

На правах рукописи

Илюшин Павел Владимирович

**РАЗРАБОТКА И РАЗВИТИЕ ПРИНЦИПОВ
ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ
МЕГАПОЛИСА**

Специальность 05.14.02 -

«Электрические станции и электроэнергетические системы»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Москва, 2011 г.



Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Научно-технический центр электроэнергетики», г. Москва.

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Шакарян Юрий Гевондович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Шунтов Андрей Вячеславович

доктор технических наук, профессор
Назарычев Александр Николаевич

Ведущая организация: **Открытое акционерное общество
«Московская объединенная электросетевая
компания» (ОАО «МОЭСК»).**

Защита состоится «25» октября 2011 года в 14 часов 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 512.002.01 при Открытом акционерном обществе «Научно-технический центр электроэнергетики» по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета Д 512.002.01 по адресу: 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3., ОАО «НТЦ электроэнергетики».

С диссертационной работой можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Автореферат разослан «15» сентября 2011 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 512.002.01,
доктор технических наук, профессор


И.Л. Новиков

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Для обеспечения современных требований к надежности электроэнергетики, как одного из важнейших элементов хозяйственной деятельности государства, требуется, в частности, повышение надежности работы распределительных сетей.

Рост энергопотребления при ограниченных возможностях развития электрических сетей создает предпосылки крупных аварий, нарушающих работу распределительных сетей на больших территориях (Московская и соседние области к югу от Москвы 25 мая 2005 г., Санкт-Петербург 20 августа 2010 г., Нью-Йорк 13-14 июля 1977 г., восток США и Канады 14 августа 2003 г. и др.).

В последние годы в целях обеспечения надежности в электроэнергетике принят ряд постановлений Правительства РФ, нормативно-правовых актов и процедур, способствующих решению задач по обеспечению надежности, в том числе:

- постановление Правительства РФ от 25.08.2008 № 637 «Об организации деятельности Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба)»;
- нормативно-правовые акты, устанавливающие порядок долгосрочного планирования развития электроэнергетики и контроля инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977, от 17.10.2010 № 823 и др.);
- правила долгосрочного рынка мощности (постановления Правительства РФ от 24.02.2010 № 89 и от 13.04.2010 № 238) и рынка системных услуг (постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117);
- процедура подготовки к осенне-зимнему периоду (ОЗП);
- новая RAB-методология тарифообразования.

Распределительные сети мегаполисов (220 кВ и ниже) отличаются от системообразующих сетей высших классов напряжения следующими свойствами:

- расстояния между узлами сети сравнительно малы;
- сети многосвязны, т.е. сеть не распадается на независимые части при отключениях нескольких связей, кроме возможной потери питания отдельных узлов;
- запасы по статической устойчивости, как правило, много больше, чем запасы по максимально допустимым (аварийно допустимым) токам;
- генераторы близки электрически как между собой, так и по отношению к нагрузкам, что обуславливает их большое взаимное влияние.

Существующие методы оценки устойчивости и надежности электроэнергетических систем не учитывают этой специфики распределительных сетей мегаполисов, что требует проведения специальных исследований.

Проблемам режимов работы энергосистем, установившихся и переходных, и противоаварийному управлению ими посвящено много работ, заложивших как теоретические основы, так и решивших много актуальных практических задач. Но рост нагрузки мегаполисов и соответствующее развитие больших распределительных сетей, особенно за последние десятилетия, привели к тому, что стали актуальными новые задачи, не рассмотренные в научно-практических исследованиях в недавнем прошлом.

Целью диссертационной работы является разработка новых и развитие существующих принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполисов, имеющих своей конечной целью повышение надежности работы распределительных сетей и электроснабжения потребителей.

Конкретные задачи, отвечающие этой цели, поставленные и решавшиеся в настоящей работе, следующие:

1) анализ, применительно к распределительным сетям мегаполисов, особенностей, существенных в отношении надежности и отличающих их от системообразующих сетей высших классов напряжения;

2) анализ следующих основных факторов, существенно влияющих на надежность и специфических для распределительных сетей мегаполисов:

- глубокое секционирование сети 110–220 кВ, выполняемое для снижения токов КЗ;
- наличие значительного количества генерирующих установок малой или средней мощности, образующих «распределенную генерацию», играющую большую роль в обеспечении электроснабжения быстрорастущей нагрузки;

3) разработка технических предложений и методических указаний по расчету коэффициента запаса текущего или планируемого режима, аналогичного коэффициенту запаса статической устойчивости по активной мощности (эффективному в системообразующих сетях со слабыми сечениями), но учитывающего специфику распределительных сетей и актуального для них;

4) исследование и разработка алгоритма введения режима распределительной сети в допустимую область на основе контроля токов в ветвях схемы и напряжений в ее узлах и с учетом практически реализуемых в распределительной сети управляющих воздействий;

5) разработка технических решений для повышения эффективности применения мобильных ГТЭС (МГТЭС) при ликвидации аварийных перегрузок сети в районе ПС Пушкино московской энергосистемы и определение требований к скорости набора мощности МГТЭС;

6) исследование и разработка технических решений, связанных с применением делительной автоматики на парогазовых электростанциях Городецкая и Международная, в части доработки схемы электростанции, выбора коммутаций, реализующих деление, а также выбора целесообразных параметров автоматики ликвидации асинхронного режима.

Методы выполнения работы – анализ противоаварийного управления распределительной сетью московской энергосистемы (методы и средства ПА, практические эксплуатационные задачи), а также расчеты установившихся режимов и переходных процессов, которые выполнялись с помощью программ «Растр» и «Мустанг».

Научная новизна основных результатов работы

Основные научные результаты, полученные в диссертационной работе:

1. Для управления режимами распределительных сетей сформулировано понятие коэффициента запаса по приращению нагрузки (аналогичное понятию коэффициента запаса статической устойчивости, применяемого для системообразующих сетей).

Пределом утяжеления режима при определении коэффициента запаса по приращению нагрузки является достижение границы области допустимых режимов по токам в ветвях и напряжениям в узлах.

Разработаны методические указания по вычислению коэффициента запаса по приращению нагрузки с соответствующими примерами.

2. Разработан алгоритм введения режима в допустимую область (ВРДО). Алгоритм ВРДО снабжен методическими рекомендациями и примерами.
3. Выявлены области эффективного применения предложения Ф.Л. Когана разгружать генераторы по активной мощности при перегрузках сети с тем, чтобы (при сохранении ограничений по току) увеличивать выдачу реактивной мощности и повышать напряжение в узлах сети.
4. Проанализирован вопрос и сформулированы требования к быстродействию автоматики, которая после отделения электростанции от сети действием делительной автоматики (ДА) отключает необходимую часть нагрузки в выделенном районе.

