

На правах рукописи



Шиллер Мария Александровна

**КОНТРОЛЬ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Новосибирск – 2015

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (НГТУ)

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Фишов Александр Георгиевич**

Официальные оппоненты: **Бердин Александр Сергеевич**  
доктор технических наук, профессор  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования «Уральский  
федеральный университет имени первого  
Президента России Б.Н. Ельцина», Уральский  
энергетический институт, профессор кафедры  
«Автоматизированных электрических систем»

**Ландман Аркадий Константинович**  
кандидат технических наук, доцент  
ЗАО «Институт автоматизации энергетических  
систем» (ЗАО «ИАЭС»), генеральный директор

Ведущая организация: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева  
Сибирского отделения Российской академии наук  
(ИСЭМ СО РАН) г. Иркутск

Защита состоится: «18» июня 2015 г. в 12<sup>00</sup> часов на заседании  
диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном  
бюджетном образовательном учреждении высшего образования  
«Новосибирский государственный технический университет» по адресу:  
630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского  
государственного технического университета и на сайте  
[http://www.nstu.ru/science/dissertation\\_sov/dissertations/view?id=15141](http://www.nstu.ru/science/dissertation_sov/dissertations/view?id=15141).

Автореферат разослан «\_\_» апреля 2015 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Русина Анастасия Георгиевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

В настоящее время тенденция к децентрализации производства электроэнергии и широкое распространение распределенной генерации обусловлено: ростом тарифов на технологическое присоединение, небольшими сроками ввода в эксплуатацию, возможностью решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа, развитием розничных рынков электроэнергии и др. Распределенная генерация в России это, как правило, когенерация (синхронная генерация) на различных видах топлива, малые ГЭС, подключаемые к электрическим сетям 110/35-10/6 кВ, а также изолированно работающие энергосистемы (ИРЭС) с распределенной генерацией.

Наличие распределенной генерации существенно изменяет схемно-режимные свойства электроэнергетических систем (ЭЭС) и, прежде всего, ранее пассивных распределительных электрических сетей.

Использование применяемых в централизованных энергосистемах технологий планирования и управления режимами в электрических сетях с распределенной генерацией и ИРЭС нецелесообразно, т.к. они базируются на подробной цифровой модели ЭЭС, отражающей топологию сети, параметры всех элементов, что ведет к росту размерности решаемых задач, усложнению системы управления, а также трудно обеспечивается в условиях недостаточной автоматизации распределительных электрических сетей.

Нецелесообразность применения традиционных технологий управления режимами в электрических сетях с распределенной генерацией и ИРЭС делает актуальной разработку новых технологий, обеспечивающих благоприятные условия для интеграции распределенной генерации в существующие электроэнергетические системы или создание ИРЭС.

В составе таких технологий должна быть и технология автоматического контроля статической устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах протяженных энергорайонов и изолированно работающих энергосистем. Развитие современных систем измерения и регистрации режимных параметров дает техническую возможность для разработки и внедрения такой технологии. Синхронизированные векторные измерения позволяют получать модели для учета ограничений по устойчивости режима ЭЭС в задачах оперативного и автоматического противоаварийного управления, соответствующие текущим режимам сети, без их полного контроля.

На кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем (АЭЭС) НГТУ был разработан и запатентован способ контроля устойчивости включенных в электрическую сеть синхронных машин по данным синхронизированных векторных измерений. В его основе – определяемая по регистрограммам параметров текущего режима в узлах генерации актуальная модель энергосистемы, характеризующая связь между ЭДС наблюдаемых генераторов или их эквивалентных групп. Многостадийное представление ПАР энергосистемы с выделением приоритетных задач управления на каждом из

этапов является одной из особенностей способа. С применением данного способа контроль устойчивости режима ЭЭС можно осуществлять на различных иерархических уровнях управления ЭЭС. По теме исследования выполнено две диссертационные работы: А.И. Дехтеревым, в которой подтверждена принципиальная возможность реализации системы мониторинга запасов устойчивости ЭЭС на основе идентификации актуальной модели энергосистемы и Д.В. Тутундаевой, в которой предложен комплекс моделей для контроля ограничений по устойчивости и допустимости параметров режима ЭЭС.

**Целью настоящей работы** является создание и испытание прототипа автоматики контроля устойчивости ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений, как для экспериментального подтверждения работоспособности разработанной технологии, так и для определения особенностей ее применения в электрических сетях с распределенной генерацией.

Для достижения цели поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Анализ *проблемы подключения* генерации к распределительным сетям и постановка задачи обеспечения устойчивости режима.

2. Анализ применимости *существующих технологий* контроля устойчивости и особенностей режимов *в электрических сетях с распределенной генерацией*.

3. Анализ причин недостаточной эффективности предложенных ранее методов контроля устойчивости режимов параллельной работы синхронных машин *по данным синхронизированных векторных измерений*.

4. Разработка методов *повышения эффективности идентификации параметров модели ЭЭС* для контроля ограничений по статической устойчивости *в режиме реального времени*.

5. *Программная реализация* предложенных методов *в прототипе автоматики* контроля ограничений по статической устойчивости режима ЭЭС *на базе синхронизированных векторных измерений в режиме реального времени*.

6. *Проведение испытаний прототипа автоматики* контроля ограничений по статической устойчивости режима на электродинамической модели энергосистемы.

7. Определение требований к системе *синхронизированных векторных измерений* при контроле устойчивости в электрической сети с распределенной генерацией.

**Предмет исследования** – методы и автоматика контроля устойчивости режима электроэнергетической системы в реальном времени.

**Объект исследования** – электрические сети напряжением 110/35-10/6 кВ с распределенной генерацией и изолированно работающие распределенные энергосистемы.

## **Методы исследования**

При разработке алгоритмов прототипа автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным синхронизированных векторных измерений использовались регрессионные методы идентификации систем, методы построения экспертных систем, методы теории планирования эксперимента, для моделирования режимов энергосистемы использовались методы имитационного моделирования, испытание прототипа проводилось на физической модели энергосистемы.

### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Повышенный уровень нерегулярных колебаний установившегося режима в электрических сетях с распределенной генерацией позволяет автоматике на базе синхронизированных векторных измерений идентифицировать обобщенную модель ЭЭС в форме матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС генераторов или их эквивалентных групп для последующего контроля устойчивости.

2. Структура взаимных движений синхронных машин, в общем случае, не является постоянной, что позволяет на основе корреляционного анализа выявлять в одном процессе множество структур движения, идентифицировать для них обобщенные модели ЭЭС для адаптивного управления мощностью генераторов.

