентоспособности» [Электронный ресурс]: 2014 г. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201404240003> свободный (Дата обращения: 26.02.2018 г.).
5. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков // Энергоэксперт. – 2010. – №2. – С. 52-58.
6. Воропай, Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. - № 3 (20). – С.11-16.
7. Воропай, Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай // Международная научно-практическая конференция «Малая энергетика-2005»: сб. докладов. 2005. - С. 30.- 42.
8. Совалов, С. А. Режимы Единой энергосистемы / С. А.Совалов. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.

9. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети. / В. И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
10. Современная электроэнергетика / под ред.: А. П. Бурмана, В. А. Строева. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. — 454 с., ил.
11. Овчаренко, Н. И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем / Н. И. Овчаренко – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
12. Барзам, А. Б. Аварийные режимы энергетических систем и их диспетчерская ликвидация / А. Б. Барзам. – М.: Энергия, 1970. – 184 с.
13. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 №854 по состоянию на 1 янв.2015] [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg854-271204.pdf>
14. ГОСТ Р 55438-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. релейная защита и автоматика. взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования. Введ. 2014-04-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
15. Кошечев, Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах / Л. А. Кошечев. – Производ. изд-во. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 145 с.
16. Вторушин, А. С. Оценивание состояния энергосистем в задачах противоаварийной автоматики / А. С. Вторушин, О. М. Грунин, А. Э. Петров // Изв. НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – №1. – С. 99–104.
17. Гайдамакин, Ф. Н. Аппаратные и программные средства комплекса ЦСПА ОЭС Востока / Ф. Н. Гайдамакин, С. И. Демидов // Изв. НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – №1. – С. 69–78.
18. Воропай, Н. И. Энергопрогноз. Учёные не знают, какой будет энергетика будущего [Электронный ресурс] / Н. И. Воропай. // Общественно-

политическая и деловая газета «Восточно-Сибирская Правда». - Режим доступа: <http://www.vsp.ru/social/2007/02/24/419964> свободный (Дата обращения: 10.09.2016 г.).

19. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Воропай Н.И. // Малая энергетика: труды Международной научно-практической конференции. – Москва. - 2005. – С. 9-11.

20. Фишов, А.Г. Интеллектуальная электрическая сеть – революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем А.Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. докл. III междунар. науч.-практ. конф., Екатеринбург, 22–26 октября 2012 г. – Екатеринбург, 2012. - С.91-97.

21. Фишов, А. Г. Развитие региональных энергосистем в современных условиях / А. Г. Фишов, Р. С. Калюжный // Вестник Алматинского университета энергетики и связи.-2012 -№3(18).- С.11-19.

22. Шевцов, А.Н. Агентно-ориентированные системы от формальных моделей к промышленным приложениям. Вологодский государственный технический университет. / Шевцов А.Н. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.ict.edu.ru/ft/005656/62333e1-st20.pdf>. свободный (Дата обращения: 11.05.2018 г.).

23. Фишов, А. Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями / С. Т. Исмоилов, С. С. Труфакин, А. Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.- практ. конф. – Екатеринбург: Изд- во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г. - С. 99-100.

24. Мукатов, Б. Б. Управление разделением и восстановлением сети с использованием экспертных технологий: дис. канд.техн.наук: 05.14.02/ Мукатов Бекжан Батырович. – Новосибирск: НГТУ, 2016 – 178 с.

25. Гроп, Д. Методы идентификации систем: перевод с английского Васильев В.А., Лопатина В.И., под ред. Кринецкого Е.И. – М.: МИР, 1979 – 302 с.

