

**Концепция интеллектуальной электроэнергетической
системы с активно-адаптивной сетью**

Редакция 5.0

Москва 2012 год

Аннотация

В представленной НИР даны идеология, базовые технологии и механизмы реализации интеллектуальной ЭЭС нового поколения, включая развитие нормативно-правовой базы и стандартизации. Обобщается и адаптируется к отечественным условиям мировой опыт развития интеллектуальных сетей, новейших информационных технологий. Показаны принципы и места размещения прорывных видов техники и области применения новейших технологий управления процессами в ЕЭС/ЕНЭС, приведены укрупненные стоимостные оценки.

Работа представляет концептуальную основу инновационного развития ЕНЭС и охватывает иерархию задач управления от режимов функционирования ЕЭС, до уровня управления качеством и надежностью электроснабжения потребителей, особенностей электроснабжения крупных городов и мегаполисов, распределенной генерации, управления спросом, построения интеллектуальных микросетей.

Работа выполнена сотрудниками ОАО «НТЦ электроэнергетики» и других организаций в соответствии с указаниями и замечаниями Председателя правления ОАО «ФСК ЕЭС» Бударгина О.М. и Заместителя Председателя правления ОАО «ФСК ЕЭС» Бердникова Р.Н.

Основателями направления по созданию ИЭС ААС являются:

Академик РАН
Академик РАН

Фортов В.Е.
Макаров А.С.
Дорофеев В.В.

Д.т.н., проф.
Член-корр. РАН
Д.т.н., проф.

Шакарян Ю.Г.
Воропай Н.И.
Бушуев В.В.

Список исполнителей

От ОАО «НТЦ электроэнергетики»:

| | |
|--|---------------|
| Заместитель генерального директора | Шакарян Ю.Г. |
| Заместитель генерального директора | Моржин Ю.И. |
| Генеральный директор (с февраля по сентябрь 2010) | Дорофеев В.В. |

Первый Зам. генерального директора (с апреля 2010г. по январь 2011г.)

| | |
|---|-------------------------------------|
| Директор по проектированию и реализации пилотных проектов | Купчиков Т.В. Абдурахманов А.М.. |
| Заведующий отделом | Новиков Н.Л. |
| Заведующий отделом | Тихонов Ю.А. |
| Начальник центра | Тимашова Л.В. |

От ОИВТ РАН:

| | |
|-----------------------|---------------------------|
| Генеральный директор | Фортов В.Е. |
| Заместитель директора | Сон Э.Е. Шейндлин П.Е. |

Попель О.С.

От ГУ ИЭС:

| | |
|------------------------------------|-----------------------------|
| Генеральный директор | Бушуев В.В. |
| Заместитель генерального директора | Безруких П.П. Кобец Б.Б. |

Лизалек Н.Н.

Федоров Ю.Г.

От ЗАО «Континуум»:

| | |
|----------------------|--------------|
| Генеральный директор | Власов М.А. |
| Технический директор | Сердцев А.А. |

От ИНЭИ РАН:

| | |
|-------------------------|-------------------------------|
| Директор | Макаров А.А. |
| Заведующий лабораторией | Веселов Ф.В. Федосова А.В. |

Хоршев А.А.

От ИСЭМ СО РАН:

| | |
|---------------------------|----------------|
| Директор | Воропай Н.И. |
| Ведущий научный сотрудник | Курбацкий В.Г. |
| Старший научный сотрудник | Ефимов Д.Н. |
| Ведущий научный сотрудник | Колосок И.Н. |

От ОАО «НИИПТ»:

Заместитель генерального директора

Заместитель генерального директора

Ведущий научный сотрудник

Кошечев Л.А.

Герасимов А.С.

Шлайфштейн В.А.

От ОАО «Институт «Энергосетьпроект»:

| | |
|------------------------------------|----------------|
| Заместитель генерального директора | Чемоданов В.И. |
| Заместитель генерального директора | Гельфанд А.М. |
| Директор по развитию ЕЭС и ЕНЭС | Бобылева Н.В. |
| Заведующий НИЛ УУРЭС | Тузлукова Е.В. |
| Начальник отдела | Подьячев В.Н. |

От ВШЭ:

| | |
|---------------------------|---------------|
| Заместитель директора | Волкова И.О. |
| Старший научный сотрудник | Шувалова Д.Г. |

От ИПУ РАН:

| | |
|--------------------------------|----------------|
| Директор | Васильев С.Н. |
| Заведующий лабораторией | Ядыкин И.Б. |
| Заведующий лабораторией | Бахтадзе Н.Н. |
| Заведующий лабораторией | Полетыкин А.Г. |
| Зав. лаб. ИП машиноведения РАН | Фрадков А.Л. |

От НИУ МЭИ:

| | |
|-------------------------|---------------|
| Заведующий лабораторией | Карташев И.И. |
|-------------------------|---------------|

РЕДАКЦИЯ 5.0 ДАННОЙ КОНЦЕПЦИИ СОГЛАСОВАНА ОАО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕЭС»

Оглавление

| | |
|--|----|
| 1. ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ИЭС ААС | 13 |
| 1.1. Стратегическая цель и направления развития ИЭС ААС | 13 |
| 1.2. Понятие интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью | 17 |
| 1.3. Идеология и мировые тенденции формирования интеллектуальной электроэнергетической системы | 20 |
| 1.3.1. Основные предпосылки становления новой (инновационной) концепции развития электроэнергетики | 21 |
| 1.3.2. Принципы разработки концепции SmartGrid за рубежом | 27 |
| 1.3.3. Ключевые ценности новой энергетики | 32 |
| 1.3.4. Функциональные свойства энергосистемы на базе концепции SmartGrid | 35 |
| 2. РАЗВИТИЕ ЕЭС/ЕНЭС НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ | 43 |
| 2.1. Концептуальные направления развития ЕЭС/ЕНЭС с применением новых технологий ИЭС ААС | 43 |
| 2.1.1 Особенности развития ЕЭС России | 43 |
| 2.1.2. Генеральные направления формирования ИЭС | 46 |
| 2.1.3. Перспективная схема ЕНЭС | 47 |
| 2.1.4. Перспективные направления развития основной электрической сети на период до 2020 г. | 48 |
| 2.1.5. Интеграция ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран | 50 |
| 2.1.6. Общие условия и принципы развития систем электроснабжения крупных городов и мегаполисов | 52 |
| 2.1.7. Система внутреннего электроснабжения потребителей | 56 |
| 2.2. Новая техника - приоритетные (основные) технологии интеллектуальной ЕНЭС | 58 |
| 2.2.1. Общие положения | 58 |
| 2.2.2. Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности | 62 |
| 2.2.3. Устройства регулирования параметров сети | 64 |
| 2.2.4. Устройства продольно-поперечного включения | 66 |
| 2.2.5. Преобразователи вида тока | 67 |
| 2.2.6. Устройства ограничения токов к.з. | 69 |
| 2.2.7. Накопители электрической энергии | 75 |
| 2.2.8. Воздушные линии электропередачи нового поколения напряжением 220 и 500 кВ | 79 |
| 2.2.9. Кабельные линии электропередачи постоянного и переменного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников | 80 |
| 2.2.10. Применение постоянного тока в электрических сетях | 82 |
| 2.2.11. Подстанции нового поколения | 85 |
| 2.2.11.1. Компактные подстанции | 86 |
| 2.2.11.2. Цифровые подстанции ЕНЭС | 87 |

| | |
|---|---------------------------------------|
| 2.2.12. Технологии мониторинга и диагностики электрических сетей..... | 93 |
| 2.2.12.1. Мониторинг и диагностика воздушных линий электропередачи..... | 93 |
| 2.2.12.2. Мониторинг силовых трансформаторов | 94 |
| 2.2.12.3. Мониторинг и диагностики выключателей и КРУЭ..... | 95 |
| 2.3. Направления применения размещения новейших технологий..... | 96 |
| 2.4. Применение FACTS в ЕНЭС для повышения эффективности управления пропускной способностью сечений системообразующей сети ЕЭС..... | Ошибка! Залкада не определена. |
| 3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ РАЗВИТИЕ НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС | 102 |
| 3.1. Системный подход к управлению в электроэнергетике (общие положения) | 102 |
| 3.2. Управление режимами ЭЭС | 104 |
| 3.2.1 Оперативно- диспетчерское и оперативно-технологическое управление режимами ЭЭС | 104 |
| 3.2.2. Регулирование частоты и потоков мощности в ЕЭС России | 106 |
| 3.2.3. Регулирование напряжения и реактивной мощности | 109 |
| 3.2.4. Противоаварийное управление | 111 |
| 3.3. Управление эксплуатацией..... | 113 |
| 3.4. Основные направления интеллектуализации управления; новые технологии управления и перспективы их использования..... | 115 |
| 3.5. Информационное обеспечение..... | 119 |
| 3.6. О применении технологии информационного облака..... | 122 |
| 3.7. Информационная безопасность | 123 |
| 4. РАЗВИТИЕ ПРИНЦИПОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОТРЕБИТЕЛЕМ (ОПТОВЫМ И РОЗНИЧНЫМ) | 128 |
| 4.1. Комплексный анализ технологических возможностей и экономических условий для активного управления электрической нагрузкой для разных типов потребителей..... | 128 |
| 4.1.1. Концептуальные положения и принципы развития систем управления спросом крупных потребителей электроэнергии. | 128 |
| 4.1.2. Принципы и требования (условия) организационно-технологического взаимодействия крупных потребителей с активно-адаптивным управлением нагрузками с другими компонентами энергосистемы. | 134 |
| 4.2. Управление качеством и надежностью электроснабжения в ИЭС ААС с использованием новых технологий..... | 138 |
| 5. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ | 147 |
| 5.1. Распределенная генерация..... | 147 |
| 5.1.1. Принципы развития распределенной генерации..... | 147 |
| 5.1.2. Специальные требования и пути повышения эффективности использования современных генерирующих газотурбинных и газопоршневых установок..... | 149 |
| 5.1.3. Возобновляемые источники электроснабжения. Виртуальные электростанции. | 151 |
| 5.2. Интеллектуальные микросети..... | 153 |
| 5.3. Умный дом – квартал – город | 159 |