Если дефицит реактивной мощности, сопровождающий дефицит активной мощности, таков, что возможна лавина напряжения, то должна предусматриваться разгрузка с максимальным быстродействием – по факту отделения от сети. Если нет оснований ожидать лавины напряжения, то задержки в срабатывании АЧР (из-за выбора низких уставок по частоте) несущественны до тех пор, пока кратковременные снижения частоты допустимы для генераторов.

Если авария инициирована близким многофазным КЗ, то вероятность возникновения лавины напряжения в промышленном узле значительно возрастает.

5. Высказано предложение допускать в распределительных сетях асинхронные режимы работы генераторов при нормативных возмущениях, если такой асинхронный режим не вызывает дополнительных нарушений устойчивости (что должно быть подтверждено соответствующими расчетами), при условии, что допустимая длительность асинхронного режима контролируется АЛАР.

Целесообразность этого обусловлена тем, что определенные виды генераторов имеют запасы динамической устойчивости значительно более

низкие, чем традиционные генераторы, и не могут сохранять динамическую устойчивость при КЗ.

Задержка срабатывания АЛАР не должна применяться, если асинхронный режим может вызвать дополнительные нарушения устойчивости генераторов и двигателей.

Практическая ценность работы

Исследования, проведенные в диссертационной работе, позволяют продвинуть решение следующих проблемных вопросов повышения надежности работы распределительных сетей:

1. Предложено создать систему централизованной ПА распределительной сети, способную собирать информацию по состоянию сети, напряжениям и токовым нагрузкам в ней и, на основании расчетов режимов работы сети, принимать решения о снятии перегрузок, локализации и предотвращении аварии и пр. При проектировании системы ЦПА РС, а также с целью формулирования пакета четких инструкций для оперативно-технологического персонала (в частности по применению ограничения электропотребления в г. Москва и Московской области), полезна наработка сценариев возможных «сверхнормативных» аварий, приводящих к нарушению питания значительной нагрузки.
2. Для обеспечения возможности работы ДА на ПГЭС Городецкая без разделения электростанции на несинхронно работающие части рекомендовано дополнить схему РУ 10 и/или 11,5 кВ выключателями, объединяющими секции шин, связанные с различными генераторами, и выполнять деление выключателями 220 кВ повышающих трансформаторов.
3. Рассмотрены возможности ликвидации аварийной перегрузки сети в районе ПС Пушкино московской энергосистемы с помощью автоматического запуска и быстрого набора мощности подключенной к сети мобильной ГТЭС (МГТЭС). Показаны необходимые для этого параметры пуска и набора нагрузки газотурбинных установок МГТЭС и соответствующие кратности токовой перегрузки в ЛЭП.
4. Для случаев срабатывания ДА на ПГЭС Международная обнаружена резко выраженная зависимость возможности возникновения лавины напряжения от величины генераторного напряжения (т.е. от рабочего значения $\cos\varphi$) в режиме перед делением. Место возникновения лавины напряжения – нагрузка ТЭЦ-7. Обнаружены и обоснованы также трудности, к которым приводит изолированная работа всего рассматриваемого района ПГЭС Международная, в отношении применения АВР в местах разрывов (на ПС Фили, Мазилово, Сити, Никитская).
5. Проанализированы особенности газопоршневых электростанций (ГПЭС) General Electric – Jenbacher, препятствующие их эффективной работе в распределительных сетях при наличии связи с энергосистемой в общем случае и, особенно, после выделения участка сети на автономную работу. Сформулированы конкретные пожелания заводам-изготовителям (в части механической прочности конструкции и выбора уставок защит генераторов),

представлены рекомендации по ограничению применения таких ГПЭС, по их присоединению к распределительным сетям и применению ПА.

Реализация результатов работы

1. Основные результаты диссертационной работы в части методики расчета коэффициента запаса по приращению нагрузки распределительной сети, алгоритма ВРДО и требований к установкам распределенной генерации включены в «Концепцию интеллектуальной электроэнергетической системы с адаптивно-активной сетью (ИЭС ААС)» ОАО «НТЦ электроэнергетики» и включены в Заключительный отчет «Концепция ИЭС ААС» (2011 г.).

2. Предложение по развитию схемы ПГЭС Городецкая для обеспечения применения ДА принято ООО «ЭнергоСервисПроект» и включено в раздел проекта «Схема выдачи мощности ПГЭС Городецкая. Электротехнические решения. Расчет режимов и устойчивости прилегающей сети 220 кВ. Расчет токов КЗ. Принципиальные решения по противоаварийной автоматике».

3. Алгоритм введения режима в допустимую область (ВРДО) принят в ОАО «МОЭСК» для проведения расчетов при планировании режимов работы распределительных сетей.

4. Предложения по возможности ликвидации аварийной перегрузки сети разрабатывались совместно с ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и были использованы в проекте автоматики ограничения перегрузки линий для транзита ВЛ 110 кВ Трубино – Клязьма 1, 2 с отп., Н.Подлипки – Тополь, Клязьма – Тополь с отп., Клязьма – Пушкино, Пушкино – Роса с действием на АЗГ МГТЭС Пушкино.

Апробация работы

Основные положения диссертации докладывались научно-технических конференциях и семинарах, в том числе:

- Международном производственно-техническом семинаре «Современные методы проектирования, строительства и эксплуатации линий электропередачи и электрических подстанций» 24-26.11.2010 г., г. Алматы (Республика Казахстан);

- Научно-техническом семинаре «Электрические сети России - 2010», 30.11-03.12.2010 г., г. Москва;

- IX Международной научно-технической конференции «Перспективы развития электроэнергетики. Энергоэффективность и энергосбережение», 29-30.03.2011 г., г. Москва;

- 3-й Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем» Исследовательского комитета СИГРЭ, секции В5 «Релейная защита и автоматика», 30.05-03.06.2011 г., г. Санкт-Петербург;

- X Международной научно-технической конференции «Силовые и распределительные трансформаторы, реакторы. Системы диагностики», 21-22.06.2011 г., г. Москва.

Опубликованные работы

По результатам выполненных исследований опубликовано 14 работ, в том числе: в центральных журналах, входящих в список ВАК, - 5, в технических отчетах ОАО «НТЦ электроэнергетики» - 4.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы постановки задач, решаемых в диссертации, определены цели работы, описаны методы ее выполнения, а также сформулирована научная новизна и отмечена практическая значимость работы.

В первой главе рассмотрены особенности концентрированных распределительных сетей 110 - 220 кВ, которые должны быть учтены, чтобы была корректной экстраполяция нормативов устойчивости и других требований к надежности, разрабатывавшихся главным образом для системообразующих сетей, на распределительные сети.

Многие особенности обусловлены наличием в больших распределительных сетях электростанций, имеющих среднюю и малую мощность (так называемая «распределенная генерация»).