26. А. Н. Дилигенская. Идентификация объектов управления. – Самара: СГТУ, 2009. – 36 с.
27. Райбман, Н. С. Что такое идентификация? - М.: Наука, 1970.- 118 с.
28. Андреев, Михаил Владимирович. Повышение эффективности настройки цифровых устройств релейной защиты за счет использования их математических моделей [Электронный ресурс] = Increase efficiency of digital settings relay protection devices for use account their mathematical models / М. В. Андреев // Автоматизация и IT в энергетике. — 2017. — № 2 (91). — [С. 38-45]. — Заглавие с экрана. — Доступ по договору с организацией-держателем ресурса. Режим доступа: <http://elibrary.ru/item.asp?id=28838579>
29. Гольдштейн, Е.И., Бацева Н.Л., Джумик Д.В., Усов Ю.П. Диагностирование электротехнических цепей. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 152 с.
30. Мурзин, П.В., Суворов А.А. Алгоритмы формирования параметров электрического режима в адаптивной модели ВЛ // Вестник УГТУ-УПИ. Энергосистема: управление, качество, конкуренция: Сб. докл. II Всеросс. научно-техн. конф. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004. № 12. С. 424–428.
31. Гольдштейн, Е.И., Абрамочкина Л.В. Идентификация электромагнитных параметров элементов электрических сетей с использованием регистраторов электрических процессов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 44 с.
32. Алюнов, А.Н. Идентификация параметров схем замещения электрических систем по данным регистраторов аварийных процессов: Автореф. дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2004. – 153 с.
33. Поляхов, Н. Д. Метод определения внешнего индуктивного сопротивления синхронного генератора как обобщённого параметра, характеризующего состояние энергосистемы/ Поляхов Н. Д., Приходько И. А., Рубцов И. А. // Современные проблемы науки и образования. – 2012. № 5. - 8 с.
34. Аюев, Б.И. О системе мониторинга переходных режимов / Б.И. Аюев // Энергорынок. – 2006. – №2

35. Avila-Rosales, R., Giri, J. Wide-area monitoring and control for power system grid security / R. Avila-Rosales // Session 9, Paper 3, 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
36. Ayuev, B., Kulikov, Y. Wide Area Monitoring System of IPS/UPS: application for digital model validation / B. Ayuev // Third International Conference on Critical Infrastructures (Alexandria, VA, USA, 25-28 September 2006).
37. Bruno, S., De Benedictis, M., La Scala, M., Bose, A. A Dynamic Optimization Approach for Wide-Area Control of Transient Phenomena / S. Bruno // CIGRE 2004. – C2-208.
38. Johnson, A., Tucker, R., Tran, T., Paserba, J., Sallivan, D., Anderson, C., Whitehead, D. Static Var Compensation Controlled via Synchrophasors / A. Johnson // 2007.
39. Rice, M., Heydt, G. Phasor Measurement Unit Data in Power System State Estimation / M. Rice // PSerc Intermediate Project Report for «Enhanced State Estimators», April, 2005.
40. Phadke, A. Synchronized Phasor Measurements / A. Phadke // Measurement techniques, Applications, and Standards. Proceedings of international scientific conference «Monitoring of Power System Dynamic Performance», CIGRE, Moscow, April 25-27, 2006.
41. Бердин, А. С. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений / А. С. Бердин, А. С. Герасимов, Ю. П. Захаров, П. Ю. Коваленко, А. Н. Мойсейченков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергия». – 2013. – Том 13, № 2. – С.62-68.
42. Иванов-Смоленский, А. В. Электрические машины: учебник для вузов. Том 2 – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 532 с.
43. Иванов-Смоленский, А. В. Электрические машины: учебник для вузов. Том 1 – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 652 с.
44. Жерве, Г. К. Промышленные испытания электрических машин. – 4-е изд., сокр. и перераб. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1984. -408 с.

45. Гольдберг, О. Д. Испытания электрических машин. – 2-е изд., сокр. и перераб. – М.: Высшая школа., 2000. – 255 с.
46. ГОСТ 10169-77 Государственный стандарт Союза ССР машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний. Введ. 2012-23-11. – М.: Стандартиформ, 2014. – 83 с.
47. ГОСТ Р МЭК 60034-4-2012 Машины электрические вращающиеся. Часть 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин. Введ. 1977-28-01. – М.: Издательство стандартов, 1984. – 77 с.
48. Казовский, Е. А. Переходные процессы в электрических машинах переменного тока. – Л.: Издательство академии наук СССР., 1962. – 624 с.
49. Кибартас, В.В., Кибартене Ю.В. Метод идентификации параметров обмоток синхронных электродвигателей различных конструктивных особенностей. Вестник Павлодарского университета. X 1 2004 г. Павлодар, издательство Павлодарского университета, 2004. С. 163-168.
50. Soliman, M., Identification of Heffron-Philips model parameters for synchronous generators operating in closed loop / Soliman M., Westwick D., Malik O. P.// IET Generation, Transmission & Distribution. – 2008. – Vol. 2, No. 4. - P. 530-541.
51. Hasni M., Modelling and Parameter identification of synchronous machine by PWM excitation signals / Hasni M., Touhani O., Ibtouen R., Fadel M., Caux S. // International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. 2010. - P. 442-447.
52. Шулаков, Н. В. Новые подходы к получению исходной информации и методам идентификации переходных процессов мощных синхронных машин / Шулаков Н. В., Судаков А. И., Чабанов Е. А.// Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2013. № 8. С. 114-127.
53. Макаров, В. Г., Яковлев Ю. А. Анализ состояния и перспективы развития работ по идентификации параметров электрических машин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. № 1. С. 134-144.