| | |
|--|------------------------|
| 6. СОЦИАЛЬНЫЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОЖИДАЕМЫЕ ЭФФЕКТЫ | 166 |
| 6.1. Основные эффекты при создании ИЭС ААС | 166 |
| 6.2. Методология оценки эффективности ИЭС ААС | 171 |
| 6.3. Предварительная экономическая оценка создания ИЭС ААС в ЕЭС России до 2030 года | 176 |
| 6.4. Оценки качества и управление риском ИЭС ААС..... | 187486 |
| 7. МЕХАНИЗМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЕНЭС... | 190489 |
| 7.1. Подходы к стимулированию развития интеллектуальной электроэнергетики и поддержки пилотных проектов..... | 190489 |
| 7.2. Методическое и нормативно-правовое обеспечение, стандартизация | 197496 |
| 7.2.1. Анализ зарубежного опыта создания законодательной и нормативно-правовой базы ИЭС ААС..... | 197496 |
| 7.2.2. Основные положения существующих законодательных и нормативно-технических документов, подлежащих уточнению и пересмотру при переходе к ИЭС ААС | 200 |
| 7.2.3. Предложения по разработке новых федеральных законов, постановлений Правительства и других нормативно-правовых актов, обусловленные особенностями технологии создания, процесса организации, функционирования и развития ИЭС ААС | 208207 |
| 8. ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ИЭС ААС | 215214 |
| 8.1. Пилотный проект по созданию элементов интеллектуальной энергосистемы для Московского региона | 215214 |
| 8.2. Предложения по применению технических средств активно-адаптивной сети в ОЭС Востока | 219218 |
| 8.3. Предложения по применению технических средств активно-адаптивной сети в ОЭС Северо-Запада | 226225 |
| 9. РАЗРАБОТКА ДОРОЖНОЙ КАРТЫ РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС В РОССИИ..... | 229228 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 231230 |
| ГЛОССАРИЙ..... | 233232 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... | 236235 |

ПРИЛОЖЕНИЯ:

Приложение 1 - Дорожная карта

Приложение 2 - Карты к пилотным проектам

Приложение 3 - Основные интеллектуальные технологии ЕНЭС

Приложение 4 - Состав базовых технологий управления в ИЭС ААС

П4.1. Технология мониторинга запасов статической устойчивости электрической сети в режиме реального времени

П4.2. Технология адаптивного векторного автоматического управления устройствами FACTS с использованием информации СМПР путем мониторинга и управления демпфированием опасных низкочастотных колебаний в ЕНЭС

П4.3. Технология управления спросом на электрическую и тепловую энергию

П4.4. Технология распределенных расчетов, планирования и управления режимами ЭЭС

П4.5. Технология оценивания состояния как средство повышения качества измерительной информации при управлении ЭЭС

П4.6. Технология краткосрочного прогнозирования параметров режимов ЭЭС

П4.7 Технология прогнозирования нестационарных режимов с помощью гибридной модели

П4.8 Технология управления потерями

П4.9 Технология управления переключениями

П4.10 Технология мониторинга и управления качеством электроэнергии и надежностью электроснабжения

Приложение 5 - Стоимостные показатели элементов ИЭС ААС

ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России (бывшего СССР), созданная более шестидесяти лет назад, является уникальным организационно-техническим объектом, структура которого и управление им построено по иерархическому принципу, что обеспечивало сбалансированное единство генерации, распределения и потребления электроэнергии в территориальном разрезе для обеспечения энергетической безопасности регионов и возможность межсистемного обмена потоков мощности и энергии в нормальных и аварийных режимах для повышения эффективности функционирования энергообъединения.

Наличие таких межсистемных связей, составляющих Единую национальную электрическую сеть нынешней ЕЭС России, позволяет обеспечить рациональное использование различных энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории страны (угольные и гидроэнергетические ресурсы, АЭС и ГАЭС), для энергоснабжения крупных центров энергопотребления. Примененные в ЕЭС системы автоматического управления в нормальных и аварийных режимах, системы релейной защиты и автоматики, способы и методы регулирования возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов и др. позволили ей обеспечить, в целом, в высокой степени надежную и устойчивую работу ЕЭС и электроснабжение потребителей.

Развитая на ее основе энергосистема «Мир», охватывающая, кроме бывшего СССР, страны Восточной Европы (ГДР, Польша, Чехословакия, Венгрия, Румыния, Болгария), подтвердила на практике высокую эффективность принятых технических решений по созданию и устойчивой работе столь крупного энергообъединения.

Централизованная система организации и управления ЕЭС, адекватно отражающая принципы централизованной планово-директивной системы организации народного хозяйства СССР, в условиях современной постреформенной России прошла глубокий реинжиниринг деятельности с усилением вертикали оперативно-диспетчерского управления и продолжает совершенствоваться, в том числе для поддержки развивающихся моделей рынка и обновления технологической инфраструктуры ЕЭС. Это также связано с появлением множества отдельных самостоятельных хозяйствующих субъектов (ТЭК, ОГК, ФСК, МРСК, энергосбытовые организации, предприятия-потребители, независимые энергоснабжающие компании и др.) и энергетических объектов, нуждающихся в скоординированном их функционировании и развитии.

Организационная модернизация электроэнергетики особенно важна в условиях частно-государственного партнерства, где государство заинтересовано в обеспечении

инфраструктурных функций надежного энергоснабжения населения, социально значимых предприятий и территорий, а бизнес – в инвестиционном развитии энергетических объектов и систем.

Вместе с тем, необходимо отметить, что ЕЭС, создававшаяся достаточно давно, нуждается в серьезной модернизации основных фондов и обновлении как в части замены почти 50% физически и морально устаревшего оборудования, так и в применении новых технологий и оборудования, информационно-диагностических систем. Реструктуризация электроэнергетики, рыночные условия функционирования электроэнергетики вносят свои особенности и проблемы, требуется создание клиентно-ориентированной электроэнергетики, обеспечение существенно более надежного электроснабжения потребителей, привлечение последних к участию в процессе управления режимами работы энергосистемы. Требуется применение нового энергоэффективного оборудования, снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте тепловой и электрической энергии, оптимизация величины и размещения резервных мощностей.

В настоящее время во всех развитых странах мира уделяется очень большое внимание системам электроэнергетики, использующим самое современное оборудование и технологии, средства измерения и управления, позволяющие на более высоком уровне обеспечить надежность и экономичность функционирования электроэнергетических систем.

Задача эта является, безусловно, актуальной, как было отмечено выше, и для российской электроэнергетики. Ведущая роль при модернизации электроэнергетики на этих новых принципах отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, основанные на адаптации характеристик оборудования в зависимости от режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями позволяют создавать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

В составе ИЭС электрическая сеть из пассивного устройства транспорта и распределения электроэнергии превращается в активный элемент, параметры и характеристики которой изменяются в зависимости от режимов работы энергосистемы.

Для реализации этой новой функции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и электромашиновентильных систем, системами, обеспечивающими получение информации о режимах работы сети и состоянии оборудования в режиме реального времени. В сетях и у потребителя находят широкое применение различного рода накопители (аккумуляторы) электрической энергии, а потребители становятся активными участниками также процесса распределения электроэнергии.

ИЭС ААС оснащаются современными системами автоматизации управления нормальными и аварийными режимами работы, в которых используются мощные компьютерные средства для управления и оценки состояния режимов работы ИЭС.

Для целей достижения энергоэффективности, снижения потерь, помимо применения современного экономичного оборудования и технологий применяются и прорывные технологии, основанные на использовании явления сверхпроводимости.

Должны быть созданы условия для широкого использования децентрализованных (распределенная генерация) и возобновляемых источников электроэнергии, способных повысить надежность электроснабжения потребителей, а также источников генерации у потребителей.

Реализация идеологии ИЭС ААС направлена на достижение качественно нового уровня эффективности ее функционирования и развития, а также на повышение пропускной способности сети, системной надежности, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей. Практическое воплощение данных направлений осуществляется во взаимосвязи и развитии положений стратегических документов ОАО «ФСК ЕЭС» – Программы инновационного развития и Политики инновационного развития и модернизации.

1. ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ИЭС ААС

1.1. Стратегическая цель и направления развития ИЭС ААС

Новая электроэнергетика России должна базироваться на ключевых ценностях, основанных на клиенто-ориентированности и социальной направленности с высоким общественным имиджем, в т.ч. обеспечивая:

- **достаточность** (по мощности и объему с учетом графика электропотребления) энергетических услуг надлежащего качества;
- **допустимость** (технологическую и социально-экологическую) совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения с поддержанием необходимого уровня резервирования и надежности энергоснабжения;
- **доступность** предоставления услуг (подключения) и передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованным спросом.

Для реализации этих ценностей ИЭС ААС должна обладать новыми свойствами, в т.ч.:

- возможностью рационально использовать энергетические ресурсы, базовые и резервные мощности, электрические связи, каналы информации и управления для поддержания сбалансированного производства и потребления энергии в интересах «всех и каждого»;
- живучестью организационно-технологической схемы энергоснабжения потребителей, обеспечивающей локализацию аварий, недопущение их каскадного развития, возможность автоматизированного восстановления режимов работы энергетической системы;
- «клиенто-ориентированностью» и социально-экологическими возможностями для реализации новой инфраструктурной роли электроэнергетики в жизни современного общества.

При этом ИЭС ААС должна обеспечить:

- стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «генератор - сеть», «потребитель-сеть»;
- эффективное использование электроэнергии за счет ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учетом требований (в том числе экономических) потребителей;
- регулирование обменов мощности в ИЭС посредством системы управления активными элементами ААС на базе новой сетевой инфраструктуры;
- реализацию адаптивной реакции энергосистемы в режиме реального времени на основе сочетания централизованного и локального режимного и противоаварийного управления;

- освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долговременных решений;

- расширение рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой.

Для создания и развития ИЭС ААС необходимо выполнить:

- разработку и последующее применение новых типов силового оборудования, придающего электрической сети активные свойства (на основе силовых полупроводников, новых видов материалов, в т.ч. высокотемпературной сверхпроводимости и пр.);

- создание новых средств и систем релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, диагностики оборудования;

- создание новых систем и средств учета энергоресурсов;

- разработку систем управления подстанциями нового поколения;

- развитие существующих, разработка и внедрение новых иерархических систем координации и управления потоками мощности и регулирования частоты (АРЧМ), а также автоматизированного управления генерацией;

- обеспечение нового качества мониторинга и защиты сетей от внешних воздействий (молниезащита, гололедно-ветровые воздействия, провисание проводов и т.д.);

- обеспечение мониторинга параметров надежности и качества предоставляемых услуг по передаче электрической энергии.