Вероятность возникновения асинхронных режимов (АР) таких электростанций высока, особенно, если в качестве приводов используются газотурбинные установки со свободными силовыми турбинами или двигатели внутреннего сгорания: анализ показал, что предельное по динамической устойчивости генераторов время отключения КЗ, в случае многофазных КЗ, меньше времени ликвидации КЗ первыми ступенями защит линий электропередачи. Но одновременно с вероятностью нарушения динамической устойчивости растет вероятность самопроизвольной ресинхронизации, ввиду малых постоянных инерции.

В отличие от системообразующей сети, связывающей крупные электростанции, нарушения динамической устойчивости нескольких небольших генераторов в концентрированной распределительной сети оказывают кратковременное воздействие и при том на небольших участках сети. С другой стороны, отключение генераторов от АЛАР может привести к перегрузкам в распределительной сети. При этом учитываются возможности дополнительных, во время АР, нарушений устойчивости генераторов и синхронных двигателей и перехода двухчастотного АР в многочастотный, что затрудняет его выявление и ликвидацию.

Этими обстоятельствами, при выполнении соответствующих расчетов, предлагается руководствоваться при настройке АЛАР.

Для наиболее тяжелых аварий в распределительной сети характерно (в отличие от системообразующей сети) протекание аварии при ненормативных условиях, когда авария начинается с перегрузки линий электропередачи, а может закончиться лавиной напряжения и нарушением устойчивости генераторов. Такие аварии, по мнению автора, обязательно требуют априорного

анализа и выводов относительно применения противоаварийных мероприятий. В частности, рассмотрены такие меры, как автоматическая загрузка генераторов (рассматривались вопросы управления загрузкой агрегатов мобильных ГТЭС).

На рис. 1 показан анализ возможностей ликвидации аварийно возникшей перегрузки сети с помощью автоматического запуска и набора мощности мобильной ГТЭС (МГТЭС), подключенной к распределительной сети 110 кВ в районе ПС Пушкино московской энергосистемы. Показаны необходимые для этого параметры пуска ГТУ и соответствующие кратности токовой перегрузки в ЛЭП.

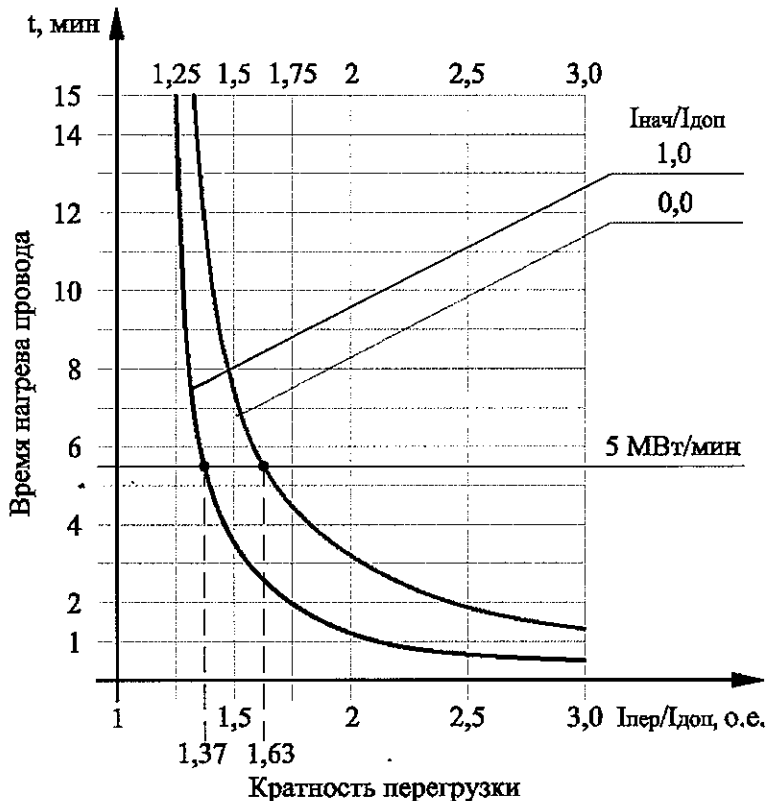


Рис. 1. К расчету кратности перегрузки, допустимой по условиям пуска МГТЭС.

Сформулированы требования к МГТЭС для обеспечения эффективности противоаварийного управления в части:

- обеспечения параметров пуска;
- реализации возможности приема команд от устройств ПА в общестанционном устройстве управления МГТЭС;
- возможности использования МГТЭС в режиме регулируемого синхронного компенсатора;
- возможности использования МГТЭС как резервного аварийного источника питания для запуска тепловых электростанций «с нуля»;
- схемы присоединения МГТЭС к сети.

Проанализированы особенности газопоршневых установок GE-Jenbacher 2400 кВт (такие генерирующие установки применены на московских Курьяновских очистных сооружениях) и показано, что уставки электрических защит генераторов, не оправданные как по быстрдействию, так и по величине

(уставки определены заводом-изготовителем и не подлежат изменению, для сохранения гарантийных обязательств на ГПЭС), близки к параметрам нормального режима. Это приводит к излишним отключениям генераторов при КЗ в сети, а внезапное отделение ГПЭС вместе с нагрузкой на генераторном напряжении от сети 110 кВ приводит к излишним отключениям генераторов.

Последнее показывает расчет, результаты которого представлены на рис. 2: в процессе, принципиально вполне благополучном, срабатывают защиты и по снижению напряжения, и по повышению частоты.

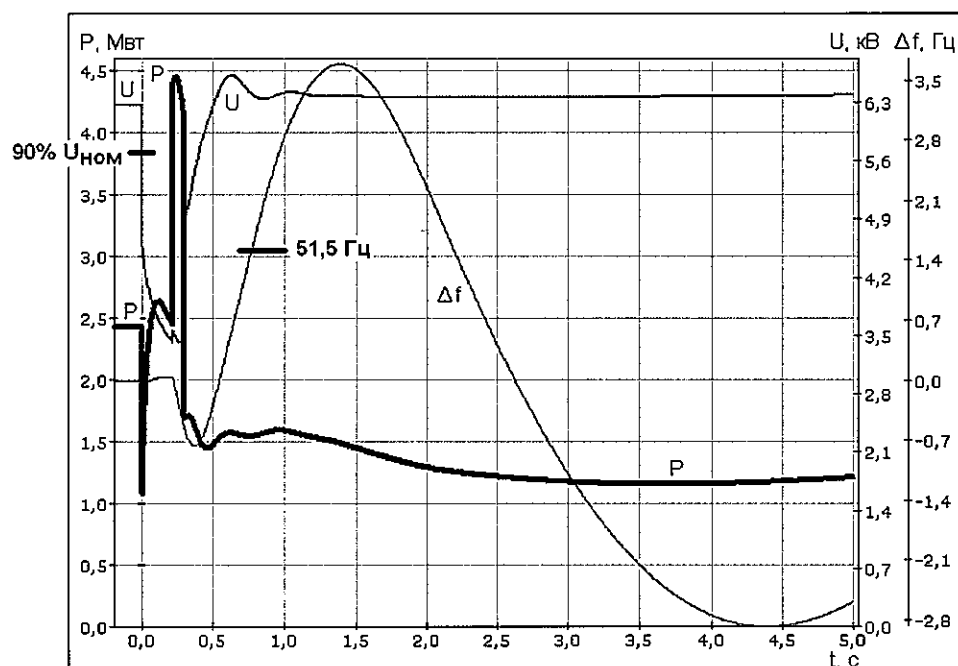


Рис. 2. Внезапное отключение потребителя и ГПЭС GE-Jenbacher с генераторами 2400 кВт от сети 110 кВ в случае, если рассматриваемые защиты на ГПЭС переведены на сигнал.