54. Hasni M., Estimation of synchronous machine parameters by standstill tests /Touhani O, Ibtouen R., Fadel M., Caux S. // Mathematics and Computers in Simulation. – 2010. – Vol. 81, No. 2. - P. 277-289.
55. Hasni M., Parameter identification of synchronous machine by DC chopper excitation signals / Hasni M., Touhani O., Ibtouen R., Fadel M., Caux S. // International conference: Electrical and Electronics Engineering 5-8 Nov. 2009. - P. 211-215.
56. Karrari, M., Malik, O. P., Identification of physical parameters of a synchronous generator from online measurements // IEEE transactions on energy conversion. 2004. – Vol. 19, No. 2. - P. 407-415.
57. Junli Zhang., Identification of physical parameters of a synchronous generator from online measurements / Junli Zhang, Ancheng Xue, Tianshu Bi, Zhengfeng Wang, Wei Tang // Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific.
58. Junli Zhang, On-line Synchronous Generator parameters Identification with Dynamic PMU data / Junli Zhang, Ancheng Xue, Tianshu Bi, Zhengfeng Wang, Wei Tang Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific. 2012.
59. H. Bora Karayaka. Identification of armature, field and saturated parameters of large steam turbine-generator from operating data / H. Bora Karayaka, Ali Keyhani, Baj L. Agrawal, Douglas A. Selin, Gerafld Thomas Heydt // IEEE transactions on energy conversion. – 2000. – Vol. 15, No. 2. - P. 181-187.
60. Кибартене, Ю.В. Синхронный электродвигатель с неподвижным ротором как объект идентификации / Ю.В. Кибартене // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009.– Т. 315. – № 4. –с. 82-84.
61. Elias Kyriakides. Innovate concepts for on-line synchronous generator parameter estimation: Dissertation for the Degree Doctor of Philosophy – Arizona: Arizona State University, 2003 – P. 275.
62. Zhengming Zhao, A Dynamic On-Line Parameter Identification and Full-scale System Experimental Verification for Large Synchronous Machines / Zhengming

Zhao, Fungshi Zheng, Jide Gao, Longya Xu // IEEE Transactions on Energy Conversion. 1995. – Vol. 10, No. 3. - P. 392-398.

63. Bander Mogharbel, Least squares estimation-based synchronous generator parameter estimation using PMU data/ Bander Mogharbel, Lingling Fan, Zhixin Miao // Power & Energy Society General Meeting. Denver, USA.

64. Чершова, В. О. Контроль устойчивости узлов двигательной нагрузки электрических сетей в режиме реального времени: дис. канд.техн.наук: 05.14.02/ Чершова Валерия Олеговна. – Новосибирск: НГТУ, 2016 – 136 с.

65. Adina Tumageanian, Maximum Likelihood Estimation of Synchronous Machine Parameters from Flux Decay Data/ Adina Tumageanian, Ali Keyhani, Seung-Ill Moon, Thomas I. Leksan, Longya Xu // IEEE transactions on industry applications. 1994. – Vol. 30, No. 2. - P. 433-439.

66. Verbeeck Jef., Identification of Synchronous Machine Parameters Using a Multiple Input Multiple Output Approach/ Verbeeck Jef., Pintelon Rik, Lataire Philippe // IEEE Transactions on Energy Conversion. 1999. – Vol. 14, No. 4. - P. 909-917.

67. Sun, L., Parameter identification of synchronous generator by using ant colony optimization algorithm / Lixia Sun, Ping Qu, Qixin Huang, Ping Ju // Second IEEE conference on industrial electronics and applications. Harbin, China. 2007. - P. 2834-2838.