ААС предполагает придание электрической сети принципиально новых качеств и создание условий ее эффективного взаимодействия со всеми входящими в ИЭС элементами на основе качественного, надежного и экономичного предоставления услуг по передаче электрической энергии.

Основные новые качества ИЭС ААС:

- Обеспечение равного доступа любых производителей и потребителей электрической энергии к услугам инфраструктуры. Создание специальных интерфейсов для унифицированного и надежного подключения к сетям возобновляемых и нетрадиционных источников энергии на условиях параллельной работы в составе энергосистемы.

- Участие в управлении режимом работы ИЭС генерации, управляемых элементов сетевой инфраструктуры, потребителей электроэнергии.

- Обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета с возможностью ситуативного управления спросом. Обеспечение за счет применения этих систем рационального использования энергии в нормальных режимах и управления потреблением электроэнергии с целью поддержания требуемых параметров функционирования ИЭС.

- Наличие достаточных объемов информации о текущем состоянии электрической сети и ее элементов (включая векторные измерения), и о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), а также современной системы управления, позволяющей в реальном времени обрабатывать указанную информацию.
- Обеспечение максимальной самодиагностики элементов ИЭС, использование ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления.
- Наличие распределенных и иерархических централизованных систем режимного и противоаварийного управления, основанных на адаптивных алгоритмах реального времени.
- Применение быстродействующих программ и вычислительных ресурсов, обеспечивающих как выработку автоматических управляющих воздействий, так и предоставление рекомендаций (с помощью экспертных и других систем) диспетчерскому, оперативно-технологическому и ремонтному персоналу для реализации управляющих воздействий и проведения необходимых работ.

Развитие ИЭС ААС предполагает применение новых подходов, технологического и информационного обеспечения процессов управления на уровнях функциональной и территориальной иерархии ЭЭС, основные принципы которых представлены в таблице 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Управление энергосистемой с активно-адаптивной сетью

| | |
|---------------------------------|---|
| <p>Цель управления</p> | <p>Обеспечение в режиме реального времени оптимального функционирования Единой электроэнергетической системы в нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах за счет повышения пропускной способности сети, управления перетоками энергии и мощности по критериям надежности и живучести энергосистемы и межсистемных связей, а также поддержания заданных условий надежности и показателей качества у потребителей.</p> |
| <p>Объект управления</p> | <p>Как объект управления, энергосистема с активно-адаптивной сетью представляет сложную организационно-технологическую структуру, в которой, кроме технологических проблем, должно учитываться различие бизнес интересов и идеологий многих заинтересованных сторон, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Потребителей электрической энергии. - Собственников генерирующих установок. - Собственников (управляющих) сети. |

| | |
|---------------------------------|---|
| Средства управления | <p>Основные элементы оборудования различного функционального назначения: Датчики параметров и состояния элементов сети; Системы обработки и передачи информации (с оценкой состояния в режиме реального времени); Системы выработки решений и выдачи управляющих воздействий на разных уровнях управления (программируемые устройства, алгоритмическое и программное обеспечение); Исполнительные органы и механизмы (как слаботочные, так и силовые установки).</p> |
| Состав систем управления | <ul style="list-style-type: none"> • Диспетчерские центры Системного оператора (ЦДУ, ОДУ, РДУ). • Центры оперативно-технологического управления ЕНЭС ФСК ЕЭС (Территориальные ЦУС). • Центры управления МРСК (ЦУС РСК, ЦУС ПЭС). • Центры управления распределительных сетей. • АСУТП подстанций, АСУТП электростанций. • Информационно-транспортная сеть Единой Цифровой Сети Связи Электроэнергетики (ЕЦССЭ). • Иерархически распределенный комплекс электрооборудования, аппаратов и исполнительных устройств, в т.ч. с адаптивными характеристиками и алгоритмами, обеспечивающий выполнение управляющих воздействий и решений. • Пункты оперативно-технологического управления потребителей. |
| Приоритеты управления | <p>Обеспечение достоверности передаваемой информации о состоянии объектов энергосистемы (генерации, подстанций, линий электропередачи, токоприемников потребителей) путем создания и обеспечения работоспособности современных автоматизированных систем сбора и передачи информации через надежные и защищенные каналы связи; Высокая скорость принятия решений путем выполнения текущей оценки состояния энергосистемы в различных (в том числе и аварийных) режимах быстродействующими программными средствами; Выработка эффективных управляющих воздействий с точной и быстродействующей системой их отработки на объектах управления.</p> |

Центральными являются задачи второй и третьей групп, в состав которых включены многие задачи, не решаемые в настоящее время в процессе управления ЕЭС, но необходимость решения которых определяется условиями и особенностями работы ЕЭС в настоящее время и особенно в перспективе. В их числе задачи, связанные с определением области статической устойчивости в пространстве коэффициентов регулирования; расчетами показателей качества электрической и тепловой энергии; оценкой и обеспечением надежности электро- и теплоснабжения потребителей и безопасности работы энергообъектов для людей и окружающей среды; оценкой надежности и качества топливоснабжения электростанций; формированием советов диспетчеру при управлении режимом по критериям надежности; оценкой маневренных характеристик (регулируемого диапазона и др.) электростанций; планированием ремонтов основного оборудования по результатам

диагностики его состояния; управление электропотреблением с обратной связью и некоторые другие.

1.2. Понятие интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления. В ИЭС ААС важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Сравнение традиционной сети и активно-адаптивной сети

| | Традиционная сеть | Активно-адаптивная сеть |
|---|-------------------------|---|
| 1. Сети потребителей: | | |
| 1.1. Автоматизированная система управления энергопотреблением со стороны ЭЭС, в т.ч. с вовлечением потребителей-регуляторов к участию в режимном управлении | нет | есть |
| 1.2. Автоматизированная система учета электропотребления | недостаточно | повсеместно |
| 1.3. Система регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности | недостаточно | в необходимом объеме |
| 1.4. Местные (резервные) источники генерации | практически отсутствуют | широко применяется малая генерация + накопители э/э |
| 1.5. Наличие интерфейса связи с единым центром управления | нет | есть |
| 1.6. Интеллектуальные энергосберегающие технологии в системах электроснабжения, в т.ч. «умный дом» - «умный город» | нет | есть |
| 2. Распределительные сети общего пользования | | |
| 2.1. Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности | незначительно | повсеместно |
| 2.2. Системы контроля качества | незначительно | есть |

| | Традиционная сеть | Активно-адаптивная сеть |
|---|--|--|
| электроэнергии в узлах сети | | |
| 2.3. Системы централизованного автоматического управления нагрузкой потребителей | нет | есть |
| 2.4. Наличие управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети | незначительно | есть |
| 2.5. Наличие систем управления для поддержания баланса при выделении узлов на изолированную работу | нет | есть |
| 2.6. Системы контроля и управления надежностью электроснабжения | нет | есть |
| 3. Системообразующие сети ОЭС | | |
| 3.1. Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности, потерь электрической энергии | нет | есть |
| 3.2. Системы контроля напряжения в контрольных точках сети | не развита | повсеместно |
| 3.3. Системы оценки текущего состояния (режима) сети | есть пассивная | есть активная |
| 3.4. Наличие сетевых элементов, изменяющих топологию сети по управляющим воздействиям | практически нет | есть |
| 3.5. Система автоматического контроля загрузки критических сечений и выдачи управляющих воздействий для их разгрузки | есть | дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети |
| 3.6. Система регулирования частоты и поддержания баланса активной мощности в отделившихся энергорайонах при аварийных ситуациях | не развита | Автоматическое управление |
| 3.7. Автоматизированная технология реконфигурации электрических сетей | локальное применение в распределительных сетях | есть |
| 3.8. Системы мониторинга переходных процессов на базе синхронизированных векторных измерений | локальное применение | повсеместно |
| 4. Межсистемные межгосударственные сети | | |
| 4.1. Системы оценки текущего состояния (режима) передачи | есть пассивная | есть активная |
| 4.2. Система автоматического контроля загрузки передачи и выдачи управляющих воздействий для ее разгрузки (при перегрузке) | есть | дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети |

Иерархия уровней управления в ИЭС (рис.1.1) раскрывает понятие «интеллектуальные» сети как совокупности энергетических и информационно-коммуникационных технологий, представляющих возможность более эффективного управления ЕНЭС за счет обмена и управления технологической и маркетинговой информацией.

Существующая автоматизированная система технологического управления ЕНЭС отвечает по реализуемым функциям автоматического управления уровням 1-2 и частично уровням 3-4.

Создаваемая система управления ИЭС ААС по реализуемым функциям автоматизированного и автоматического управления отвечает всем уровням 1-6.