Расчетами показано, кроме того, что работа этих генерирующих установок в автономном режиме полностью неудовлетворительна, так как включения/отключения электродвигателей вызывают излишние отключения генераторов.

По данным анализа сформулированы специальные рекомендации для заказчиков ГПЭС и МГТЭС и их поставщиков в части предъявления требований обеспечивать использование любых генерирующих установок в автономном режиме, требований к допускаемым отклонениям частоты в рабочих режимах, механической прочности, обеспечивающей отсутствие повреждений установки при внешних КЗ в сети, а также в отношении допустимости несинхронных АПВ на связи с ЭЭС (и др.).

Во второй главе рассматриваются возможности совершенствования средств оперативно-технологического управления для повышения надежности работы распределительной сети.

Показано, что:

- в общем случае ремонтное состояние схемы распределительной сети не должно служить основанием для снижения требований по надежности

электроснабжения. Исключением для конкретного потребителя или группы потребителей являются случаи, когда имеет место ремонтное состояние одного ввода из двух имеющихся у этих потребителей;

- для распределительных сетей целесообразно использовать понятие не *вынужденного* перетока, а *режима с высоким риском нарушения электроснабжения потребителей*;
- срабатывания АЛАР на присоединениях электростанций к распределительной сети целесообразно разрешать при любых возмущениях в распределительной сети, в том числе при нормативных возмущениях.

Хотя запасы по статической устойчивости для распределительных сетей, как правило высоки, это не снимает вопрос об использовании актуального понятия запаса. Для распределительных сетей предложено определять запас по величине *допустимого* увеличения всей нагрузки распределительной сети, в равной мере, пропорционально исходным нагрузкам. При этом под допустимостью режима понимается его принадлежность области допустимых режимов по токам в ветвях и напряжениям в узлах.

Коэффициент запаса для распределительной сети по приращению нагрузки предлагается рассчитывать по формуле:

$$K_{P_n} = \frac{\sum P_n^{\text{пред}} - (1 + \Delta P_{\text{гр}}) \cdot \sum P_n^{\text{исх}}}{\sum P_n^{\text{пред}}},$$

где: $\sum P_n^{\text{пред}}$ – величина суммарной активной нагрузки в распределительной сети (МВт) в предельно допустимом режиме, т. е. на границе области допустимых режимов (ОДР);

$\sum P_n^{\text{исх}}$ – величина суммарной нагрузки (МВт) в распределительной сети в рассматриваемом режиме;

$\Delta P_{\text{гр}}$ – половина ширины полосы, в которой обычно лежат исполненные графики суммарных нагрузок однотипных дней (в долях соответствующих величин нагрузки по среднему графику).

Даны рекомендации относительно учета изменений реактивной нагрузки при увеличении активной нагрузки.

Рассчитанные утяжеления режима для участка распределительной сети, прилегающей к ПС Пушкино московской энергосистемы, показаны на рис. 3.

В первом случае (нормальная схема) раньше других достигает своего максимально допустимого значения ток по связи 220 кВ Трубино – ТЭЦ-23, коэффициент запаса по росту активной нагрузки – почти 10%. Несколько медленнее перегружаются связи Н.Софрино – Уча и Трубино – Речная.

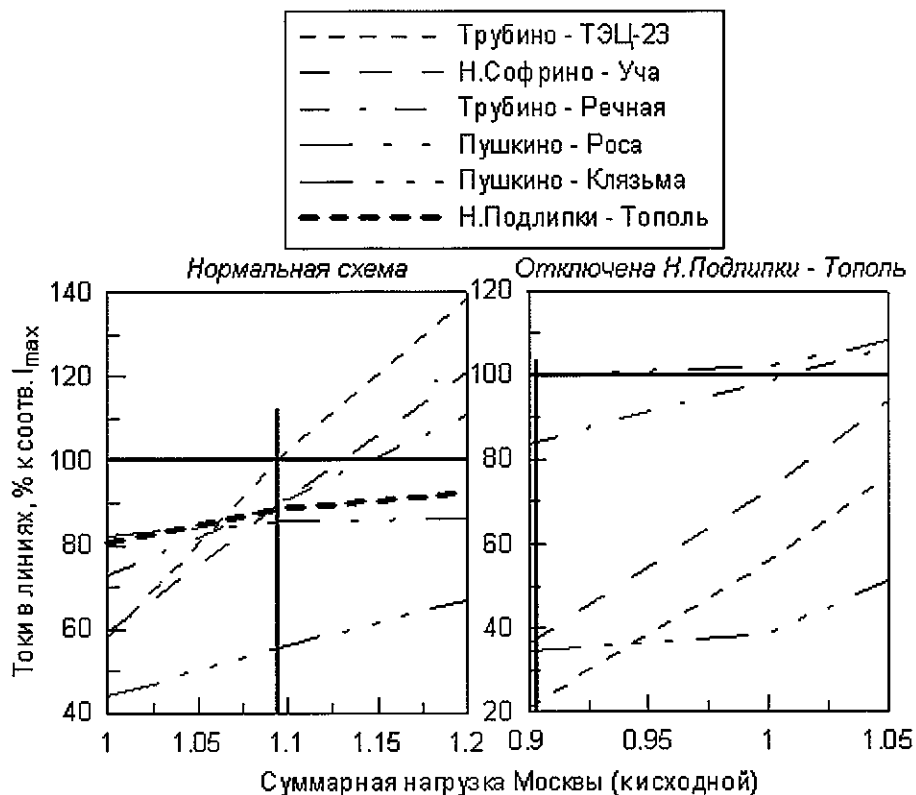


Рис. 3. Утяжеление исходного режима сети и поиск предельно допустимого режима по критерию $I < I_{\max}$ (напряжения в этих режимах допустимы). Вертикальная линия отмечает максимально допустимую суммарную нагрузку.