68. Chaoxian, H., Identification of Synchronous Generator Parameters Based on 3-Phase Sudden Short-Circuit Current / Chaoxian Han, Xinzhen Wu, Ping Ma // Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference. Weihai, Shandong, China. 2010. - P. 959-962.

69. Hutchison, G., Parameter Estimation of Synchronous Machines Using Particle Swarm Optimization / Graeme Hutchison, Bashar Zahawi, Damian Giaouris, Keith Harmer, Bruce Stedall // Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference. Singapore. 2011. - P. 348-351.

70. Демирчан, К. С. Теоретические основы электротехники. В 3-х т. Учебник для вузов. Том 1. – Демирчан К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л. – СПб.: Питер, 2003. – 463 с.

71. Вольдек, А. И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 3-е изд., перераб.- Л.: Энергия, 1978. - 832 с.
72. Park, R. H. Two Reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis-Part I / Transactions of the American Institute of Electrical Engineers // 1929. – Vol. 48, No. 3. - P. 716-727.
73. Горев, А. А. Переходные процессы синхронной машины. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1950. – 553 с.
74. Мелешкин, Г. А., Меркурьев, Г. В. Устойчивость энергосистем. Теория: Монография. - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 350с.
75. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. М.: Энергия 1970. – 529 с.
76. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. - М.: Высш. шк., 1970. - 472 с.
77. Веников, В. А. Электрические системы. Т 2 Электрические сети / В. А. Веников [и д. р.] – М.: Высшая школа, 1971. – 440 с.
78. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
79. Патент Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А. Г. Фишов. Опубл. в Б.И. 2013 № 33 (приоритет от 02.12.2011)
80. Шиллер, М. А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределённой генерацией: дис. канд.техн.наук: 05.14.02/ Шиллер Мария Александровна. – Новосибирск: НГТУ, 2015 – 156 с.
81. Дехтерев, А.И. Идентификация модели и контроль устойчивости ЭЭС по данным синхронизированных измерений: дис. канд.техн.наук: 05.14.02/ Дехтерев Антон Иванович. – Новосибирск: НГТУ, 2011 – 197 с.

82. Тутундаева, Д.В. Мониторинг допустимости послеаварийных режимов электроэнергетических систем: дис. канд.техн.наук: 05.14.02/ Тутундаева Дарья Викторовна. – Новосибирск: НГТУ, 2011 – 209 с.

83. Патент 2572108 Российская Федерация, МПК H02P 9/10, H02P 9/14. Способ управления режимом синхронной машины, включённой в электрическую сеть / Фишов А. Г., Фролов М. Ю.; правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет». - № 2014123932/07; заявл.10.06.2014; опубл. 27.12.2015, Бюл. №36. – 6 с.

84. Фролов, М. Ю. Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах / М. Ю. Фролов, А. Г. Фишов // Электротехника. Энергетика. Машиностроение.: сб. науч. тр.: в 3 ч., Новосибирск, 2–6 дек. 2014 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 2. – С. 113-116. - 70 экз. - ISBN 978-5-7782-2545-9.

85. Фролов, М. Ю. Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах/ М. Ю. Фролов; науч. рук. А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. : в 11 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2014 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 5. – С. 103-107. – 85 экз. - ISBN 978-5-7782-2555-8.

86. Мышлянников, Д. А. Идентификация узловых параметров для задач управления режимами электрической сети / Д. А. Мышлянников, А. Г. Фишов, М. Ю. Фролов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. 5 междунар. науч.-техн. конф., Сочи, 1–5 июня 2015 г. - Сочи, 2015.

87. Frolov, M. Y. Electric parameters identification of synchronous generator connecting to the grid / M. Y. Frolov, A. G. Fishov // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Russia, Novosibirsk, 1 June – 3 June 2016. – Ulsan, 2016. - Vol.2. - P. 243-246. - ISBN 978-1-5090-0855-1/16.

88. Фролов, М. Ю. Идентификация электрических параметров синхронного генератора при включении в распределительную сеть = Identification

of Synchronous Generator Electric Parameters Connected to the Distribution Grid / М. Ю. Фролов, А. Г. Фишов // Проблемы региональной энергетики = Problems of regional energy. - 2017. - № 1 (33). - С. 32 -39.