3. Двухэтапная фильтрация данных с последовательным применением экспертных правил для априорного определения структуры идентифицируемой модели и формирования выборки квазиустановившихся режимов по критерию минимизации дисперсий получаемых параметров обеспечивает надежную идентификацию обобщенной модели ЭЭС.

### **Научная новизна работы заключается в следующем:**

1. Впервые разработан прототип автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным синхронизированных векторных измерений.

2. Впервые экспериментально доказана работоспособность автоматики контроля устойчивости по данным синхронизированных векторных измерений (СВИ).

3. Доказана необходимость и предложены методы фильтрации данных для получения надежного результата при работе автоматики контроля ограничений по статической устойчивости в режиме реального времени.

4. Предложена структура автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным СВИ, объединяющая функции противоаварийной и технологической автоматики, что позволяет отказаться от необходимости организации оперативно-диспетчерского управления их режимами.

### **Практическая значимость результатов работы:**

1. Разработанный прототип может служить основой для создания серийных устройств автоматики контроля устойчивости режимов по данным

СВИ как составляющей комплекса автоматик, обеспечивающих управление режимами электрических сетей с распределенной генерацией.

2. Разработанный прототип может служить также основой автоматики предотвращения нарушений устойчивости в традиционных энергосистемах.

3. Результаты, полученные в диссертационной работе, приняты для разработки опытных образцов автоматики контроля устойчивости ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», внедрены в учебный процесс и используются при чтении лекций по курсу «Интеллектуальные электрические сети», выполнении выпускных квалификационных работ, а также проведении лабораторных работ по дисциплине «Экспериментальный практикум».

**Достоверность результатов работы** подтверждена сопоставлением результатов вычислительных экспериментов с применением предложенных методов контроля устойчивости с результатами определения предельных режимов традиционным методом при имитационном моделировании, а также при физическом моделировании электроэнергетической системы.

#### **Апробация результатов работы**

Результаты исследования докладывались и обсуждались на Всероссийской научной студенческой конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2009), XII Всероссийском студенческом научно-техническом семинаре «Энергетика: экология, надежность, безопасность» (г. Томск, 2010), Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Екатеринбург, 2010), Международной молодежной научно-технической конференции "Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах" (г. Новосибирск, 2011), Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (г. Екатеринбург, 2012), научных семинарах «SmartGrid» кафедры АЭЭС НГТУ (г. Новосибирск, 2013-2014), семинаре «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации» при кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина (г. Екатеринбург, 2015).

#### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 13 работ, в том числе 2 научные статьи в изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, и 11 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций.

#### **Личный вклад соискателя**

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка алгоритмов прототипа автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей, тестирование алгоритмов при имитационном моделировании режимов ЭЭС, проведение при содействии специалистов Испытательного центра устройств контроля и управления режимами ЭЭС при кафедре АЭЭС НГТУ (далее –

Испытательный центр) испытаний прототипа автоматики на физической модели ЭЭС.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка литературы, включающего 87 наименований, и 2 приложений. Общий объём работы составляет 156 страниц, включая 16 таблиц и 36 рисунков.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** представлена общая характеристика диссертационной работы, показана актуальность темы исследования, сформулированы цели и задачи исследования, отражена научная новизна и практическая значимость полученных результатов, определяемые необходимостью технологического обеспечения эффективной и безопасной интеграции в существующие электроэнергетические системы широкого распространяющейся распределенной генерации, а также организации изолированно работающих протяженных энергосистем с распределенной генерацией.

**В первой главе** Показаны особенности проявления проблемы статической устойчивости в электрических сетях с распределенной генерацией, представлен обзор современных и разрабатываемых технологий контроля статической устойчивости режимов электроэнергетических систем. Приведены результаты анализа возможности применения существующих и разрабатываемых технологий контроля статической устойчивости для обеспечения благоприятных условий интеграции распределенной генерации в существующие электрические сети.

Появление распределенной генерации в электрических сетях существенно изменяет их схемно-режимные свойства, делая ранее пассивные участки схемы активными. При этом решение одних задач по обеспечению допустимых параметров режимов электрических сетей с распределенной генерацией упрощается, других – усложняется. Так, успешно решается задача поддержания заданного уровня напряжения в электрических сетях, хотя и требует перехода к принципу децентрализованного регулирования напряжения, в то же время повышается уровень токов короткого замыкания, что без альтернативных технологий по ограничению отключаемых токов короткого замыкания определяет необходимость дорогостоящей реконструкции распределительных устройств с заменой выключателей.

В отношении обеспечения допустимости режима по условию статической устойчивости появление распределенной генерации в электрической сети усложняет задачу управления режимами. Применяемые в централизованных системах автоматического и оперативного управления методы контроля устойчивости, как правило, базируются на использовании подробной математической модели режима энергосистемы, отражающей топологию сети, параметры всех элементов. В сети с распределенной генерацией недостатки

такого способа проявляются в:

- необходимости получения достоверной информации о коммутационном состоянии электрической сети;
- необходимости получения достоверной и достаточной для расчета режима электрической сети информации о потреблении и генерации активной и реактивной мощности в узлах сети или о потоках мощности по линиям электропередачи;
- в многомашинных системах задача имеет высокую размерность и требует значительных вычислительных затрат, что препятствует применению такого подхода в реальном времени, а при оперативном управлении затрудняет наблюдаемость при необходимости контроля диспетчерским персоналом как крупных, так и малых электростанций.

Предлагаемые решения по обеспечению необходимых условий для интеграции распределенной генерации в существующие электроэнергетические сети имеют в основном следующие недостатки:

- сопровождение подключения распределенной генерации к существующей сети установкой дополнительного силового оборудования;
- локальное решение проблемы устойчивости отдельно взятой электростанции и отсутствии системного подхода к распределительной сети с генерацией как к энергосистеме;
- необходимость интеграции объектов малой генерации в систему оперативно-диспетчерского управления.

Альтернативной технологией, способной обеспечить допустимость нормальных и послеаварийных режимов по условию устойчивости параллельной работы синхронных машин в автоматическом режиме для электрической сети любой размерности, является технология контроля статической устойчивости режима электроэнергетической системы по данным СВИ, разработанная на кафедре АЭЭС НГТУ.