На графике видно, что расчеты полезно продолжать при $I > I_{\max}$: по значениям I / I_{\max} можно планировать необходимые противоаварийные мероприятия на случай возникновения перегрузки. В послеаварийном режиме, после отключения линии Н.Подлипки – Тополь, сразу же, при исходной нагрузке, обнаруживается перегрузка линии Пушкино – Роса на 4,2% сверх I_{\max} , так что коэффициент запаса в исходном режиме равен -10%. Это означает, что такой режим длительно не допустим и нужны мероприятия по введению режима данного участка сети в допустимую область.

Расчеты показали, что если коэффициенты мощности нагрузки в процессе утяжеления режима изменяются, то приращения токов остаются пропорциональными приращениям нагрузки, но пропорциональность самих токов величине суммарной нагрузки несколько нарушается.

В отношении потребителей, внезапное нарушение электроснабжения которых вызывает опасность для людей, экологической обстановки, безопасности государства и т. п., целесообразно требовать оснащения опасных объектов системами безопасности, если проектирование этих объектов не закончено к моменту принятия соответствующего РД. Для действующих объектов необходим такой порядок, при котором потребители информируют энергоснабжающую организацию о том, может ли внезапное нарушение электроснабжения привести к опасности для людей, экологической обстановки, повреждению основного дорогостоящего оборудования и т. п.

Важно, чтобы статистическая информация об отказах в распределительной сети анализировалась, в частности, теми организациями, которые ведут проектирование развития сети, выбирают типы электрооборудования и т. п.

Целесообразны:

- наработка сценариев возможных аварий, приводящих к нарушению питания значительной нагрузки, с целью формулирования требований к автоматике разгрузки и ее применению оперативно-технологическим персоналом, в частности, в Москве и Московской области;
- создание системы централизованной ПА распределительной сети, способной собирать информацию по состоянию сети, напряжениям и токовым нагрузкам в ней и, на основании расчетов режимов работы сети, принимать решения о снятии перегрузок, локализации и предотвращении аварий и пр.;
- расширение состава собираемой статистической информации, учитывая в частности:
 - ✓ возникновение КЗ на линиях электропередачи, отдельно по ВЛ и КЛ, с распределением по видам КЗ;
 - ✓ отказы выключателей при отключении тока КЗ;
 - ✓ АПВ: успешные, неуспешные, отказы АПВ, отсутствие АПВ (отсутствие самой автоматики или блокирование ее действия) и др.

В третьей главе представлена разработка алгоритма введения режима распределительной сети в допустимую область (ВРДО).

В алгоритме ВРДО предусматриваются четыре ступени:

- управление напряжениями в сети и на электростанциях;
- управление активными мощностями генераторов;
- изменения конфигурации сети;
- ограничение электропотребления.

Обращение к следующей ступени происходит после исчерпания возможностей нормализации режима на предыдущей ступени, или если на текущей ступени не достигнуто значимого (заданного) уменьшения целевой функции, или если нарушаются какие-либо ограничения, не нарушенные в исходном режиме.

Порядок применения каждого из управлений, шаг изменения управляемого параметра и его минимальное и максимальное значения определяет работник подразделения расчета электрических режимов. Он же задает для каждого из управлений список объектов управления: список ПС, где имеются средства регулирования напряжения, список трансформаторов с работоспособными РПН и т. д.

Порядок перебора объектов может быть задан работником подразделения расчета электрических режимов. По умолчанию объекты рассматриваются, начиная с тех, где напряжения (относительно номинальных значений) на текущем шаге ВРДО наименьшие. Тогда после каждого выполненного управления снова определяется объект управления, что позволяет вовлечь в процесс нормализации режима максимальное количество средств управления при минимальных управляющих воздействиях. Либо управления на выбранном

объекте продолжают до тех пор, пока не будет достигнуто ограничение управляемого параметра или не прекратится снижение значения целевой функции. Этот способ полезен, когда расширение числа объектов, управляемых при ВРДО, связано со значительными трудностями.

Задача ВРДО может быть поставлена в двух основных вариантах:

- выведение режима на границу ОДР;
- тоже с учетом того обстоятельства, что в течение времени реализации ВРДО может увеличиться нагрузка соответственно суточному графику. В этом случае выполняются оценки времени, необходимого для реализации УВ, и при расчете последовательных шагов ВРДО учитываются соответствующие изменения нагрузки.

Целевая функция ВРДО построена следующим образом. Принимаются во внимание только отклонения напряжений вниз от минимально допустимых значений и отклонения токов вверх от их максимально допустимых значений.

Соответственно этому, в относительных единицах,

$$\begin{aligned} \text{если } U < U_{\min.}, \text{ то } \Delta U &= (U_{\min.} - U) / U_{\text{ном.}}, \text{ иначе } 0, \\ \text{если } I > I_{\max.}, \text{ то } \Delta I &= I / I_{\max.} - 1, \text{ иначе } 0; \end{aligned}$$

В качестве целевой функции рассматривается выражение:

$$S = k_U \times \max(\Delta U) + k_I \times \max(\Delta I),$$

где: k_U , k_I – весовые множители, которые в общем случае могут задаваться разными для разных узлов (или ветвей), а также разными для разных величин отклонений ΔU , ΔI . Впредь до накопления необходимого опыта принято: $k_U = 10$, $k_I = 1$.

При решении задачи ВРДО необходим учет зависимости максимальной располагаемой мощности генераторов в установившемся режиме от активной мощности и напряжения.

Выявлены области эффективного применения предложения Ф.Л. Когана при перегрузках сети разгружать генераторы по активной мощности с тем, чтобы (при сохранении ограничений по токам генераторов) увеличить выдачу реактивной мощности и повысить напряжение.

Анализ показал, что:

- к рассматриваемой разгрузке целесообразно прибегать в таких режимах, когда генераторное напряжение снижено значительно (на 5–10 % и более);
- чем больше снижение генераторного напряжения, тем значительнее эффект разгрузки;
- в длительных режимах, когда электропотребление может рассматриваться не зависимым от напряжения, эффект разгрузки возрастает;
- величина эффекта тем больше, чем меньше эквивалентное активное сопротивление связи (в долях реактивного),

- при значительном эквивалентном внешнем сопротивлении эффект разгрузки может стать отрицательным;
- возможность разгрузки генераторов лимитируется ростом токов в сети, питающей рассматриваемый район;
- наиболее эффективны разгрузки генераторов примерно на 20–50 %.

Для ВРДО решена тестовая задача, а также рассмотрены варианты ВРДО для ремонтных схем района ПС Пушкино московской энергосистемы, где имеют место значительные перегрузки, с учетом использования МГТЭС в этой районе. На рис. 4 показан ход ВРДО для исходного состояния с отключенными ВЛ-110 кВ Уча – Роса и Н.Подлипки – Тополь; На МГТЭС в работе два генератора; БСК на ПС Клязьма отключены. Наибольшая перегрузка – на связи 110 кВ Трубино – Клязьма (на 29,5%), напряжения на ПС 110 кВ Пушкино и Роса – 99,4 и 99,0 кВ.