89. Frolov, M. Y. Electric parameters identification of synchronous generator connecting to the distribution grid / M. Y. Frolov, A. G. Fishov // 12 International forum on strategic technology (IFOST 2017): proc., Korea, Ulsan, 31 May – 2 June 2017. – Ulsan, 2017. - Vol.1. - P. 261-264. - ISBN 978-1-5090-5703-0.

90. Фролов, М. Ю. Идентификация электрических параметров синхронного генератора при включении в распределительную сеть в онлайн-режиме [Электронный ресурс] / М. Ю. Фролов, А. Г. Фишов // Новое в российской электроэнергетике: науч.-техн. электрон. журн. - 2017. – № 10. – С. 38-46. - Режим доступа: <http://energo-press.info/журнал-новое-в-российской-электроэне/нрэ-2017/>. - Загл. с экрана.

91. Фролов, М. Ю. Идентификация электрических параметров синхронных машин в возмущённых режимах / М. Ю. Фролов, А. Г. Фишов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. - 2017. – № 2 (77). – С. 54-63.

Приложение А

Акты внедрения

ООО "Модульные Системы Торнадо"

ОГРН 1155476103287.

ИНН 5408005710, КПП 540801001

Юридический адрес:

630128, г. Новосибирск, ул. Инженерная, дом 4а

Телефон: +7-(383)-38-33-800 E-mail: info@tornado.nsk.ru

Факс: +7-(383)-33-60-933 Web: www.tornado.nsk.ru

TORNAD 
MODULAR SYSTEMS

Исх. № 97 от 28 марта 2018 г.

В диссертационный совет
Д 212.173.01
630073, Новосибирск,
пр. Карла Маркса, 20

Акт

о практическом применении результатов диссертационного исследования Фролова М. Ю.
на тему «Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах
электрической сети»

Настоящим актом удостоверяется, что в нашей компании изучены теоретические разработки и практические рекомендации диссертационного исследования Фролова М. Ю., которые признаны ^{наиб} актуальными и имеющими, как научное, так и практическое значение.

Конкретными результатами (предметом) внедрения при выполнении нашей компанией НИОКР по гранту ПТИ «Разработка мультиагентного устройства режимной и противоаварийной автоматики энергосистем с распределенной малой генерацией» стали:

1. Предложенные автором методики идентификации параметров синхронных машин (в том числе генераторов объектов малой генерации) при их включении в электрическую сеть.
2. Способ управления включением синхронных машин в электрическую сеть, создающий благоприятные условия для идентификации параметров вводимых в работу генераторов.

Указанные результаты реализованы с участием автора в алгоритмах опытного образца автоматики, а испытания на физической модели энергосистемы с малой генерацией подтвердили их работоспособность и эффективность.

Выражаем признательность Фролову М. Ю. за существенный вклад в развитие инновационного продукта нашей компании.

Генеральный директор
ООО "Модульные Системы Торнадо"



О.В. Сердюков

УТВЕРЖДАЮ:



Проректор по учебной работе

д.т.н., доцент

С.В. Брованов

2018 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы
Фролова М. Ю.

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Фролова М. Ю. на тему «Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах электрической сети» в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

Основные положения и результаты диссертации используются при выполнении лабораторных работ, проведении практических занятий по дисциплинам – «Переходные процессы в электроэнергетических системах» «Моделирование в электроэнергетике». Схемы и методика испытаний применяются при определении параметров синхронных машин на физической модели энергосистем испытательного центра каф. АЭЭС. Результаты диссертационной работы используются при выполнении бакалаврских и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Декан факультета энергетики
к.э.н., доцент

Чернов С.С.

Приложение Б

Патент. Способ управления режимом синхронной машины, включённой в электрическую сеть



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 572 108** ⁽¹³⁾ **C1**

(51) МПК
H02P 9/10 (2006.01)
H02P 9/14 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014123932/07, 10.06.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.06.2014

Приоритет(ы):
(22) Дата подачи заявки: 10.06.2014

(45) Опубликовано: 27.12.2015 Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2193212 C1, 20.11.2002. SU 501450
A1, 07.12.1992. SU 1780063 A1, 07.12.1992. UZ
2886 C, 31.10.2005. US 6566829 B1, 20.05.2003. EP
1045513 A2, 18.10.2000.