Предлагаемая технология имеет следующие особенности:

- для контроля статической устойчивости режима используется получаемая по данным регистрации параметров текущего режима модель ЭЭС, актуальная по структуре и значениям элементов, определяющая комплексные коэффициенты связи между ЭДС генераторов или их эквивалентных групп;
- при определении структуры и параметров актуальной модели ЭЭС отсутствует необходимость полного контроля топологии электрической сети, параметров всех элементов (регистрация режимных параметров производится только в узлах подключения генерации);
- имеется возможность построения автоматики, обеспечивающей контроль устойчивости режимов электрических сетей как в аварийных и послеаварийных (функции противоаварийной автоматики) режимах, так и в нормальных режимах (функции технологической автоматики).

С применением разработанной технологии возможны следующие структуры контроля статической устойчивости режима электроэнергетической



системы для сетей различного назначения (Рисунок 1):

1. Распределительная сеть с центром питания (узлом присоединения к основной сети) и генераторами в различных узлах. В этом случае реализуется одноуровневая система контроля для всех генераторов распределительной сети. Предельные мощности каждого из генераторов определяются для направления утяжеления генератор - центр питания.

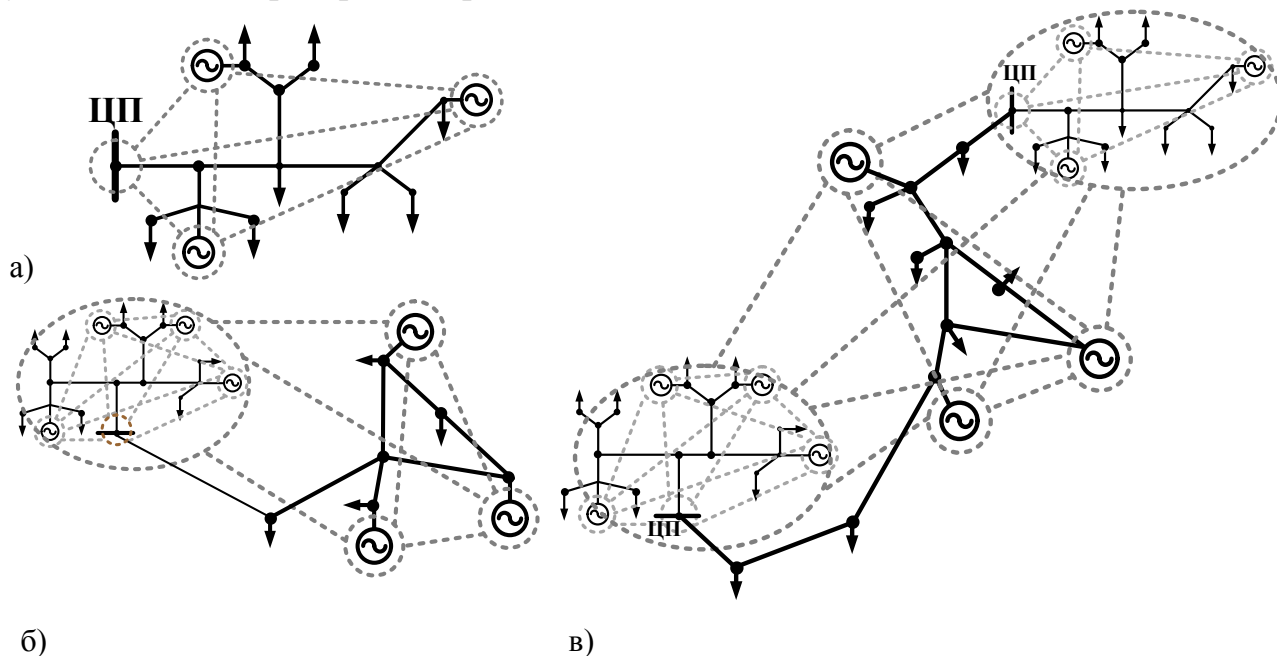


Рисунок 1 – Электрические сети различного назначения с соответствующей структурой системы контроля устойчивости:

*а) – одноуровневая система контроля для распределительной сети с генерацией; б) – адаптивная система контроля для передающей сети с крупными электростанциями и слабыми связями с удаленными энергорайонами с возможным их изолированным режимом работы; в) – двухуровневая система контроля для передающей сети с крупными электростанциями и энергорайонами с распределенной генерацией.*

2. Передающая сеть ЭЭС, содержащая крупные электростанции (генераторы) и распределенную по узлам генерацию до 25 МВт. В этом случае реализуется двухуровневая система контроля, исходя из разделения движений крупной и групп распределенной генерации. Устойчивость параллельной работы крупных генераторов обеспечивается по традиционной технологии. Устойчивость районов с распределенной генерацией – по предлагаемой технологии в условиях контролируемого движения крупных генераторов.

3. Передающая сеть ЭЭС с крупными электростанциями, содержащая связи с удаленными изолированными энергорайонами с распределенной генерацией. Для удаленного энергорайона создается самостоятельная система контроля устойчивости. При включении энергорайона на параллельную работу с ЭЭС осуществляется автоматический переход на двухуровневую систему контроля.

**Вторая глава** посвящена описанию предложенных методов повышения эффективности идентификации параметров обобщенной модели ЭЭС для контроля ограничений по статической устойчивости в режиме реального времени.

Обобщенная модель ЭЭС, определяющая угловые характеристики мощностей генераторов, представляет собой матрицу собственных и взаимных узловых проводимостей относительно узлов приложения ЭДС генераторов или их эквивалентных групп (матрица СВП ЭДС генераторов):

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

где  $\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} y_{11} e^{-j(90^\circ - a_{11})} & \dots & -y_{1n} e^{-j(90^\circ - a_{1n})} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{n1} e^{-j(90^\circ - a_{n1})} & \dots & y_{nn} e^{-j(90^\circ - a_{nn})} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & -\underline{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -\underline{Y}_{n1} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix}$

Кроме узлов приложения ЭДС генераторов или их эквивалентных групп, модель не содержит в себе других узлов привычной схемы замещения, нагрузки в модели представлены линейными шунтами. Учет регулирования напряжения зависит от используемой схемы замещения генератора и способа задания изменений соответствующих ЭДС.

Для получения стабильных параметров актуальной модели ЭЭС в процессе ее идентификации (значений элементов матрицы  $\underline{\mathbf{Y}}$ ) были разработаны:

- в диссертационной работе А.И. Дехтерева метод цифрового фильтра для сглаживания;
- в диссертационной работе Д.В. Тутундаевой метод, основанный на переопределении решаемой методом наименьших квадратов системы уравнений.