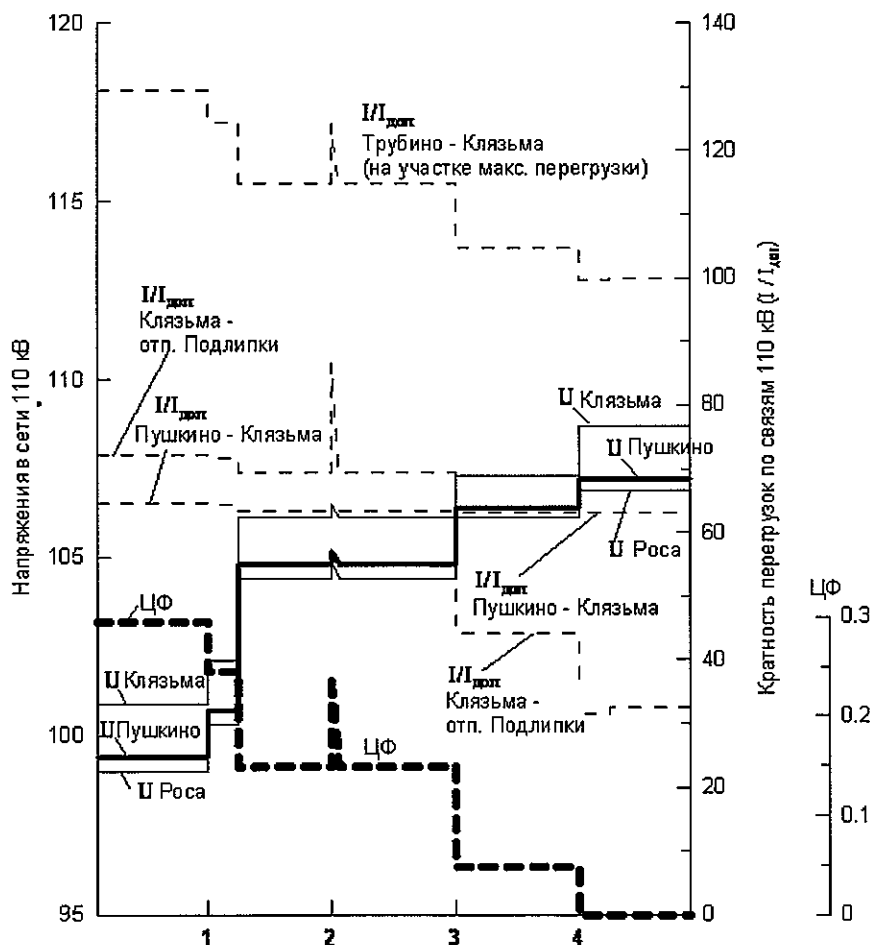


Рис. 4.
ВРДО в системе электроснабжения ПС 110 кВ Пушкино и др.

На оси абсцисс – шаги ВРДО:
 1 - включение БСК на ПС Клязьма 25+75 Мвар;
 2 – разгрузка двух генераторов МГТЭС на 50% (отменено);
 3 – включение третьего генератора;
 4 – снижение электропотребления на 9,2%.

ЦФ – целевая функция.

В четвертой главе при исследовании процессов, вызываемых действием делительной автоматики (ДА) на двух объектах: ПГЭС Городецкая и ПГЭС Международная, рассмотрены требования к управлению таким процессом.

Показано, что в случаях значительного дефицита мощности требования к быстрдействию разгрузки решающим образом зависят от того, к какому из

двух типов процессов, определяемых местными условиями, относится процесс, вызываемый действием ДА (эти два типа процессов сопоставлены на рис. 5).

На этом графике показано наложение двух процессов: при значении D , меньшем критической величины ($D_{кр}$) и при значении D , большем критической величины. Здесь $D_{кр} = 43,3\%$.

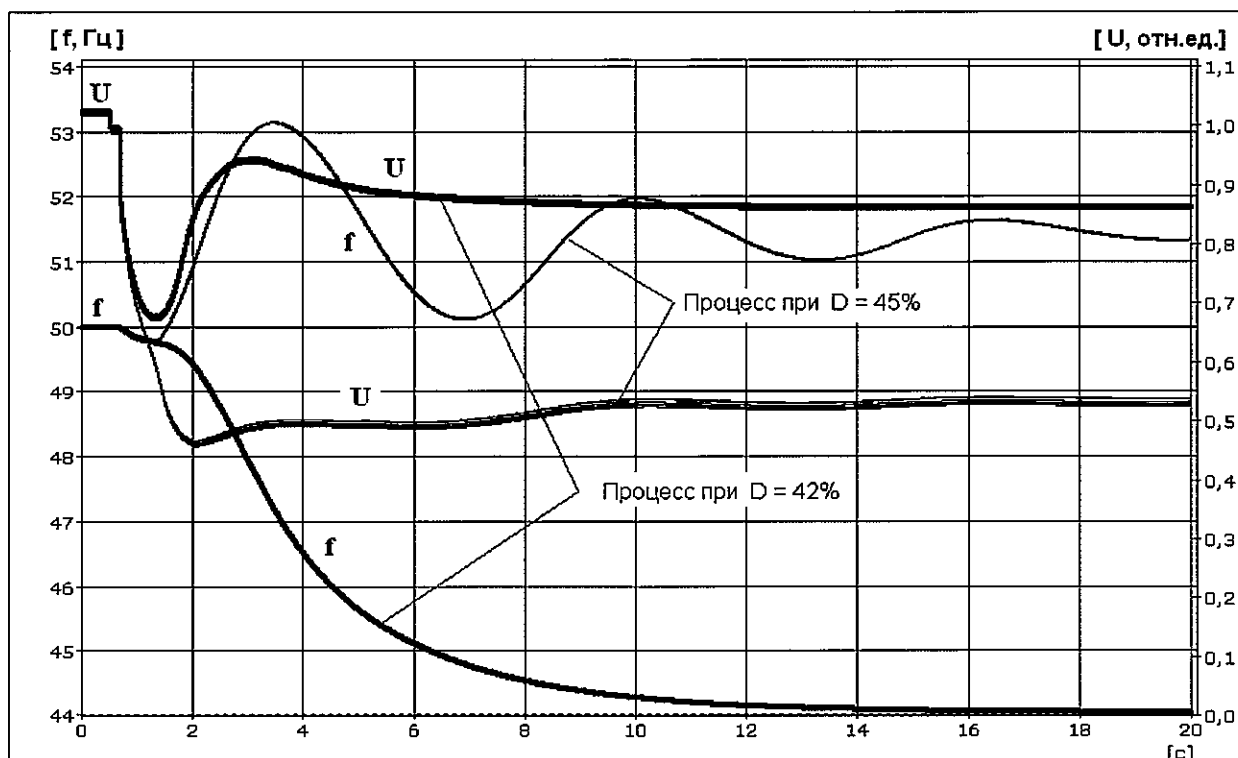


Рис. 5. Срабатывания ДА на ПГЭС Международная, наложение двух процессов.