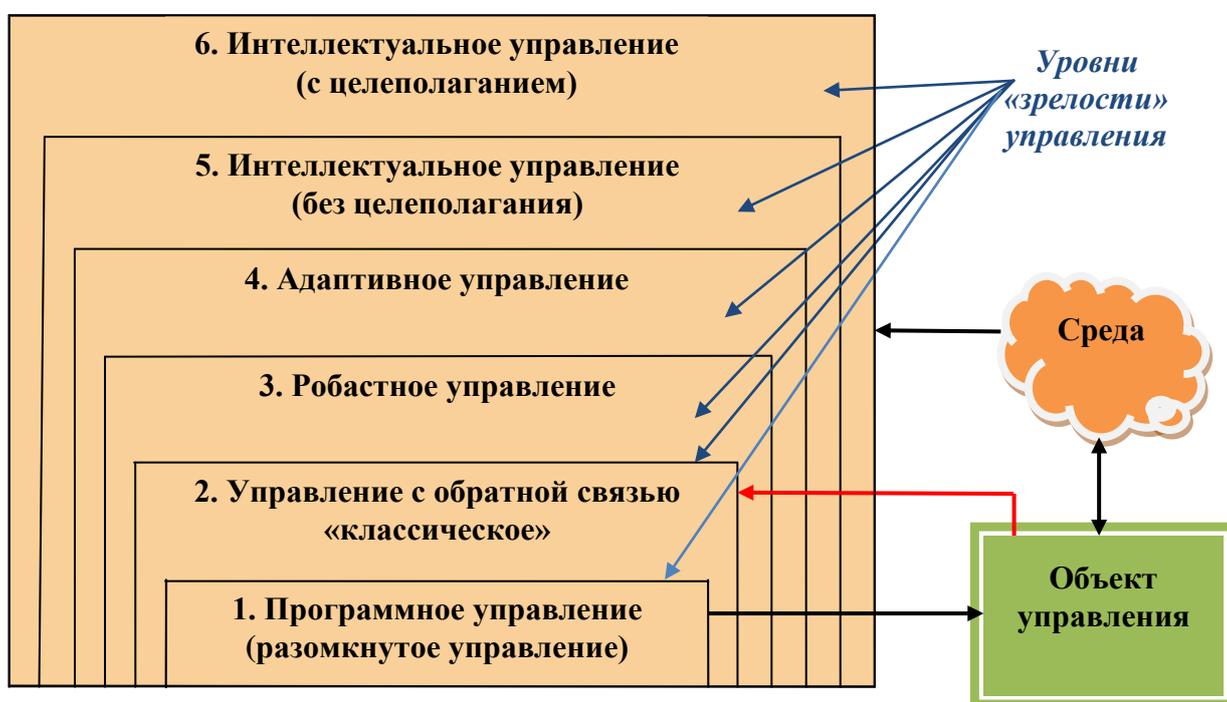


Рис.1.1 Иерархия уровней «зрелости» управления в ИЭС ААС

ИЭС ААС, кроме силового оборудования, включает в себя:

- быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления;
- автоматизированную систему управления генерацией, в т.ч. малой и распределенной.

Активно – адаптивная сеть представляет совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

- линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также с системами контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений);

- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности реактивной и активной, преобразования рода тока – переменного и постоянного, других параметров), а также средства накопления и аккумулирования энергии;

- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

- исполнительные механизмы, позволяющие в режиме реального времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

- датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;

- современные цифровые устройства защиты и автоматики;

- информационно – технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в режиме реального времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

- быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления.

1.3. Идеология и мировые тенденции формирования интеллектуальной электроэнергетической системы

Современная технологическая концепция SmartGrid в переводе на русский означает «интеллектуальные сети», а точнее — «интеллектуальные энергосистемы». По существу, «интеллектуальная энергосистема» — это модификация энергетических систем XX столетия (которые, как правило, «передают » энергию от нескольких электрогенераторов большому количеству пользователей). Она способна более рационально распределять мощности с учетом малейших изменений параметров и условий спроса и предложения и позволяет увязать стоимость и время потребления энергии. Благодаря принципам построения «интеллектуальной сети» система может реагировать на любые колебания в любом из ее звеньев — генерации, распределения и потребления энергии.

Термин SmartGrid до сих пор не имеет единой, общепринятой интерпретации. Так, в соответствии с трактовкой сформулированной Европейской технологической платформой «Smart Grids» понимается как «электрические сети, удовлетворяющие будущим требованиям по энергоэффективному и экономичному функционированию энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи современных двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулирующими источниками и потребителями».

Министерство энергетики США позиционирует SmartGrid как «полностью автоматизированную энергетическую систему, обеспечивающую двусторонний поток электрической энергии и информации между электрическими станциями и устройствами повсеместно. SmartGrid за счет применения новейших технологий, инструментов и методов наполняет электроэнергетику «знаниями», позволяющими резко повысить эффективность функционирования энергетической системы...».

NETL¹ определяет SmartGrid как совокупность организационных изменений, новой модели процессов, решений в области информационных технологий, а также решений в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и диспетчерского управления в электроэнергетике и т.д.

Наиболее полно общую функционально–технологическую идеологию этой концепции, по-видимому, отражает сформулированное IEEE² определение SmartGrid как концепции полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени.

1.3.1. Основные предпосылки становления новой (инновационной) концепции развития электроэнергетики

Последние десятилетия характеризуются бурным развитием техники, экономики и общества, в которых происходят кардинальные изменения (высокие технологии, рост численности населения планеты, глобальное изменение климата и т.п.) влияющие, в том числе, и на энергетический бизнес, предъявляя к нему все новые и новые требования.

Для энергетических компаний за рубежом один из наиболее актуальных на сегодняшний день вопросов состоит в определении того, как активно влиять и/или

¹NETL (TheNationalEnergyTechnologyLaboratoryUSA, англ.) – Национальная лаборатория энергетических технологий Министерства энергетики США

²IEEE (TheInstituteofElectricalandElectronicsEngineers, англ.) – Институтинженеровэлектротехникииэлектроники

реагировать на изменения: организовать управление изменениями, активно участвуя в формировании собственного будущего, или занять пассивную позицию?

К числу наиболее существенных изменений в развитии общества и экономики, влияющих в том числе, и на энергетическую отрасль, зарубежные ученые и исследователи выделяют следующие (рисунок 1.2):



Рисунок 1.2 - Основные причины необходимости изменений в развитии энергетики

1. Нехватка источников электрической энергии. В прошлом веке рост электрической нагрузки был обусловлен бурным ростом промышленности и экономики, и спрос потребителей было легко предугадать и спрогнозировать, а, следовательно, обеспечить оптимальное планирование развития энергетических объектов. За последние 10-20 лет ситуация изменилась: сегодня появилось множество новых и улучшенных технологий, приспособлений, приборов и инструментов, которые функционируют исключительно за счет электрической энергии, широкое использование которых потребителями резко повышает объемы потребляемой электрической энергии и создает перегрузки на тех участках сети, на которых еще 15 лет назад это было просто невозможно.

Средний размер энергопотребления в бытовом секторе с 1970 г. (к настоящему времени) увеличился примерно вдвое как в России, так и за рубежом. Что касается использования различных электробытовых приборов, то более 15% сегодняшнего потребления идет на оборудование, которое не применялось до 1990 года.

Также одним из существенных источников роста потребления электрической энергии является переход на электромобили, о котором заявили правительства многих стран, одобряя соответствующие проекты развития электротранспорта в больших городах, страдающих от

загрязнения воздуха. Согласно исследованиям IDTechEx, к 2015 г. оборот на рынке электротранспорта во всем мире (включая гибридный транспорт) достигнет \$227 миллиардов. По прогнозам другой аналитической компании PriceWaterhouseCoopers к 2015 мировое производство электромобилей вырастет до 500 тысяч штук в год³.

В целом, по оценкам USArmyCorpsOfEngineers⁴ в ближайшие 40 лет потребление энергии увеличится в 3 раза (рисунок 1.3).

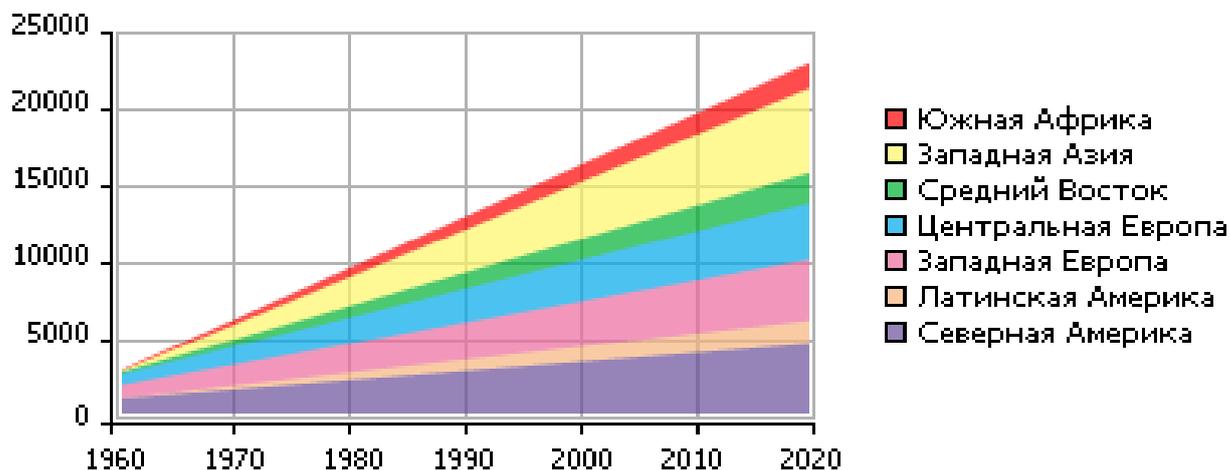


Рисунок 1.3 - Прогноз роста потребления электрической энергии в мире⁵

2. Постоянно растущие требования к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, которые, по мнению экспертов, в ряде случаев являются чрезмерно завышенными.

Не так давно вопрос качества энергоснабжения был проблемой только для отдельных категорий крупных промышленных потребителей. Сегодня проблема качественного энергоснабжения затрагивает уже всех потребителей: население и коммунальные потребители выражают беспокойство, обусловленное аварийными отключениями, наглядно демонстрирующими недостаточно высокое качество энергоснабжения. По мнению зарубежных экспертов, в ближайшие 20 лет качество энергоснабжения станет самой большой проблемой для отрасли.

Большая часть стран Европы и Америки нуждается не только в надежных источниках снабжения топливом, но и в снижении потерь в магистральных линиях электропередачи и системных ограничений, а также в непрерывной модернизации сети для более эффективного обеспечения энергией потребителей. Кроме того, старение инфраструктуры электропередачи

³<http://www.car-ales.ru/news/perspektivy-razvitiya-elektromobilej/>

⁴ US Army Corps of Engineers ERDC/CERL TR-05-21

⁵ http://www.atomstroyexport.ru/nuclear_market/business_climate/

и распределенных электростанций в Европе, Америке, России и других странах все больше угрожает безопасности, надежности и качеству энергоснабжения.

3. Постоянное повышение стоимости электрической энергии во всем мире: несмотря на политику сдерживания тарифов на электрическую энергию, они продолжают рост и в России, и за рубежом (рисунок 1.4).