При идентификации актуальной модели ЭЭС в режиме реального времени предложенные ранее методы имеют следующие недостатки:

- замедление идентификации, в связи с необходимостью постобработки некоторого количества накопленного результата в случае с цифровым фильтром, а также в связи с необходимостью накопления значительного объема данных в случае с применением переопределенной системы уравнений;
- отсутствие контроля стационарности структуры идентифицируемой модели на рассматриваемом участке процесса;
- отсутствие формализованного критерия включения среза режимных параметров в расчетное множество представительных режимов для определения или переопределения системы уравнений.

Для повышения эффективности идентификации параметров обобщенной модели ЭЭС, основанной на переопределении решаемой методом наименьших квадратов системы уравнений, предложена последовательная обработка параметров текущего режима, включающая:

- фильтрацию срезов режимных параметров с единой меткой времени для составления информационной матрицы;
- преобразование переменных для улучшения обусловленности

информационной матрицы;

- включение весовой функции для учета возможной нестационарности параметров идентифицируемой модели.

В матричном виде уравнения (1) для режима  $n$  генераторов могут быть записаны в общем виде:

$$\underline{\mathbf{S}} = \text{diag} \{ \underline{\mathbf{E}} \} \cdot \underline{\mathbf{Y}}^* \cdot \underline{\mathbf{E}}^*, \quad (2)$$

где  $\underline{\mathbf{S}}$  - вектор-столбец полных мощностей генераторов в точках приложения ЭДС;  $\underline{\mathbf{Y}}$  - квадратная матрица СВП ЭДС генераторов;  $\underline{\mathbf{E}}$  - вектор-столбец ЭДС генераторов.

Если  $i$ -ую строку матрицы  $\underline{\mathbf{Y}}$  записать в виде вектор-столбца  $\underline{\mathbf{y}}_{(i)}$ , то при решении системы уравнений, составляемой при использовании регистрируемых параметров режима для каждой из строк матрицы  $\underline{\mathbf{Y}}$ :

$$\underline{\mathbf{S}}_{(i)}^* = \underline{\mathbf{A}} \cdot \underline{\mathbf{y}}_{(i)} = \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{E}}_i^* \underline{\mathbf{E}}_{k=1} \\ \underline{\mathbf{E}}_i^* \underline{\mathbf{E}}_{k=2} \\ \vdots \\ \underline{\mathbf{E}}_i^* \underline{\mathbf{E}}_{k=m} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{y}}_{i1} \\ \underline{\mathbf{y}}_{i2} \\ \vdots \\ \underline{\mathbf{y}}_{in} \end{pmatrix},$$

могут быть последовательно найдены все элементы матрицы  $\underline{\mathbf{Y}}$  из (2):

$$\underline{\mathbf{y}}_{(i)} = (\underline{\mathbf{A}}^T \underline{\mathbf{A}})^{-1} \underline{\mathbf{A}}^T \underline{\mathbf{S}}_{(i)}^*, \quad (3)$$

где  $k$  – номер среза режимных параметров наблюдаемых генераторов из  $m$ , взятых для составления определенной или переопределенной системы уравнений. В регрессионном анализе матрицу  $\underline{\mathbf{A}}$  называют матрицей регрессоров, которая определяет матрицу  $\underline{\mathbf{G}} = (\underline{\mathbf{A}}^T \underline{\mathbf{A}})$  в выражении (3), называемой *информационной матрицей*. Условием определения элементов  $\underline{\mathbf{y}}_{(i)}$  в (3) является невырожденность информационной матрицы  $\underline{\mathbf{G}}$ .

В связи с тем, что при определении ограничений по устойчивости в реальном времени, особенно для послеаварийных режимов, определяющим критерием является оптимальный компромисс между точностью определения ограничений и временем получения результата, необходима фильтрация данных для формирования матриц в выражении (3).

На первом этапе необходим отбор тех режимов, которые являются информативными для определения модели ЭЭС. Для этого в общий алгоритм введен блок экспертных правил для определения вида режима по скорости и амплитуде изменения режимных параметров и возможности использования параметров текущего режима для идентификации модели ЭЭС. Если в текущий момент времени режим признается информативным для идентификации параметров модели ЭЭС, посредством корреляционного анализа производится определение структуры движения наблюдаемых генераторов, обуславливающей размерность идентифицируемой модели. Извлечение

максимальной априорной информации о структуре идентифицируемой модели существенно упрощает дальнейшее определение значений ее элементов.

После первичного отбора информативных режимов и определения структуры модели необходимо формирование выборки квазиустановившихся режимов для составления системы уравнений, обеспечивающей невырожденность информационной матрицы  $\underline{\mathbf{G}}$ . Если представить регистрацию параметров текущего режима как непрерывный пассивный эксперимент, то отбором срезов параметров режима можно формировать матрицу регрессоров  $\underline{\mathbf{A}}$  так, чтобы обеспечить максимальный определитель информационной матрицы  $\underline{\mathbf{G}}$ . *Критерий D-оптимальности*, реализующий минимизацию общей дисперсии, связанный с повышением эффективности оценок параметров модели и определяющий оптимальный план  $\underline{\mathbf{A}}_*$ , записывается через информационную матрицу следующим образом:

$$\left| (\underline{\mathbf{A}}_*^T \underline{\mathbf{A}}_*) \right| = \max_A \left| (\underline{\mathbf{A}}^T \underline{\mathbf{A}}) \right|. \quad (4)$$

Имея сформированное расчетное множество квазиустановившихся режимов, в котором предполагается отсутствие синфазности движения генераторов, в качестве дополнительной меры улучшения обусловленности информационной матрицы  $\underline{\mathbf{G}}$  может быть использовано предварительное центрирование переменных и стандартизация системы уравнений:

$$\underline{\mathbf{A}}_{i\xi} = \begin{pmatrix} \xi_{11} & \xi_{12} & \dots & \xi_{1n} \\ \xi_{21} & \xi_{22} & \dots & \xi_{2n} \\ & & \dots & \\ \xi_{m1} & \xi_{m2} & \dots & \xi_{mn} \end{pmatrix} \underline{\mathbf{S}}_{i\xi} = \begin{pmatrix} \xi_{s1} \\ \xi_{s2} \\ \dots \\ \xi_{sm} \end{pmatrix}, \quad (5)$$

$$\xi_{ju} = (f_{ju} - \bar{f}_j) / \gamma_j \quad \xi_{su} = (S_u - \bar{S}) / \gamma_s,$$

$$\gamma_j = \sqrt{\sum_{u=1}^N (f_{ju} - \bar{f}_j)^2} \quad \gamma_s = \sqrt{\sum_{u=1}^N (S_u - \bar{S})^2}$$

где  $\bar{f}_j$  - среднее арифметическое элементов  $j$ -го столбца матрицы  $\underline{\mathbf{A}}_i$ , равное  $\bar{f}_j = (1/N) \sum_{u=1}^N f_{ju}$ , а  $(f_{ju} - \bar{f}_j)$  - является центрированным значением  $j$ -го регрессора для наблюдения  $u$ .