Как следует из таких расчетов, если в результате ДА не нарушается устойчивость двигателей (дефицит $D < D_{кр}$), то плавность снижения частоты допускает применение АЧР, причем изменение выдержки времени от 0,2 с до 1 с мало изменяет процесс.

Если же в нагрузке возможно возникновение лавины напряжения ($D > D_{кр}$), то требуется высокое быстродействие разгрузки, не обеспечиваемое АЧР и требующее разгрузки по факту отделения от сети.

Число известных факторов, от которых зависит величина $D_{кр}$, дополнено распределением реактивных нагрузок выделяемого узла между собственной электростанцией и сетью в предшествующем режиме (рис. 6). В работе обосновано, что чем меньше исходный поток реактивной мощности от генераторов, тем больше вероятность того, что дефицит мощности превысит критическую величину.

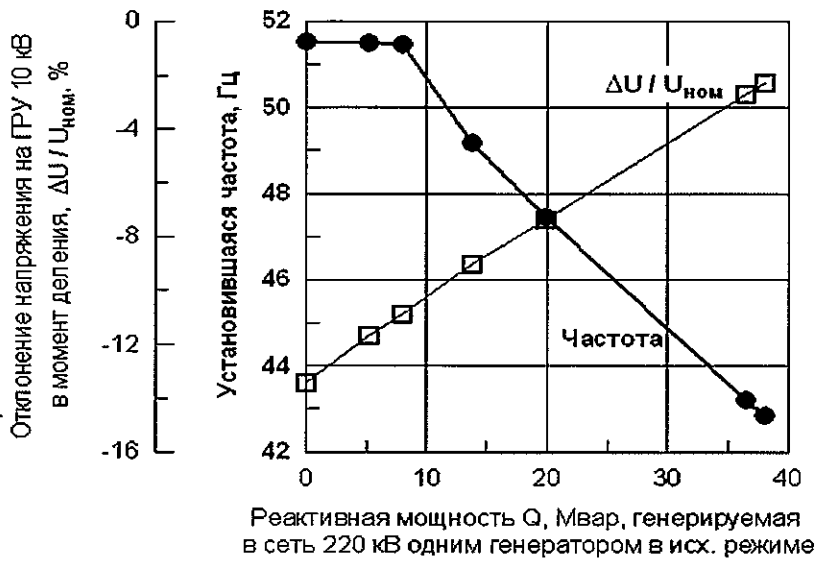


Рис. 6. Влияние исходной реактивной мощности генераторов ПГЭС Городецкая на процесс отделения от сети.

Для обеспечения срабатывания ДА на ПГЭС Городецкая без разделения электростанции на независимые части, рекомендовано дополнить схему РУ 10 и/или 11,5 кВ выключателями, объединяющими секции шин, питающих собственные нужды и сторонних потребителей, таким образом, чтобы при делении на выключателях 220 кВ повышающих трансформаторов схема не распадалась на независимые части (рис. 7).

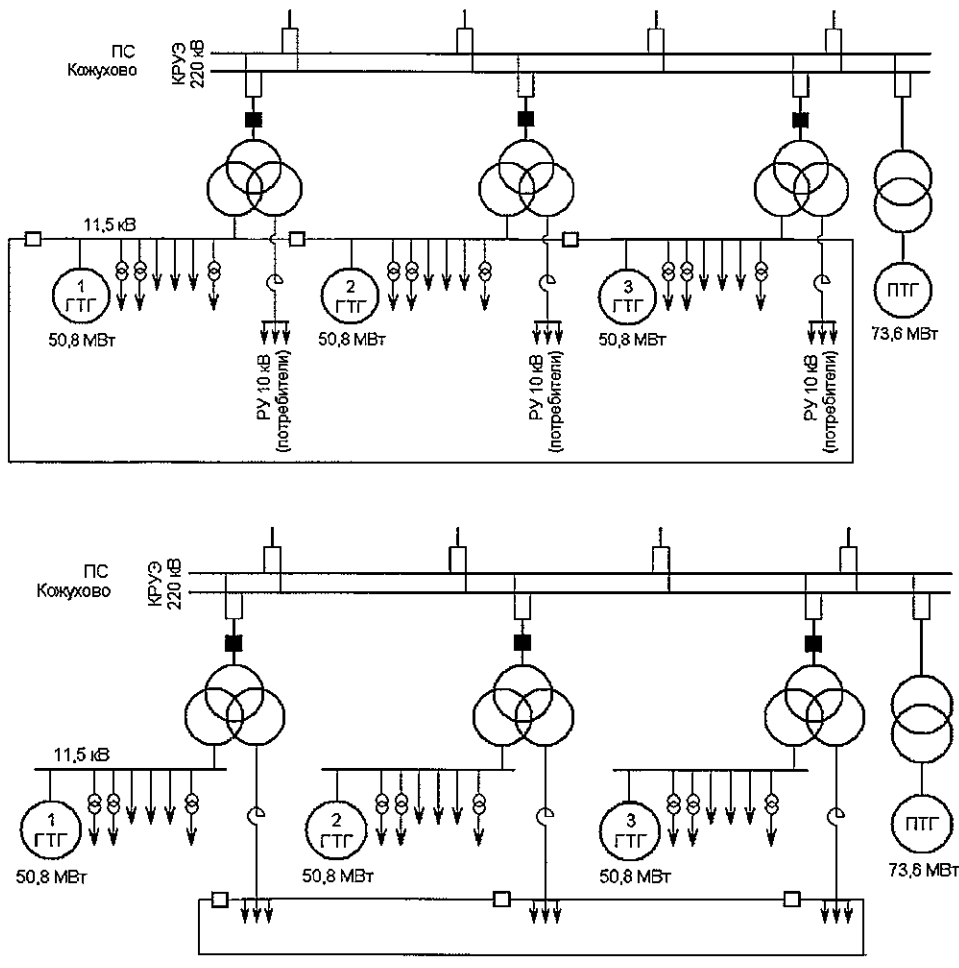


Рис. 7. Рекомендованные схемы ПГЭС Городецкая после срабатывания ДА.

а) В отношении электроснабжения СН целесообразнее первая схема (а), в отношении потребителей РУ-10 кВ – вторая (б)

б)

Для ПГЭС Международная обнаружено, что по признаку наименьшего запаса устойчивости нагрузки и наибольшей вероятности возникновения лавины напряжения нужно выделять:

- сеть 10 кВ, питающуюся от ПС Пресня;
- сеть 6 кВ ТЭЦ-7 (расчеты показывают, что именно нагрузка этой сети провоцирует лавину напряжения в рассматриваемом районе).