Адрес для переписки:
630073, г. Новосибирск 73, пр. К. Маркса, 20,
НГТУ

(72) Автор(ы):

Фишов Александр Георгиевич (RU),
Фролов Михаил Юрьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ" (RU)

(54) СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ, ВКЛЮЧЕННОЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ

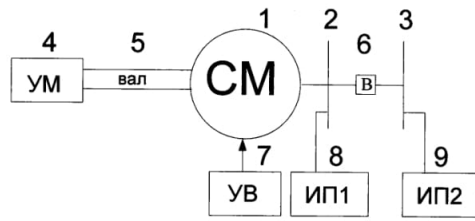
(57) Реферат:

Изобретение относится к области электроэнергетики и может быть использовано в электроэнергетических системах электроснабжения, электрических сетях для определения внутреннего индуктивного сопротивления синхронных машин. Технический результат - определение сопротивления синхронной машины в условиях нормальной эксплуатации, без создания опасных режимов и необходимости поддерживать требуемую скорость вращения синхронной машины. В способе управления режимом синхронной машины создают два режима работы синхронной машины в электрической сети, при которых в одном режиме обеспечивают равенство ЭДС и напряжения на выводах синхронной машины либо путем регулирования возбуждения и

скорости вращения синхронной машины, включения ее в сеть при равенстве напряжений на выводах синхронной машины частоты напряжения синхронной машины и сети, либо путем регулирования возбуждения и момента на валу синхронной машины, включенной в электрическую сеть, до режима с нулевым током синхронной машины. Измеряют напряжение на выводах синхронной машины. Во втором режиме, оставляя ток возбуждения синхронной машины, полученный в первом режиме, неизменным, изменяют режим работы синхронной машины путем изменения момента на ее валу. Измеряют напряжение, выдаваемую или потребляемую активную и реактивную мощности. Производят расчет внутреннего индуктивного сопротивления синхронной машины. 1 ил.

RU 2 5 7 2 1 0 8 C 1

RU 2 5 7 2 1 0 8 C 1



RU 2572108 C1

RU 2572108 C1

RUSSIAN FEDERATION

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 572 108** ⁽¹³⁾ **C1**(51) Int. Cl.
H02P 9/10 (2006.01)
H02P 9/14 (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2014123932/07, 10.06.2014

(24) Effective date for property rights:
10.06.2014Priority:
(22) Date of filing: 10.06.2014

(45) Date of publication: 27.12.2015 Bull. № 36

Mail address:
630073, g. Novosibirsk 73, pr. K. Marksa, 20, NGTU

(72) Inventor(s):

Fishov Aleksandr Georgievich (RU),
Frolov Mikhail Jur'evich (RU)

(73) Proprietor(s):

FEDERAL'NOE GOSUDARSTVENNOE
BJuDZhETNOE OBRAZOVATEL'NOE
UChREZhDENIE VYSShEGO
PROFESSIONAL'NOGO OBRAZOVANIJa
"NOVOSIBIRSKIJ GOSUDARSTVENNYJ
TEKhNICHESKIJ UNIVERSITET" (RU)(54) **METHOD TO CONTROL MODE OF SYNCHRONOUS MACHINE CONNECTED TO ELECTRIC MAINS**

(57) Abstract:

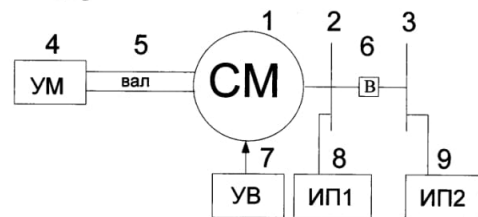
FIELD: electricity.

SUBSTANCE: in this method to control mode of synchronous machine two operation modes are developed for the synchronous machine in the electric mains, whereby in one mode equality of electromotive force and voltage is ensured at outputs of the synchronous machine either by regulation of excitation and speed, its connection to the mains when voltage at outputs of the synchronous machine, voltage of the synchronous machine and voltage of the network are equal or by regulation of excitation and moment at the shaft of the synchronous machine connected to the electric mains up to the mode with zero current of the synchronous machine. Voltage is measured at outputs of the synchronous machine. In the second mode while excitation current of the synchronous machine remains unchanged the mode of the synchronous machine is

changed by changing its moment at the shaft. Voltage, produced or consumed active and reactive power are measured. Calculation of inner inductive resistance of the synchronous machine is made.