$\bar{S}$  - среднее арифметическое вектора наблюдений или откликов, равное  $\bar{S} = (1/N) \sum_{u=1}^N S_u$ , а  $(S_u - \bar{S})$  - является центрированным значением наблюдения  $u$ ;  
 $i = 1, 2, \dots, N$  - число независимых переменных,  $k = 1, 2, \dots, m$  - номер выборки данных.

Возможная нестационарность параметров идентифицируемой модели на рассматриваемом участке осциллограммы может быть учтена введением в выражение (3) матрицы весов  $\Omega$ , при которой последние параметры имели бы большую значимость для получения оценки параметров модели. С введением

матрицы весов  $\Omega$  выражение (3) имеет вид:

$$\underline{y}_{(i)} = (\underline{\mathbf{A}}^T \Omega \underline{\mathbf{A}})^{-1} \underline{\mathbf{A}}^T \Omega \underline{\mathbf{S}}_{(i)}^*, \quad (6)$$

где матрица  $\Omega$  при использовании часто применяемых в задачах реального времени последовательных алгоритмах оценивания имеет вид:

$$\Omega = \begin{pmatrix} \omega_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \omega_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho^{m-1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \rho^{m-2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \rho^{m-m} \end{pmatrix}$$

Вес  $k$ -го наблюдения определяется как  $\omega_k = \rho^{m-k}$ , где  $m$  – общее число наблюдений, а  $\rho$  выбирается в диапазоне  $0 < \rho < 1$  (рекомендуемый –  $0,85 \div 0,95$ ). Каждому новому наблюдению присваивается больший вес, так что наблюдения, сделанные ранее, входят в решаемую систему уравнений с меньшим весом, имея при этом экспоненциальное распределение на рассматриваемом интервале.

Итак, последовательное определение элементов матрицы  $\underline{\mathbf{Y}}$  по выражению (3) с двухэтапной фильтрацией параметров текущего режима для составления расчетного множества квазиустановившихся режимов и модификацией согласно (5) и (6) обеспечивает исключение из расчета неинформативных для определения модели ЭЭС режимов и наилучшую на рассматриваемом участке осциллограммы обусловленность информационной матрицы.

**В третьей главе** представлены результаты проверки эффективности предложенных идентификации модели ЭЭС при имитационном моделировании режимов ЭЭС. Также приведено описание модели автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией.

Проверка эффективности предложенных методов и разработка отдельных функций для прототипа автоматики контроля устойчивости при имитационном моделировании проводилась для испытательной схемы с тремя генераторами, работающими на шины бесконечной мощности. Выбор схемы оптимален с точки зрения возможности моделирования характерных режимов и возможности идентификации моделей ЭЭС различной структуры.

На рисунке 2 представлен пример идентификации проводимостей с применением предложенных методов в сравнении с методом многократного переопределения системы уравнений.

Применение предложенных методов обеспечивает расширение окна идентификации параметров системы, возможность идентифицировать параметры модели ЭЭС в режимах с незначительными изменениями параметров и повышение стабильности получаемых параметров модели ЭЭС, что свидетельствует об их эффективности.

Выводы об эффективности предложенных методов подтверждены и в многомашинной энергосистеме на примере схемы Сургутского энергоузла.

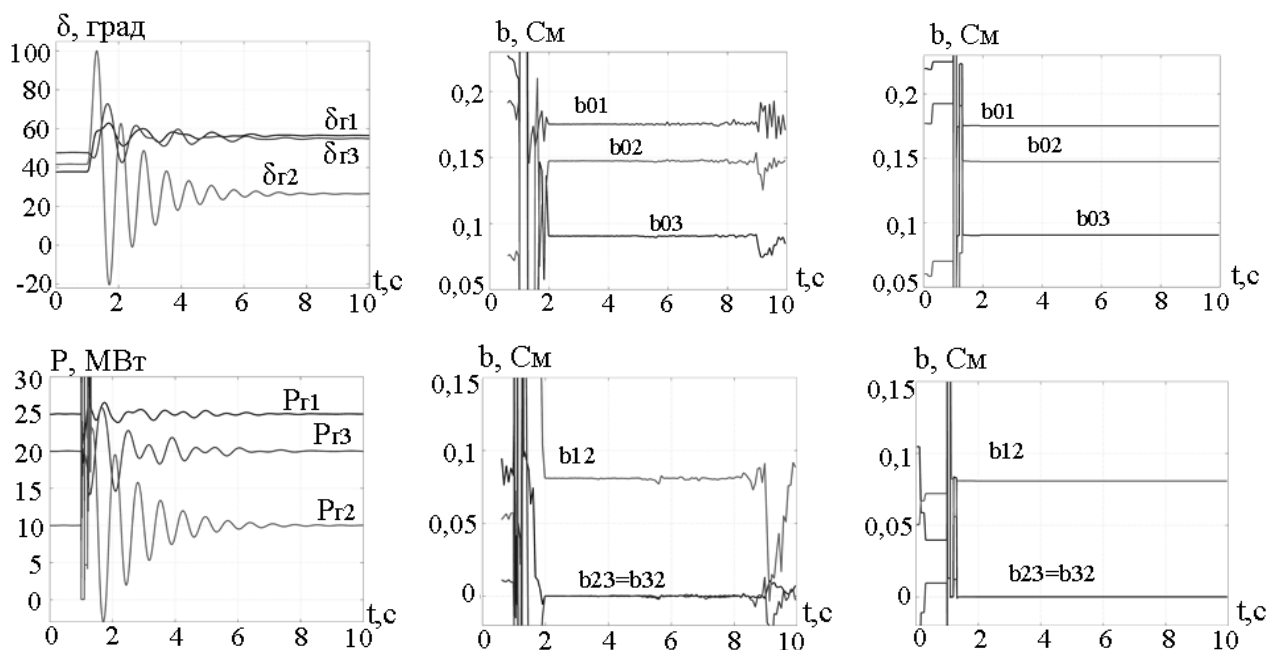


Рисунок 2 – Сопоставление методов идентификации параметров модели ЭЭС на примере 3-х машинной энергосистемы с ШБМ:

- а) – параметры режима: углы роторов и активные мощности генераторов;*  
*б) – результат идентификации реактивной проводимости с применением многократного переопределения системы уравнений, в) – с применением двухэтапной предварительной фильтрации данных и взвешенного метода наименьших квадратов*

При построении структуры автоматики контроля устойчивости должно учитываться то, обстоятельство, что для электрической сети с распределенной генерацией она должна выполнять одновременно функции противоаварийной и технологической автоматик.