Весь рассматриваемый район ПГЭС Международная отрезан во многих точках от остальной сети (на ПС Фили, Мázилово, Сити, Никитская), что в аварийных режимах это становится существенным отрицательным фактором. Что касается соответствующих АВР, то:

- АВР может восстановить электроснабжение только после значительного перерыва питания;
- применение БАВР в распределительной сети связано со многими трудностями улавливания допустимой разности фаз напряжений;
- АВР не будет работать, если напряжение на резервируемой стороне не исчезает, а лишь понижается (снижения напряжения до 70–80% от номинального могут быть достаточными для запуска АОСН, но они не достаточными для запуска обычного АВР).

В заключении подведены итоги работы, сформулированы основные научные и практические результаты работы.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

Для разработки новых и развития существующих принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполисов в диссертационной работе выполнено следующее.

1. Для распределительных сетей рекомендовано введение коэффициента запаса по приращению активной нагрузки сети, аналогичного коэффициенту запаса по мощности перетока, эффективному в системообразующих сетях. Нулевому коэффициенту запаса по приращению активной нагрузки соответствует положение режима на границе ОДР по токам в ветвях или напряжениям в узлах. Разработаны методические указания по вычислению коэффициента запаса по приращению активной нагрузки сети.
2. Разработан расчетный метод введения текущего или планируемого режима распределительной сети в ОДР. В соответствующем алгоритме учитываются возможности управления напряжением сети и на электростанциях, управления активными мощностями генераторов, изменения конфигурации сети, ограничения электропотребления.
3. Проанализированы особенности современных генерирующих установок (конструктивные и уставок защит генераторов), используемых в «распределенной генерации». Выявлены недостатки, которые требуют устранения, и показаны особенности применения ПА к таким генерирующим установкам.

4. Проанализированы особенности асинхронных режимов генераторов в распределительных сетях и даны рекомендации в отношении настроек АЛАР. Показано, что поскольку вероятность ресинхронизации электростанций в распределительной сети обычно велика, срабатывание АЛАР целесообразно отстраивать по времени от ресинхронизации генераторов с учетом конкретных условий: если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению многочастотного асинхронного режима или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки.
5. Обоснованы различия в требованиях к ДА на электростанциях распределительной сети в зависимости от того, может ли процесс отделения от сети электростанции с местной нагрузкой привести к лавине напряжения в нагрузке. Если такие последствия возможны, то должна быть предусмотрена автоматика, которая отключает необходимую часть нагрузки по факту отделения от сети (а не по сигналу АОСН, так как требуется минимально возможное запаздывание, и, тем более, не от АЧР). Разработаны рекомендации по применению ДА на ПГЭС Международная и ПГЭС Городецкая.

Основное содержание работы отражено в следующих публикациях:

1. *Илюшин П.В.* «О свойствах энергоустановок с газопоршневыми двигателями». – Электрические станции, 2009, № 11.
2. *Жмурко В.Е., Илюшин П.В., Кандауров Л.Н., Хвоцинская М.А.* «Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах». – Электро, 2010, № 4.
3. *Гвоздев Д.Б., Илюшин П.В., Кочкин В.И., Фокин В.К., Фролов В.И.* «Применение адаптивной модели энергосистемы для управления источниками реактивной мощности». – Электричество, 2011, № 2.
4. *Илюшин П.В.* «Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях» – Электро, 2011, № 4.
5. *Илюшин П.В.* «Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6–10 кВ» – Электро, 2011, № 6 (в печати).
6. *Илюшин П.В.* «Особенности выбора средств противоаварийного управления в распределительных сетях с ГТУ, ГПЭС, МГТЭС», тезисы доклада. Международный производственно-технический семинар «Современные методы проектирования, строительства и эксплуатации линий электропередачи и электрических подстанций» 24 - 26 ноября 2010 года, г. Алматы (Республика Казахстан) Организатор семинара: ОЮЛ «Союз инженеров-энергетиков Республики Казахстан».
7. *Селезнева Н.А., Илюшин П.В., Барбетов А.И.* «Устройство автоматического ограничения перегрузки линий: теория и практика», тезисы доклада.

- Международная специализированная выставка и научно-технический семинар «Электрические сети России – 2010», 30 ноября – 03 декабря 2010 года, г. Москва.
8. *Илюшин П.В.* «Учет особенностей объектов малой генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях», доклад. IX Международная научно-техническая конференция «Перспективы развития электроэнергетики. Энергоэффективность и энергосбережение», 29 – 30 марта 2011 года, г. Москва. Организатор конференции: Международная ассоциация «ТРАВЭК».
 9. *Илюшин П.В.* «Основные направления реализации Положения о технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе», доклад. X Международная научно-техническая конференция «Перспективы развития электроэнергетики. Энергоэффективность и энергосбережение», 21 – 22 июня 2011 года, г. Москва. Организатор конференции: Международная ассоциация «ТРАВЭК».
 10. *Селезнева Н.А., Илюшин П.В., Барбетов А.И.* «Устройство автоматического ограничения перегрузки линий», тезисы доклада PS2 – S4-04. 3-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Исследовательского комитета СИГРЭ, секции В5 «Релейная защита и автоматика», 30 мая – 03 июня 2011 г., г. Санкт-Петербург. Секция 4: Современные тенденции развития систем противоаварийного и режимного управления.
 11. Технический отчет ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2009: «Разработка Технических предложений для снижения токов короткого замыкания в Московской энергосистеме с помощью устройств FACTS», Этап 2 «Формирование концепции обеспечения допустимых значений токов КЗ в энергосистеме на основе обобщения результатов работ по определению предельных значений токов КЗ для оборудования 110 кВ и 220 кВ, нормативным требованиям к построению электрической сети, обеспечивающему допустимые значения токов КЗ, анализу влияния глубины стационарного секционирования сети выключателями на надежность электроснабжения потребителей, применению схем автоматического «деления», техническим требованиям к токоограничивающим устройствам различных типов. Формирование предложений по пересмотру существующих РД» (*Тихонов Ю.А., Гуревич Ю.Е., Гайснер А.Д., Илюшин П.В. и др.*).
 12. Технический отчет ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2010: «Разработка Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью», Этап 2 «Основные положения Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью» - «Структурирование потребителей под возможность ситуационного управления нагрузкой, взаимодействие систем управления режимами и

надежностью работы распределительных сетей и электропотреблением с центрами управления ИЭС ААС» (*Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.*).

13. Технический отчет ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2011: «Разработка алгоритмов, принципов и условий совместной работы силового оборудования ААС и электростанций с максимальным эффектом от их применения», Этап «Разработка технических требований к генераторным газотурбинным и газопоршневым установкам для обеспечения возможности автономного электроснабжения потребителей» (*Тихонов Ю.А., Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.*).
14. Технический отчет ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2011: «Концепция ИЭС ААС».