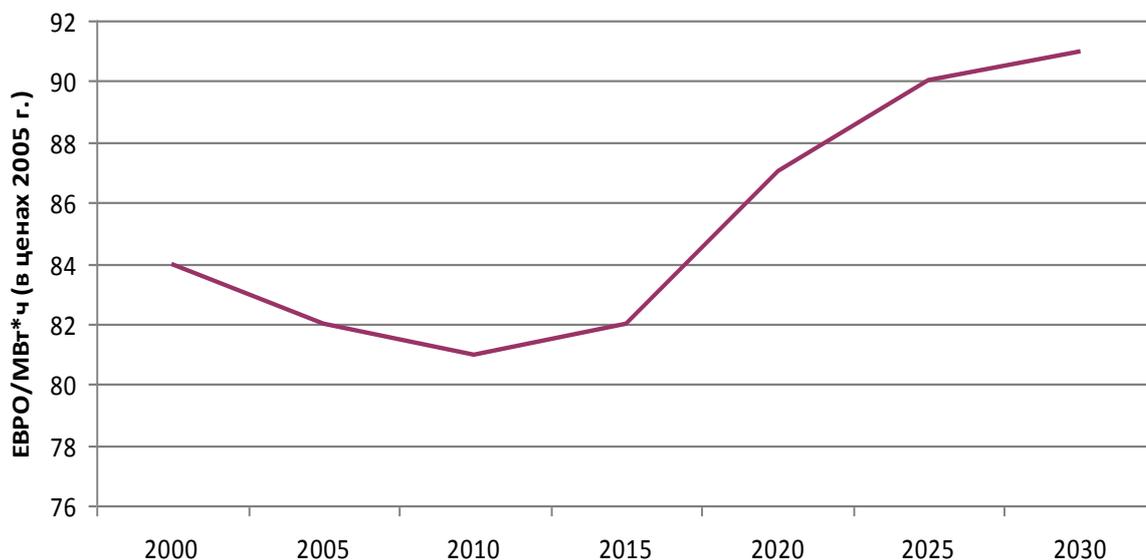


Рисунок 1.4 - Прогноз цен на электроэнергию в мире⁶

4. Старение и нарастающий дефицит квалифицированных кадров в энергетической отрасли. В большинстве развитых стран наблюдается резкий отток квалифицированных кадров, вызванный следующими причинами:

- работники отрасли, которые участвовали в создании существующих энергетических систем как в России, так и за рубежом, массово выходят на пенсию;
- система высшего образования и переподготовки в настоящее время во многом не отвечает требованиям развития отрасли, и не позволяет обеспечить в должной мере энергетические компании высококвалифицированными кадрами, способными обеспечить инновационный прорыв в энергетике;
- широкое распространение трудосберегающих технологий (автоматизация, необслуживаемое оборудование).

5. Рост требований заинтересованных сторон к результатам деятельности энергетических компаний. Изменение организационных форм собственности и формирование рыночных условий обусловило возникновение для энергетических компаний

⁶Отчет Европейской комиссии «Тенденции развития энергетики и транспорта до 2030 года», 2007 г.

новой системы требований заинтересованных сторон (акционеров, законодателей, регулирующих органов, потребителей, общественных и экологических организаций), суть которых состоит в повышении надежности энергоснабжения, снижении операционных издержек, повышении доходов инвесторов, снижении численности персонала и др.

6. Требования экологической и промышленной безопасности функционирования энергетических объектов.

Перечисленные выше катализаторы (1-5) изменений оказывают влияние на сферу деятельности как генерирующих, так и электросетевых и сбытовых компаний, как главных игроков, балансирующих спрос и предложение. Результаты такого влияния проявляются в изменении климата и глобальном потеплении, росте ущерба третьим лицам и окружающей среде, загрязнении и истощении природных ресурсов, повышении инвестиционных рисков и т.д.

Таким образом, основные факторы, определяющие необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике под влиянием складывающихся условий, можно сгруппировать следующим образом:

Факторы технологического прогресса:

- появление и развитие новых технологий, устройств и материалов, в том числе и в других отраслях, потенциально применимых в сфере электроэнергетического производства, и, в первую очередь, нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий;

- интенсивный рост количества малых генерирующих (в первую очередь, возобновляемых) источников энергии в мире;

- общая тенденция к повышению уровня автоматизации процессов;

Факторы повышения требований потребителей:

- повышение требований к набору (линейке) и качеству услуг;

- ожидание снижения ценовых параметров услуг отрасли;

- требования к информационной прозрачности системы взаимоотношений субъектов электроэнергетических рынков, в первую очередь, с потребителями;

Факторы снижения надежности:

- нарастающий уровень износа оборудования;

- необходимость массовых инвестиций в реновацию основных фондов;

- снижение общего уровня надежности энергоснабжения;

- высокий уровень потерь при преобразовании, передаче и распределении энергии;

Факторы изменения рынка:

- изменение внутренних условий функционирования электроэнергетических рынков;

- экономическая нестабильность;
- реформирование организации функционирования электроэнергетики в большинстве стран;
- развитие рынка квот на экологически опасные выбросы;
- продолжительный инвестиционный и жизненный цикл основных производственных фондов (активов) и отрасли в целом, составляющие от 15 до 40 лет;

Факторы повышения требований в сфере энергоэффективности и экологической безопасности:

- необходимость снижения воздействия на окружающую среду;
- необходимость повышения энергоэффективности и энергосбережения.

Идентификация этих условий и факторов выдвинула на передний план проблему развития электроэнергетики в рамках традиционных подходов и существующих принципов и способов, включая и ее технологический базис. Проведенный за рубежом анализ возможных путей показал, что развитие электроэнергетики в рамках прежней экстенсивной концепции, основанной преимущественно на вводе новых мощностей и развитии сетевой инфраструктуры с улучшением физико-технических и технологических свойств отдельных видов оборудования и технологий, связано с наличием серьезных ограничений.

В качестве наиболее значимых при этом можно выделить:

- возможности дальнейшего наращивания объемов и повышения эффективности генерирующих мощностей, в т.ч. в силу исчерпаемости не возобновляемых энергоресурсов, появления существенных экологических ограничений в долгосрочной перспективе;
- сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь, в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития;
- низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов: существующая технологическая база энергетики практически исчерпала возможности значительного повышения производительности оборудования;
- ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры.

Результаты исследований за рубежом показали, что учет всех факторов и связанных с ними рисков развития электроэнергетики в будущем требует пересмотра традиционных подходов, принципов и механизмов ее функционирования, и выработки новых, способных обеспечить устойчивое развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии.

Это решение потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики, которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемым потребностям людей и общества в целом, а, с другой, максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества. Такой концепцией и стала SmartGrid.

Основными идеологами разработки такой концепции выступили США и страны ЕС, принявшие ее как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем, как уже отмечалось, концепция SmartGrid получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и развивающихся странах.

1.3.2. Принципы разработки концепции SmartGrid за рубежом

Следует отметить, что публично представленные на сегодня разработанные принципы и варианты этой концепции не воспринимаются как нечто законченное и нормативно зафиксированное - их развитие, конкретизация и апробация ставится за рубежом как одна из основных задач.

Прежде всего, необходимо подчеркнуть, что в рамках развиваемой концепции нашли отражение и интегрированы большинство современных научно-технических, методологических, управленческих и технологических направлений, развиваемых как самостоятельные.

Этот факт обуславливает, с одной стороны, как масштабность и сложность проблемы, так и позиционирование ее, в первую очередь, как системной задачи, включая необходимость разработки и применения новых методов планирования, организации и менеджмента такого рода работ; что само по себе может представлять интерес при разработке подобных национальных стратегий, программ и проектов.

В связи с этим, становится вполне объяснимой взятая США и ЕС ведущая идеологическая, концептуальная и организационная роль государства в разработке и развитии концепции SmartGrid.

Проведенный авторами анализ позволил сформулировать следующие исходные положения, принятые при разработке и развитии концепции SmartGrid:

1. Концепция SmartGrid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию;

2. Энергетическая система в будущем рассматривается как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных,

экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами;

3. Развитие и функционирование энергетической системы должно быть направлено на удовлетворение согласованными всеми заинтересованными сторонами основных требований – ключевых ценностей, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей развития энергетики;

4. Долгосрочное преобразование электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение этих ключевых ценностей,

5. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы;

6. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования и затрагивает научную, нормативно-правовую, технологическую, техническую, организационную, управленческую и информационную сферы;

7. Реализация концепции носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом.

Методология разработки концепции SmartGrid основана на подходах, развиваемых в современной теории стратегического управления, где базовым элементом является определение стратегического видения развития, представляющего собой систему взглядов на прогнозируемое состояние объекта в будущем, т.е. на роль и место электроэнергетики в современном обществе и «обществе будущего» - видение, определяющее цели и требования к ее развитию, подходы, принципы и способы их достижения, необходимый технологический базис.

Формирование стратегического видения, при этом, осуществляется исходя из требований и интересов широкого круга заинтересованных сторон в развитии экономических систем (компаний, отраслей, государств и т.д.), и создает согласованную базу для выбора направлений их развития, определения конкретных целей и задач с последующей разработкой стратегии их достижения и принятия управленческих решений. В качестве таковых в рамках разработки концепции SmartGrid за рубежом выступили как представители традиционной структуры отрасли - генерация, передача, распределение, диспетчеризация, поставщики коммунальных услуг и конечные потребители; государственные структуры - правительство (федеральное, региональное, муниципальное), регулирующие органы, а также производители оборудования и технологий, исследовательские институты, академии,

строительные организации, поставщики сервисных услуг и банки, которые играют важную роль во внедрении SmartGrid. Взаимосвязь основных заинтересованных сторон представлена на рисунке 1.5, характер формулируемых ими ожиданий и требований к развитию энергетики показаны в таблице 1.3.

Данный подход направлен на обеспечение устойчивого развития отрасли, при котором преобразования в ней в первую очередь должны рассматриваться с позиций создания выгод для заинтересованных сторон, что позволяет обеспечить их поддержку и большую вовлеченность в реализацию преобразований, позволяя достигать компромисса между их разнонаправленными требованиями и интересами. Ключевая роль среди заинтересованных сторон в этом случае принадлежит потребителю, обеспечивающему, в конечном счете, оплачиваемый им спрос на продукцию и услуги электроэнергетики. Требования других заинтересованных сторон преимущественно достигаются за счет создания ценности для потребителя, которую формирует не собственно продукт или услуга, а полезный эффект, получаемый от их применения.

Все это существенным образом меняет стратегические приоритеты деятельности электроэнергетических компаний, которые в своем большинстве ориентированы на удовлетворение требований акционеров в росте стоимости компаний.