При выполнении функции технологической автоматики обеспечивается контроль ограничений на выдаваемую мощность генератора по условию устойчивости в нормальном режиме с некоторым запасом.

Функция контроля статической устойчивости в системе противоаварийной автоматики имеет некоторые особенности. Так, учитывая малую инерционность когенерационных установок, при больших возмущениях режима целесообразно применять автоматику адаптивного сбалансированного деления сети с последующей синхронизацией и восстановлением сети вместо автоматики предотвращения нарушения устойчивости. В таком случае в после восстановления связанности сети необходимо получение актуальных ограничений по статической устойчивости для определения возможности восстановления загрузки генераторов до уровня доаварийных значений или до предельно допустимых.

**В четвертой главе** дано описание прототипа автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным СВИ (далее – прототип автоматики), реализованного на базе электродинамической модели (далее – ЭДМ) Испытательного центра. Представлены результаты проведенных в условиях, приближенных к реальным испытаниям, подтверждающие работоспособность технологии контроля

устойчивости режима включенных в сеть синхронных машин по данным СВИ.

В ходе модернизации ЭДМ Испытательного центра, включающая в себя модельные синхронные машины, модели линий электропередачи, нагрузки, наборное поле и т.д., была оснащена современной системой СВИ SMART-WAMS производства ЗАО «РТСофт» (Рисунок 3а). Как известно, система SMART-WAMS представляет собой программно-аппаратный комплекс на базе многофункциональных измерительных преобразователей (МИП-02) и коммуникационного сервера, предназначенного для измерения, регистрации и архивирования параметров режимов ЭЭС. На ЭДМ система SMART-WAMS позволяет выполнять измерения в 6 точках. Измерители подключаются к вторичным токовым цепям и цепям напряжения выключателей, что позволяет переносить точки СВИ в различные части схемы первичных соединений.

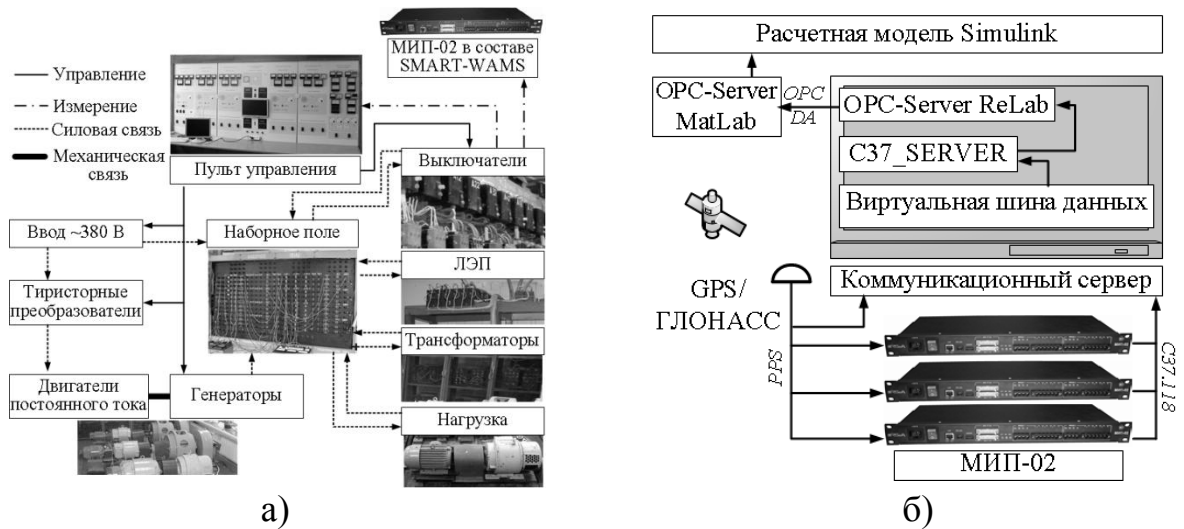


Рисунок 3 – Основное оборудования ЭДМ Испытательного центра (а) и схема передачи данных в прототипе автоматики контроля устойчивости (б)

Упрощенная схема передачи данных в прототипе автоматики представлена на рисунке 3б. Синхронизированные данные с МИП-02 поступают через виртуальную шину данных на сервер С37, где на интервале 20 мс формируются действующие значения, а также абсолютные углы (фазы) напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей. Получаемые данные в режиме реального времени по специализированному протоколу передачи данных С37.118 поступают на OPC-сервер, где доступны клиентам сервера для дальнейшей обработки, отображения и записи. Анализ данных для выделения представительных режимов, идентификация параметров актуальной модели ЭЭС и расчет ограничений по устойчивости осуществляется в разработанной динамической расчетной модели Simulink пакета прикладных программ MATLAB.

Испытания прототипа автоматики проводились для схемы с двумя генераторами (явнополюсным и неявнополюсным), работающими через сеть на шинных бесконечной мощности (Рисунок 4). Схема соответствует по типу распределительной сети с центром питания и одноуровневой системе контроля ограничений по устойчивости. Выбор схемы обусловлен наглядностью и

доступностью отображения и восприятия получаемой области допустимых по условию устойчивости режимов. В схеме была предусмотрена возможность конфигурации сети различной структуры: замкнутая (выключатели В31, В12 включены), радиальная сеть (выключатель В31 отключен) и сеть цепочной структуры (выключатель В12 отключен).