EFFECT: determination of the synchronous machine resistance in conditions of normal operation without dangerous modes and necessity to maintain the required speed of the synchronous machine rotation.

1 dwg



RU 2 572 108 C1

RU 2 572 108 C1

RU 2 572 108 C1

Предлагаемое изобретение относится к области электроэнергетики и может быть использовано в электроэнергетических системах, системах электроснабжения, электрических сетях для определения внутреннего индуктивного сопротивления синхронных машин.

5 Известен способ управления режимом синхронной машины (СМ) (Патент №2193212 RU, МПК G01R 27/00), при котором на электродвигатель переменного тока подают скачкообразное ступенчатое напряжение с прямоугольно-ступенчатой формой. Определяют первую производную фазного тока электродвигателя в конечной и начальной точках сопрягаемых коммутационных интервалов инвертора, а индуктивное
10 сопротивление СМ определяют по напряжению питания инвертора и по дополнительно определенным первым производным фазного тока СМ.

Однако указанный способ обладает следующими недостатками: нуждается в определении производных, не может быть использован в обычных условиях эксплуатации.

15 Известен способ управления режимом СМ (Патент №501450 SU, МПК H02K 15/00, G01R 27/26), при котором СМ нагружают регулируемой выпрямительной нагрузкой при таком условии, что через СМ протекает переменный ток, а через нагрузку выпрямленный постоянный ток. Создают режим при одном значении нагрузки и замеряют угол коммутации (при коммутации вентилей выпрямителя). При неизменном
20 напряжении на зажимах якорной обмотки создают второй режим с другим значением нагрузки и также замеряют угол коммутации. Находят значения переходных и сверхпереходных сопротивлений СМ по известной системе уравнений.

Однако указанный способ обладает следующими недостатками: нуждается в преобразовании переменного тока в постоянный.

25 Кроме того, известен способ управления режимом СМ (Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. - Л.: Электроатомиздат, 1984, 408 с., стр. 310-325), являющийся прототипом предлагаемого изобретения и заключающийся в создании двух режимов работы СМ, в одном из которых на СМ, находящуюся на холостом ходу и вращающуюся с номинальной скоростью, создают такой ток в обмотке возбуждения,
30 при котором напряжение на выводах обмотки статора равно 0,25-0,2 от номинального, замеряют напряжение на выводах СМ, равное ЭДС (E_K), а во втором закорачивают выводы статорной обмотки СМ при неизменном токе возбуждения, замеряют ток установившегося короткого замыкания (I_K), по результатам измерений вычисляют
35 внутреннее индуктивное сопротивление СМ.

Однако указанный способ обладает следующими недостатками: определение внутреннего индуктивного сопротивления СМ нуждается в создании режима короткого замыкания СМ, который при эксплуатации является аварийным и опасным для СМ, а также в поддержании номинальной скорости вращения СМ.

40 Задачей предлагаемого изобретения является определение внутреннего индуктивного сопротивления СМ в условиях нормальной эксплуатации без создания опасных для СМ режимов и необходимости поддержания требуемой скорости вращения СМ.

Поставленная задача решается за счет того, что в известном способе, заключающемся в том, что создают два режима работы СМ, измеряют значения режимных параметров в каждом из режимов и по результатам измерений вычисляют значение внутреннего
45 сопротивления СМ, в качестве режимов используют два нормальных эксплуатационных режима СМ, в одном из которых обеспечивают равенство ЭДС и напряжения на выводах СМ либо путем регулирования возбуждения и скорости вращения СМ, включения ее в сеть при равенстве напряжений на выводах СМ, частоты напряжения СМ и сети, либо

путем регулирования возбуждения и момента на валу СМ, включенной в электрическую сеть, до режима с нулевым током СМ. Во втором режиме, оставляя ток возбуждения СМ, полученный в первом режиме, неизменным, изменяют режим работы СМ путем изменения момента на ее валу. В каждом режиме измеряют напряжение на выводах СМ, выдаваемую или потребляемую активную и реактивную мощности.

На чертеже представлено устройство, реализующее предлагаемый способ, - схема электрической сети с СМ, включенной в сеть на параллельную работу с другими СМ энергосистемы.