Таким образом, начальной точкой разработки концепции SmartGrid в большинстве индустриально развитых стран стало формирование четкого стратегического видения - целей и задач развития электроэнергетики, отвечающей будущим требованиям общества и всех заинтересованных сторон: государства, науки, экономики, бизнеса, потребителей и других институтов. Разработка стратегического видения исходила из следующего базового положения: «Осуществить прорыв в энергетике (энергетической системе) посредством интеграции технологий XXI века, чтобы достичь плавного перехода на новые технологии в генерации, передаче и потреблении электрической энергии, которые обеспечат выгоды для государства и общества в целом».

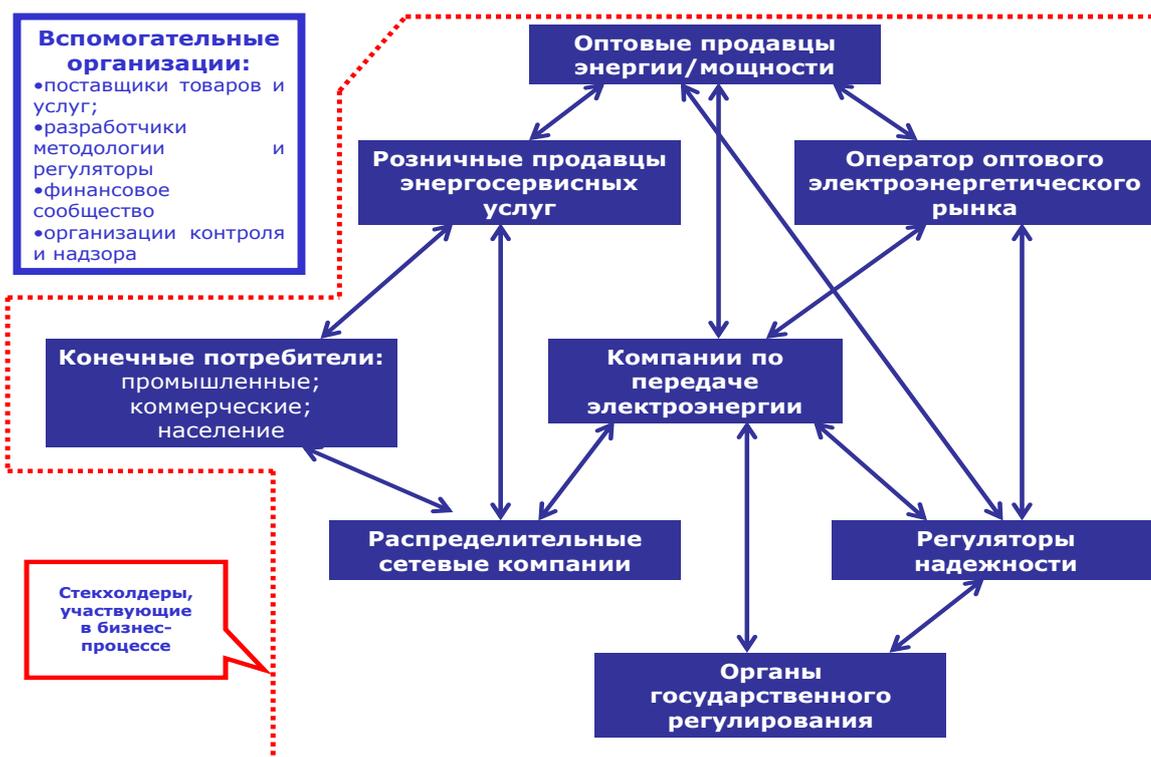


Рисунок 1.5 - Заинтересованные стороны в развитии концепции SmartGrid в США

Таблица 1.3 - Требования и ожидания заинтересованных сторон от реализации концепции SmartGrid (на примере материалов США и Европейского союза)

| Группы заинтересованных сторон | Заинтересованная сторона | Требования/ожидаемые эффекты |
|--------------------------------|--|--|
| Энергетические компании | Оптовые продавцы энергии/мощности | <ul style="list-style-type: none"> Оперативные улучшения; Прозрачная система учета и биллинга; Управление отключениями в режиме реального времени; Совершенствование процессов управления энергосистемой; Снижение потерь электроэнергии; Оптимизация управления активами; Системное планирование ; Техническое обслуживание и мониторинг в режиме реального времени |
| | Розничные продавцы энергосервисных услуг | |
| | Компании по передаче электроэнергии | |
| | Распределительные сетевые компании | |
| Регулирующие органы | Органы государственного регулирования | <ul style="list-style-type: none"> Повышение надежности энергоснабжения; Прозрачная система поставок и учета электроэнергии; Совершенствование процессов управления энергосистемой; Снижение потерь электроэнергии; Снижение тарифов на электроэнергию |
| | Оператор оптового электроэнергетического рынка | |
| | Регуляторы надежности | |
| Конечные | Промышленные; | <ul style="list-style-type: none"> Повышение надежности |

| | | |
|---------------------------------------|----------------------------|--|
| потребители | Коммерческие; Население | энергоснабжения; <ul style="list-style-type: none"> • Повышение общего уровня сервиса; • Доступ к информации по энергоснабжению в режиме реального времени; • Возможность управления расходом энергии • Возможность участия в управлении спросом (demandresponse-англ.); • Удобная взаимосвязь с распределенной генерацией; • Возможность продавать энергию на рынок; • Потенциал значительного уменьшения расходов на поставку электрической энергии |
| Государство и общество в целом | | <ul style="list-style-type: none"> • Снижение цен на электричество благодаря повысившейся операционной и рыночной эффективности, а также вовлечению потребителя; • Снижение потерь потребителей за счет повышения надежности; • Увеличение безопасности сети за счет повышения ее надежности; • Уменьшение выбросов через интеграцию возобновляемых генераций и уменьшение потерь; • Новые рабочие места и рост ВВП; • Возможность инновационного развития сектора передачи и распределения электрической энергии через интеграцию электрических транспортных устройств при генерации и хранении |

В основу реализации этого видения были положены следующие принципы:

1. Энергетика является инфраструктурной базой развития экономики, в котором заинтересованы все институты: государство, бизнес, наука, население и др. Товары и услуги, производимые в отрасли, имеют высокий уровень общественной значимости и практически не имеют заменителей.

2. Функционирование энергетики направлено на обеспечение оптимизации качества и эффективности использования всех видов ресурсов (топливных, технических, управленческих, информационных и др.) и энергетических активов.

3. В современном и будущем обществе энергия рассматривается как источник (инструмент или средство), обеспечивающий получение человеком и обществом определенных потребительских ценностей (жизненных благ, уровня комфорта и т.п.), формируя необходимый для этого индивидуальный набор продуктов (услуг) отрасли для их удовлетворения.

4. Определяя для себя с учетом компромисса потребностей и возможностей такой набор, уровень и характеристики этих ценностей, потребитель (покупатель) не должен сталкиваться с ограничениями со стороны возможностей функционирования энергетики, выбирая, где ему жить, какими приборами, услугами и уровнями сервиса пользоваться, осуществлять свою деятельность и т.п.

5. Удовлетворение потребности в электрической энергии общества XXI века должно осуществляться при одновременном существенном снижении давления на окружающую среду и ресурсный потенциал планеты.

Таким образом, концепция SmartGrid, может быть охарактеризована системой взглядов на энергетику будущего, включающей: принципы построения последней, вытекающими из них ключевыми требованиями к ней (ценностями), ее функциональным свойствам (характеристикам), обеспечивающим эти требования, а также основным элементам базиса для их реализации (рисунок 1.6).

1.3.3. Ключевые ценности новой энергетики

Как уже отмечалось, в современном и будущем обществе энергия в рамках концепции SmartGrid рассматривается как источник (инструмент или средство), обеспечивающий получение человеком определенных им самим уровня жизненных благ, комфорта и т.п., порождая тем самым очевидное разнообразие требований.

Достаточно очевидно, что возникающее при этом разнообразие и дифференциация требований коренным образом меняет традиционные взгляды на роль, место и цели развития энергетики: Концепция SmartGrid исходит из необходимости удовлетворения требований и желаний потребителей в любой момент времени и в любом месте, что подчеркивает клиенто-ориентированный характер данной Концепции.

В развиваемой DOE⁷ Концепции SmartGrid разнообразие требований сведено к группе, так называемых, **ключевых ценностей** (keygoals - англ.) новой электроэнергетики, сформулированных как:

доступность – обеспечение потребителей энергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества;

надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление) работоспособности;

⁷DepartmentofEnergyUSA – Министерство энергетики США

экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;

эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов, технологий и оборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;



Рисунок 1.6 - Структура концепции SmartGrid

органичность взаимодействия с окружающей средой - максимально возможное снижение негативных экологических воздействий;

безопасность – не допущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

В Евросоюзе к числу ключевых ценностей отнесены:

гибкость с точки зрения отклика на изменения потребностей потребителей и возникающие проблемы с электроснабжением;

доступность электроэнергии для потребителей, в частности возобновляемых источников электроэнергии и высокоэффективной локальной генерации с нулевыми или низкими выбросами;

надежность электроснабжения и качество электроэнергии при обеспечении невосприимчивости к опасностям и неопределенностям;

экономичность посредством внедрения инноваций, эффективного управления, рационального сочетания конкуренции и регулирования.

Принципиально новым здесь является то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, но степень их приоритетности, уровень и соотношение не являются общими, нормативно зафиксированными для всех, и могут определяться для каждого рассматриваемого субъекта энергетических отношений (энергетическая компания, регион, город, домохозяйство и т.п.) по существу индивидуально.

В такой постановке задача развития энергетики из преимущественно балансовой (продуктовой), заключающейся, в основном в обеспечении баланса производства и потребления энергии и предоставлении потребителю регламентированного спектра услуг с заданными характеристиками, трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом, своего рода, «меню» энергетических возможностей (услуг).

Реализация вышеизложенных ключевых требований (ценностей) в концепции SmartGrid основывается на сформулированных авторами следующих базовых подходах:

1.Ориентация на требования заинтересованных сторон и клиентоориентированность. Выработка и принятие решений по развитию и функционированию электроэнергетики осуществляется, как уже отмечалось, на основе баланса требований всех заинтересованных сторон с учетом ожидаемых ими выгод и затрат, где потребителю отведена ключевая роль активного участника и субъекта принятия решений путем самостоятельного формирования своих требований к объему получаемой энергии, качеству и характеру ее потребительских свойств и энергетических услуг.