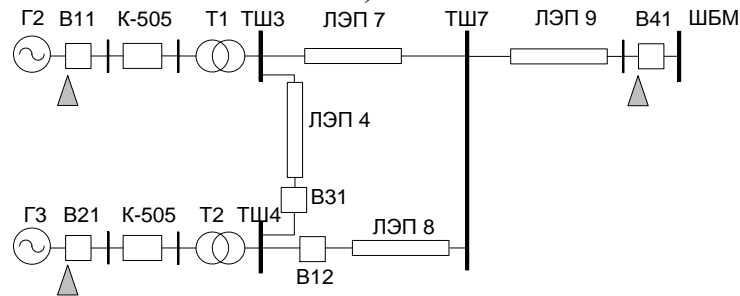


Рисунок 4 – Нормальная схема первичных соединений при испытаниях прототипа автоматики

(условные обозначения:  $\Delta$ - точки СВИ, K-505 – измерительный комплект со стрелочными приборами класса точности 0,5)

Некоторые результаты испытаний представлены в таблице 1 и на рисунке 5. Проверка определяемых в темпе процесса предельных по устойчивости активных мощностей генераторов проводилась опытом последовательного нагружения генераторов до потери устойчивости параллельной работы.

Таблица 1 – Результаты испытаний прототипа автоматики

Реактивная проводимость, См			$ \sigma_B $ , %	Предельная активная мощность по условию устойчивости генераторов, Вт			$ \sigma_P $ , %
обозначение	при эквивалентировании схемы замещения	по данным СВИ		обозначение	измеренное	рассчитанная по актуальной модели ЭЭС	
<i>замкнутая схема сети</i>							
В <sub>21</sub>	0.0123	0.01242	1.0	P <sub>Г2</sub>	2220	2234	0.6
В <sub>31</sub>	0.0157	0.01579	0.6				
В <sub>23</sub>	0.0076	0.00753	0.5	P <sub>Г3</sub>	3080	3114	1.1
В <sub>32</sub>	0.0076	0.00758	0.1				
<i>схема сети цепочной структуры</i>							
В <sub>21</sub>	0.0118	0.01203	2.0	P <sub>Г2</sub>	1116	1142	2.3
В <sub>31</sub>	0.0110	0.01034	6.0				
В <sub>23</sub>	0.0082	0.00805	1.8	P <sub>Г3</sub>	2049	2066	0.9
В <sub>32</sub>	0.0082	0.00801	2.2				
В <sub>2,3-1</sub>	0.0233	0.02284	1.9	P <sub>Г2+Г3</sub>	3207	3271	2.0

Примечание:  $\sigma_B$  – рассогласование значений элементов модели ЭЭС, рассчитанных при эквивалентировании схемы замещения и по СВИ параметров режима;  $\sigma_P$  – погрешность определения предельной по условию устойчивости мощности генератора по актуальной модели ЭЭС.

По результатам испытаний был расширен состав информативных режимов для идентификации обобщенной модели ЭЭС (Рисунок 6) и определения ограничений по устойчивости, максимально использованы особенности идентификации в каждом из них.



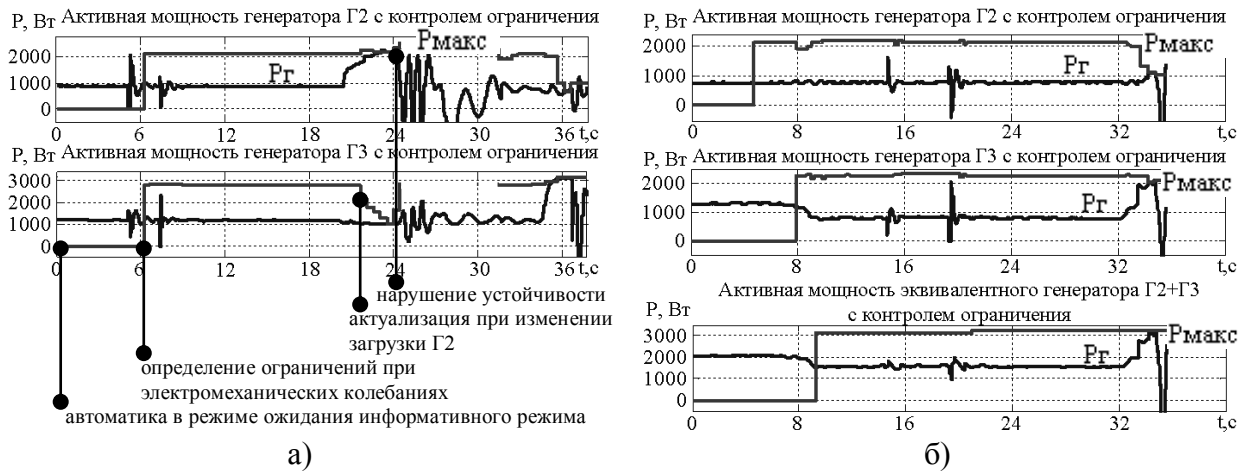


Рисунок 5 – Осциллограммы активной мощности генераторов ( $P_G$ ) с актуальными ограничениями по устойчивости ( $P_{\max}$ ) (а) – для замкнутой схемы сети при последовательном отключении В11, В21 с успешным АПВ, б) – для сети цепочечной структуры при отключении В11, В21 с успешным АПВ после разгрузки Г3)

Выводы:

1. Точность определения ограничений по устойчивости с использованием актуальной матрицы СВП ЭДС генераторов в сравнении с измеренной предельной мощностью генераторов при проведении опытов последовательного нагружения до потери устойчивости составляет менее 3 %.
2. Модель ЭЭС для определения ограничений по устойчивости универсальная, точность определения ограничений не зависит от типа синхронной машины.
3. Актуализация ограничений происходит при изменении топологии сети, изменении возбуждения генераторов и текущей загрузки генераторов.
4. Возможно расширение «окна» идентификации параметров модели ЭЭС за счет информативности нерегулярных колебаний режима.
5. Точность получаемых ограничений по устойчивости обусловлена адекватностью используемой модели ЭЭС, эффективностью используемых методов ее идентификации, в т.ч. исключением из рассмотрения неинформативных режимов, высокой точностью системы измерений.
6. Разработан и испытан прототип автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным СВИ, который может служить основой для создания серийных устройств автоматики для электрических сетей с распределенной генерацией.