Устройство (схема) электрической сети содержит СМ (1), выводы СМ (2), узел подключения СМ к сети (3), устройство изменения момента на валу СМ (УМ) (4), вал СМ (5), выключатель (6), устройство изменения возбуждения СМ (УВ) (7), измерительный прибор 1 (ИП1) (8), измерительный прибор 2 (ИП2) (9).

На валу (5) находится ротор СМ (1). К выводам СМ (2) подключен ИП1 (8) для измерения напряжения СМ (2), выводы СМ при помощи выключателя (6) соединены с узлом подключения СМ к сети (3). К узлу подключения СМ к сети (3) подключен ИП2 (9) для измерения тока, напряжения, активной и реактивной мощностей. УМ (4) может изменять момент на валу СМ (1), а УВ (7) может изменять напряжение возбуждения СМ(1).

Способ осуществляется следующим образом: создают два режима работы СМ. В первом для неподключенной к электрической сети СМ при помощи УМ (4) и УВ (7), изменяя момент на валу СМ (5) и напряжение возбуждения СМ, обеспечивают равенство напряжений и частоты на выводах СМ (2) и в узле ее подключения к сети. Равенство напряжений контролируется при помощи ИП1(8) и ИП2 (9). Производят включение выключателя (6), обеспечивая тем самым первый необходимый режим работы СМ (1). Для СМ, включенной в сеть и нагруженной по активной и/или реактивной мощности, путем изменения возбуждения УВ (7) и механического момента на валу УМ (4) осуществляют ее полную разгрузку по активной и реактивной мощности. Измеряют напряжение на выводах СМ в этом режиме с помощью ИП1 (8). Второй режим создают при неизменном токе возбуждения СМ (1), который обеспечивается УВ (7), путем изменения момента на валу (5) при помощи УМ (4). Измеряют значения напряжения, выдаваемой активной и потребляемой реактивной мощностей СМ в новом режиме при помощи ИП2. Поскольку ЭДС СМ осталась неизменной и известной из первого режима, то по известной ЭДС и измеренным параметрам U_M , P_M , Q_M второго режима из выражения (1), связывающего режимные параметры СМ с ее внутренним сопротивлением, находят внутреннее индуктивное сопротивление СМ (x):

$$E = \sqrt{\left(U_M + \frac{Q_M x}{U_M}\right)^2 + \left(\frac{P_M x}{U_M}\right)^2} \quad (1)$$

где E - ЭДС СМ, равная напряжению на выводах обмотки статора в первом режиме, x - внутреннее индуктивное сопротивление синхронной машины, U_M , P_M , Q_M - напряжение, активная и реактивная мощности СМ после изменения режима.

Решением уравнения (1) относительно x является выражение (2):

RU 2 572 108 C1

$$x_{1,2} = \frac{-Q_M \pm \sqrt{Q_M^2 - \left(\frac{P_M^2 + Q_M^2}{U_M^2}\right)(U_M^2 - E^2)}}{\left(\frac{P_M^2 + Q_M^2}{U_M^2}\right)} \quad (2)$$

Положительный корень выражения (2) и будет являться значением внутреннего индуктивного сопротивления синхронной машины.

Таким образом, в отличие от прототипа предлагаемый способ решает задачу (получает технический результат) определения внутреннего индуктивного сопротивления СМ в условиях нормальной эксплуатации без создания опасных для СМ режимов и необходимости поддержания требуемой скорости вращения СМ.

Формула изобретения

Способ управления режимом синхронной машины, включенной в электрическую сеть, заключающийся в том, что создают два режима работы синхронной машины, для каждого из них производят измерения режимных параметров, отличающийся тем, что первый режим для синхронной машины, не включенной в сеть, создается путем ее включения в сеть с синхронизацией при равенстве напряжений на выводах синхронной машины и напряжения в узле подключения к сети, а для синхронной машины, включенной в сеть и нагруженной по активной и/или реактивной мощности, путем изменения возбуждения и механического момента на валу до полной разгрузки по активной и реактивной мощности, второй - путем изменения момента на валу синхронной машины при неизменном токе возбуждения, в каждом из указанных режимов измеряют напряжение на выводах синхронной машины, выдаваемую или потребляемую активную и реактивную мощности, по результатам измерений вычисляют внутреннее индуктивное сопротивление синхронной машины.