Таким образом, концепция SmartGrid предполагает переход к активному потребителю – по сути потребитель становится, с одной стороны, активным субъектом выработки и принятия решений по развитию и функционированию энергосистемы, а с другой - объектом управления, обеспечивающим наряду с другими реализацию ключевых требований.

2.Возрастание роли технологического управления как основного фактора развития и способа обеспечения формируемых требований (ценностей) с соответствующим повышением управляемости, как отдельных элементов, так и энергосистемы в целом.

Именно возрастание роли технологического управления рассматривается как альтернатива обеспечению требований и функций в электроэнергетике за счет наращивания мощностей и связей (сетей), развития не столько через улучшение их традиционных физических, энергетических и технологических характеристик, сколько путем широкой (глубокой) адаптации, использования и внедрения в энергетике решений и инноваций, в том

числе из других отраслей, в первую очередь, информационно-коммуникационных и компьютерных технологий.

Следует отметить, что именно такой подход был положен в отечественной энергетике в основу решения проблемы повышения надежности (устойчивости) Единой энергетической системы и создания, уникальных до настоящего времени систем противоаварийного управления во второй половине XX века.

3. Информация выступает как главное средство обеспечения эффективного управления. При этом представляется принципиально важным подчеркнуть, что управленческие и информационные связи превращаются в системообразующий фактор, обеспечивающий переход к новому качеству: от энергетической к энергоинформационной системе. Энергоинформационная инфраструктура является базой для комплексного управления всей энергетической системой на базе концепции SmartGrid, включая технологическую интеграцию электрических и информационных сетей.

1.3.4. Функциональные свойства энергосистемы на базе концепции SmartGrid

Реализация ключевых требований (ценностей) на основе рассмотренных базовых подходов, по мнению идеологов концепции SmartGrid, могут быть обеспечены как путем развития традиционных, так и создания новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов (рисунок 1.7).

В рамках концепции SmartGrid для достижения ключевых требований (ценностей) предполагается развитие следующих функциональных свойств:

1. Самовосстановление при аварийных возмущениях: энергосистема и ее элементы должны постоянно поддерживать свое техническое состояние на уровне, обеспечивающим требуемые надежность и качество энергоснабжения, путем идентификации, анализа и перехода от управления по факту возмущения к предупреждению аварийного повреждения.

Самовосстанавливающаяся энергосистема должна максимально возможно минимизировать сбои (возмущения) с помощью разветвленных систем сбора данных, и «умных» устройств, реализующих специальные методы и алгоритмы поддержки и принятия решений, основанные, в первую очередь, на распределенных принципах управления.



Рисунок 1.7 - Многогранность функциональных свойств SmartGrid

Диагностика состояния оборудования и оценка вероятных рисков основывается на измерениях, производимых в режиме реального времени на оборудовании электростанций, подстанций и линиях электропередачи. При этом под приоритетный контроль переводятся элементы системы, имеющие наибольшую вероятность отказа. Анализ последствий аварий, возможных при данном режиме работы, производимый в режиме реального времени, в энергосистеме на базе концепции SmartGrid определяет общее состояние сети, дает раннее предупреждение о возможном отказе сети и вырабатывает список необходимых незамедлительных действий оперативно-диспетчерского персонала, формирует и выполняет (автоматически) управляющие команды для коммутационных аппаратов и других исполнительных механизмов энергетической системы.

Постоянная и быстродействующая связь с локальными и удаленными устройствами энергосистемы позволяет в ходе анализа установить причины отказов оборудования, недоотпуска электрической энергии, перегрузок и прочих нежелательных состояний системы. На основе полученной информации для предотвращения подобных ситуаций вырабатываются и выполняются соответствующие контрольные и управляющие воздействия. Кроме того, интеграция распределенных энергоресурсов увеличивает устойчивость всей системы, поскольку обеспечивает большое количество источников энергии и позволяет создавать изолированные энергосистемы.

2. Мотивация активного поведения конечного потребителя: обеспечение возможности самостоятельного изменения потребителями объема и

функциональных свойств (уровня надежности, качества и т.п.) получаемой энергии на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемов поставок энергии, надежности, качестве и др. (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 - Возможности потребителя в энергетической системе на базе концепции SmartGrid

Данный механизм функционирует следующим образом: когда энергетическая система приближается к пиковой нагрузке, автоматически запускается предварительно спланированная программа сброса нагрузки за счет уменьшения потребляемой мощности или отключения заранее согласованных некритичных устройств и оборудования у конечного потребителя. Такая система автоматизации может применяться как на больших промышленных предприятиях, так и в бытовом секторе, жилых домах и позволяет значительно снизить вероятность массовых отключений потребителей существующими системами АЧР, САОН и др. Посредством «онлайн»-приложений, предоставляемых коммунальными службами, потребитель может следить за своим потреблением электроэнергии и регулировать его, основываясь на цене, которая может возрастать во время пиковых нагрузок. Программы управления потреблением обеспечат потребителям возможность управления своими затратами на электроэнергию. Возможность изменения пикового потребления также позволит коммунальным службам минимизировать капиталовложения и эксплуатационные расходы, что одновременно снизит нагрузку на

окружающую среду, сократит потери в линиях электропередачи, снижая использование неэффективных пиковых электростанций.

Участие потребителей может принимать ряд различных форм, включая выбор особого тарифного плана в режиме реального времени (realtimepricing – англ.) посредством предоставления прав коммунальной службе непосредственно контролировать определенные параметры нагрузки.

Кроме того, энергетическая система на базе концепции SmartGrid позволит потребителям, имеющим собственные генерирующие установки, в часы пиковых нагрузок выступать на рынке в качестве продавца. Для этого им предоставляется информация о ценах и, соответственно, о состоянии системы, и в этом случае:

- в «обычное время» поставщик электроэнергии снабжает ею коммерческих потребителей, действуя как их агент;
- во времена высокого спроса поставщик электроэнергии использует систему управления энергопотреблением в здании, чтобы снизить спрос и передать часть энергии обратно в сеть, продать, разделив прибыль от продажи с потребителем.

Возможность регулирования пикового потребления также позволит энергетическим компаниям минимизировать капиталовложения и эксплуатационные расходы, что одновременно дает возможность снижения нагрузки на окружающую среду за счет сокращения потерь в линиях и степени использования неэффективных пиковых электростанций.

3. Сопротивление негативным влияниям: наличие специальных методов обеспечения устойчивости и живучести, снижающих физическую и информационную уязвимость всех составляющих энергосистемы, способствующих как предотвращению, так и быстрому восстановлению ее после аварий в соответствии с требованиями энергетической безопасности.

Энергосистема на базе концепции SmartGrid будет обладать способностью проактивно действовать по отношению к меняющимся системным условиям. Она будет отслеживать надвигающиеся проблемы в системе еще до того, как они повлияют на надежность и качество электроснабжения. Для этого будут применяться автоматические переключатели, «интеллектуальные» системы контроля, оборудование для альтернативного электроснабжения, средства визуализации и более полная постоянная информация о состоянии системы.

С точки зрения безопасности энергосистема на базе концепции SmartGrid должна будет давать гибкий и адекватный ответ на любые несанкционированные вмешательства извне, особенно на целевые и скоординированные атаки. Алгоритмы системы защиты SmartGrid

будут содержать элементы сдерживания, предотвращения, обнаружения, ответа и смягчения для минимизации нападения на сеть и ее влияния на экономику в целом. Такая малая восприимчивость и гибкость сети, сделают её трудной мишенью для террористов.

4. Обеспечение надежности и качества электроэнергии путем перехода от системно-ориентированного подхода (system-based approach –англ.) к обеспечению этих свойств к клиентоориентированному (user (customer)-based –англ.), и поддержанию различных уровней надежности и качества энергии в различных ценовых сегментах.

SmartGrid должна позволить значительно улучшить качество энергии и надежности ее поставок. Интеллектуальные технологии, обеспечивающие двухсторонние коммуникации, и интегрированные в сеть, позволят энергетическим компаниям более оперативно определять, локализовать, изолировать и восстанавливать энергоснабжение на расстоянии (удаленно) без привлечения «полевых» работников. Ожидается, что реализация концепции SmartGrid может снизить экстренные вызовы до 50%.

Удаленный мониторинг и контролирующие устройства системы могут создать самовосстанавливающуюся сеть, которая может сокращать и предотвращать перебои, а также продлевать срок службы подстанционного и распределительного оборудования.

Энергетическая система на базе концепции SmartGrid должна обладать возможностью дифференцировать услуги электроснабжения посредством предложения разных уровней надежности и качества электроснабжения по разной цене, обеспечивая в режиме реального времени мониторинг, диагностику и быструю реакцию на изменения надежности и качества электроснабжения. Уровень надежности электроснабжения может варьироваться от «стандартного» до «премиум», в зависимости от предпочтений потребителя. Обеспечение разных уровней надежности электроснабжения потребует особой фокусировки на устранении неполадок в сети. SmartGrid должна обеспечивать возможность быстро определять причину и источник проблем с надежностью и качеством электроснабжения, а также возможность динамически или автономно устранять эту проблему быстро и эффективно.

5. Многообразие типов электростанций и систем аккумулирования электроэнергии (распределенная генерация): оптимальная интеграция электростанций и систем аккумулирования электроэнергии различных типов и мощностей путем подключения их к энергосистеме по стандартизованным процедурам технического присоединения и переход к созданию «микроэнергосистем» (microgrid - англ.) на стороне конечных пользователей (рисунок 1.9).

Усовершенствованные стандарты технического присоединения позволят подключать к системе электрогенерирующие источники на любом уровне напряжения, что станет дополнительным стимулом для развития распределенных источников энергии.