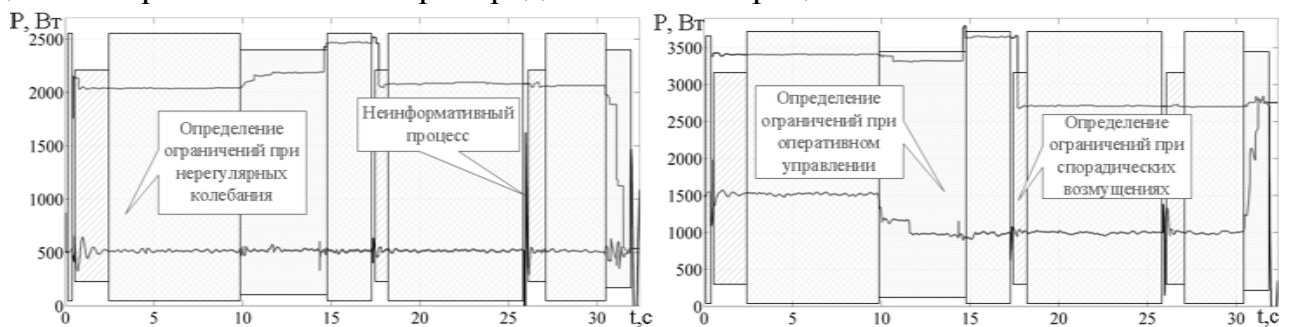


Рисунок 6 – Информативные режимы для определения ограничений по статической аperiodической устойчивости

### **Основными результатами диссертационной работы являются:**

1. Впервые экспериментально доказана работоспособность автоматики контроля устойчивости по данным СВИ в режиме реального времени.

2. Доказана необходимость и предложены методы повышения эффективности идентификации модели ЭЭС для определения ограничений по статической устойчивости в режиме реального времени.

3. Предложена структура автоматики контроля устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией по данным СВИ, объединяющая функции противоаварийной и технологической автоматик.

4. Показана информативность нерегулярных колебаний режима для идентификации обобщенной модели ЭЭС и предложено их использование для определения ограничений по устойчивости.

5. Сформулированы особенности идентификации модели ЭЭС для контроля ограничений по статической устойчивости по данным синхронизированных векторных измерений для различных информативных режимов ЭЭС.

6. Определены требования к системе СВИ для автоматического контроля устойчивости в электрической сети с распределенной генерацией.

Необходимо отметить возможность применения разрабатываемой технологии контроля устойчивости режима по данным СВИ на различных иерархических уровнях, в том числе в традиционных энергосистемах.

### **ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

#### *Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:*

1. Соболева, М. А. Определение предельных режимов электроэнергетической системы на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов / М.А. Соболева, А. Г. Фишов // *Электричество*. – 2013. – № 8. – С.9-14.

2. Макетирование и испытание системы контроля устойчивости генераторов по данным векторных измерений / В.В. Денисов, А.Г. Фишов, М.А. Шиллер // *Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока*. – 2014. – №1-2. – С.319-323.

#### *Работы, опубликованные в международных и российских изданиях, сборниках научных трудов конференций:*

3. Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection/ A. Fishov, M. Shiller, A. Dekhterev, V. Fishov // *Journal of Energy and Power Engineering, NY, USA, 2015*. – 9(2015) – P.59-67. ISSN 1934-8975

4. Ensuring the stability of the Mongolia's electric system considering the plans of its development by the year 2020 / F. L. Byk, A. G. Fishov, M. A. Soboleva, D. Sodnomdorj // *The 8 international forum on strategic technologies (IFOST 2013): proc., Mongolia, Ulaanbaatar, 28 June – 1 July 2013*. –2013. – Vol. 2. – P. 553-557.

5. Stability monitoring and control of generation based on the synchronized

measurements in nodes of its connection [Electronic resource] / A. G. Fishov, M. A. Soboleva, A. I. Dechtere, V. A. Fishov, D. V. Tutundaeva // CIGRE session: techn. progr., the session papers, France, Paris, 24–29 Aug. 2014. – 2014. – Art. C2\_110\_2014 (9 p.) - 1 electron-optical disc (CD-ROM) CIGRE session.

6. Автоматика для электрических сетей с распределенной генерацией / Д. И. Аптекарь, В. В. Денисов, А. Г. Фишов, М. А. Шиллер // Релейная защита и автоматика энергосистем : сб. докл. 22 междунар. науч.-практ. конф., Москва, 27–29 мая 2014 г. – Москва, 2014. - С.264-270. - ISBN 978-5-9903581-4-0

7. Соболева, М.А. Мониторинг устойчивости и управление распределенной генерацией по данным синхронизированных измерений в узлах ее подключения / М. А. Соболева, А. Г. Фишов, А. И. Дехтерев // Релейщик. – 2013. - №3(16). – С.18-22

8. Соболева, М. А. Мониторинг устойчивости и управление распределенной генерацией по данным синхронизированных измерений в узлах ее подключения / А. И. Дехтерев, М. А. Соболева, А. Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4-ая междунар. науч.-техн. конф., Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013.– С.53-54.

9. Соболева, М. А. Моделирование системы контроля устойчивости режимов ЭЭС / М. А. Соболева, А. Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. всерос. науч.-тех. конф., Екатеринбург 22-26 октября 2012: сб. статей. В 2 т. – 2012. – Т1. – С.385-388.

10. Соболева, М. А. Power system stability margins monitoring system prototype design based on the NSTU" electrodynamic model / А. И. Дехтерев, М. А. Соболева, А. Г. Фишов // Междунар. молодежная науч.-техн. конф. "Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах", 21-24 сентября 2011 г., Новосибирск. – 2011. – С.54-55.

11. Соболева, М. А. Определение предельных по статической устойчивости и допустимости параметров режимов нерегулируемой электроэнергетической системы на основе актуальной матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов / М.А. Соболева, А.Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. всерос. науч.-тех. конф., Екатеринбург 17-19 ноября 2010: сб. статей. В 2 т. – 2010. – Т1. – С.213–217.

12. Соболева, М. А. Определение запасов статической устойчивости на базе матрицы собственных и взаимных проводимостей генерирующих узлов / М.А. Соболева // Энергетика: экология, надежность, безопасность. Тр. XII всерос. студ. науч.-техн. семинара. В 2 т. Томск: ТПУ, 2010 – Т.1. Электроэнергетическое направление. – С.97-100.

13. Соболева, М. А. Использование матрицы собственных и взаимных проводимостей генераторов для оперативного контроля запасов статической устойчивости энергосистем / М. А. Соболева // НАУКА. ТЕХНОЛОГИЯ. ИННОВАЦИИ. Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ми частях. – Новосибирск: НГТУ, 2009. – ч3. – С.165-167

Отпечатано в типографии Новосибирского  
государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20  
тел./факс. (383) 346-08-57  
формат 60 X 84/16 объём 1.25 п.л., тираж 120 экз.  
заказ № 2119 подписано в печать 16.04.15 г.