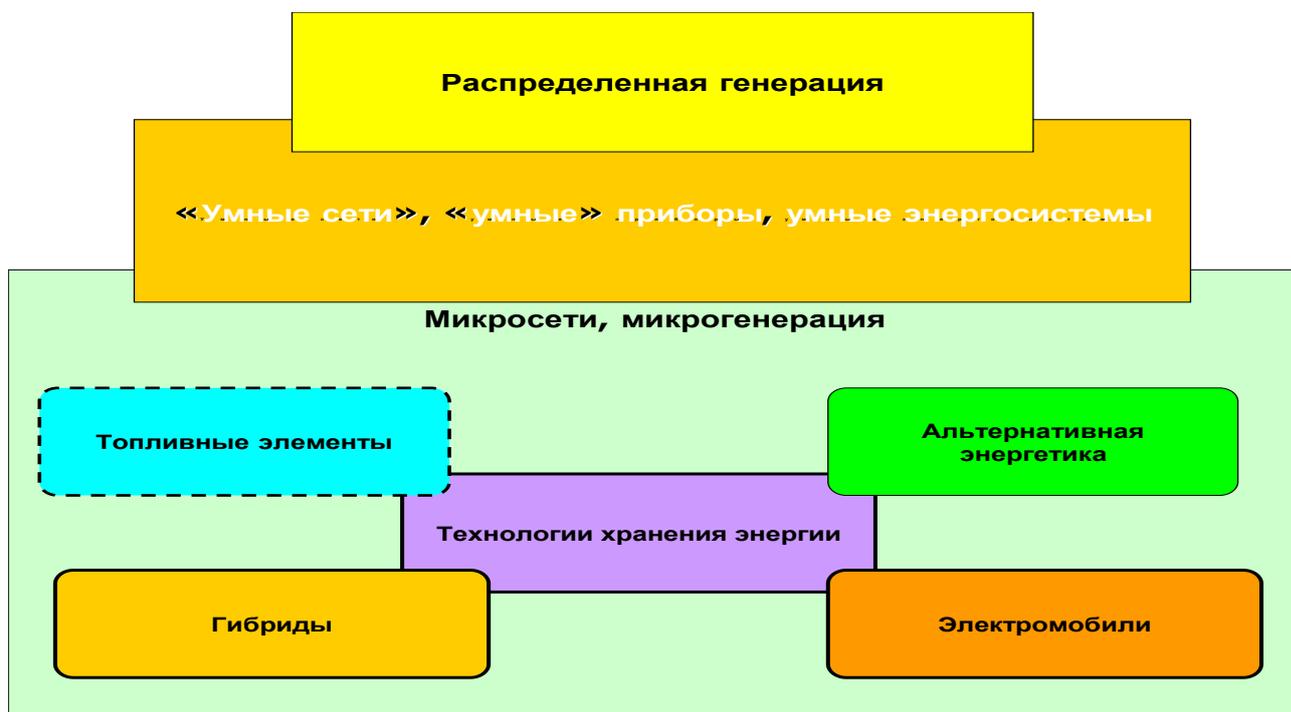


Рисунок 1.9 - Структура распределенной генерации

Для потребителей, принимающих решения в отношении использования услуг энергоснабжающих организаций, и руководствующихся критерием эффективности и полезности должны быть созданы все условия для создания собственных генерирующих и аккумулирующих мощностей, в первую очередь, экологически-чистых источников энергии, такие как ветровые, био- и солнечные электростанции, которые рассматриваются как ключевые в развитии энергетики будущего.

Энергетическая система на базе концепции SmartGrid должна упростить взаимосвязь распределенной генерации и систем хранения энергии посредством создания стандартизованной взаимосвязи сеть-генерация, близкой концепции PlugandPlay («подключи и работай»), применяемой в современных компьютерных системах. Распространение распределенной генерации создаст новые вызовы для сети благодаря своей более мобильной природе и менее стабильным характеристикам, которые могут породить перебои и резкие понижения напряжения в сети. Ответ на эти вызовы может быть дан посредством более интенсивного привлечения информации, двусторонней коммуникации, «интеллектуального» контроля и правильной конфигурации распределенной генерации, хранения и управления спросом на электроэнергию.

6. Расширение рынков мощности и энергии до конечного потребителя: открытый доступ на рынки электроэнергии активного потребителя и распределенной генерации,

способствующий повышению результативности и эффективности розничного рынка (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 -Инфраструктура рынка электроэнергии и мощности на базе концепции SmartGrid.

Примечание - в данном случае потребитель выступает как полноценный участник рыночных отношений.

Энергосистема на базе концепции SmartGrid предоставит большие возможности по выходу на рынок, как потребителей, так и производителей за счет увеличения пропускной способности магистральных сетей, проведения инициатив по коллективному управлению потреблением, расположению распределенных источников энергии в распределительных сетях, ближе к потребителям. При этом, изменение статуса потребителя как участника рыночных отношений, обусловленное возможностью создания им собственных источников энергоснабжения, направлено на развитие в электроэнергетике конкурентной среды, стимулирование предприятий отрасли к изменению подходов и бизнес-моделей, длительное время применяемых ими, но не достаточно эффективных в современных условиях.

7. Оптимизация управления активами: переход к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени, интегрированному в корпоративные системы управления, для повышения эффективности оптимизации режимов работы и совершенствования процессов эксплуатации, ремонтов и замены оборудования по его состоянию, и, как следствие, обеспечение снижения общесистемных затрат.

Развитая система информации и баз данных резко увеличит возможности по оптимизации режимов работы и совершенствованию процессов эксплуатации оборудования,

даст возможность проектировщикам и инженерам принимать оптимальные решения, в том числе и инвестиционные. Совокупность этих изменений позволит повысить эффективность управления как капитальными затратами, так и затратами на техническое обслуживание и ремонты оборудования.

Энергосистема на базе концепции SmartGrid будет использовать динамические данные, получаемые от оборудования, линий электропередачи и энергообъектов, чтобы управлять пропускной способностью сетей и снизить вероятность аварии. Она снизит суммарные (системные) издержки, сократит капитальные затраты и затраты на обслуживание посредством оптимизации использования генерирующих и сетевых ресурсов и корректировки графика нагрузки, тем самым уменьшив суммарные (системные) издержки. Информация о состоянии сети позволит предотвратить большинство аварий и намного быстрее провести ремонтные работы, когда авария все же случилась. Инженеры и проектировщики будут обладать необходимой информацией, чтобы строить «то, что нужно, и там, где нужно»; продлить жизнь активов; производить ремонт оборудования до того, как оно неожиданно выйдет из строя.

Ожидается, что именно развитие и осуществление функциональных свойств, рассмотренных выше, позволит существенно повысить эффективность электроэнергетики и обеспечить ожидаемые выгоды для всех заинтересованных сторон.

2. РАЗВИТИЕ ЕЭС/ЕНЭС НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ.

2.1. Концептуальные направления развития ЕЭС/ЕНЭС с применением новых технологий ИЭС ААС

2.1.1 Особенности развития ЕЭС России

В Советском Союзе одним из высших научно-организационных и технологических достижений было создание Единой электроэнергетической системы (ЕЭЭС СССР). Ее формирование было начато в 1956 г. вводом ВЛ 400 кВ Волжская ГЭС им. В.И. Ленина – Москва, а в 1967 г. было создано ЦДУ ЕЭС СССР, осуществляющее управление режимами энергообъединения всех энергосистем, включенных на параллельную работу. К 1990 г. в состав ЕЭЭС СССР входило 9 из 11 энергообъединений страны с охватом 2/3 территории и более 90% всего населения страны.

Ее отличительными особенностями был не только масштаб (установленная мощность на 01.01.1990 г. 286,6 ГВт, протяженность ВЛ 220 кВ и выше – 181 тыс. км), но и организационно-технологическая структура иерархического типа. Каждая из ОЭС имела свою систему ОДУ, а районные (преимущественно областные) энергосистемы управлялись соответствующими РЭУ.

Каждая из ОЭС обеспечивала, с одной стороны, сбалансированность спроса и предложений в нормальных режимах и локализацию аварийных возмущений за счет собственных ресурсов. В то же время межсистемные связи позволяли реализовать основные системные эффекты:

- рациональное использование всех видов природных ресурсов, неравномерно распределенных по территории страны;
- оптимизацию структуры энергетических мощностей (ТЭС, ГЭС и АЭС), позволяющая оптимально использовать имеющиеся станции для базовой, полупиковой и пиковой нагрузок;
- снижение суммарного максимума нагрузки за счет разновременности наступления пиков спроса в разных часовых поясах, что позволяло снизить общий резерв мощности на 5÷10%;
- согласованность развития генерирующих, сетевых и компенсирующих мощностей, что обеспечивало сбалансированность спроса и предложения;
- повышение надежности работы оборудования за счет регулярной модернизации и обновления, диагностики и ремонта, осуществляемых централизованно в плановом порядке;
- обеспечение живучести энергообъединения за счет предотвращения каскадного развития аварий при соответствующей иерархически согласованной системе

противоаварийной автоматики и управления; в результате системные аварии в ЕЭЭС хотя и случались, но они достаточно быстро локализовались и не приводили к массовым ограничениям нагрузки.

Основная электрическая сеть объединённых энергосистем ЕЭС России сформирована с использованием двух систем напряжения: 220-500 кВ и 330-750 кВ. В центральных и восточных объединениях используется система напряжений 220-500 кВ, в ОЭС Севера – Запада (кроме Архангельской и Коми энергосистем), в западных и южных частях ОЭС Центра – система напряжений 330-750 кВ. В ОЭС Юга основная электрическая сеть сформирована на напряжении 220, 330 и 500 кВ, при этом сеть 330-500 кВ развита в юго-восточной части ОЭС. В рамках Единой энергосистемы СССР была сооружена электропередача 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал. Участки ВЛ 1150 кВ Итат –Алтай – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск в настоящее время эксплуатируются на напряжении 500 кВ.

Преимущества ЕЭС были настолько очевидны, что по пути объединения энергосистем шли и страны Восточной Европы в рамках ОЭС «Мир», и страны Западной Европы (UCPTE), и скандинавские страны (NORDEL). Ряд крупных системных аварий в США в 70-х годах XX века стимулировал американские компании творчески внедрять у себя опыт построения ЕЭС СССР. На повестке дня стоял вопрос и о создании единой мировой электроэнергетической системы от Атлантического до Тихого океана с возможным подключением на параллельную работу путем кабельных вставок переменного или постоянного тока энергосистем Северной Америки и Африки.

После проведения реформы электроэнергетики встал вопрос в том, как обеспечить эффективность работы всего энергообъединения в условиях, когда отдельные энергетические объекты и системы находятся в собственности различных хозяйствующих субъектов и государств, которые преследуют свои экономические и национальные интересы.

В настоящее время генерацию электрической и тепловой энергии осуществляют 6 тепловых оптовых ОГК, сформированных по экстерриториальному и 14 ТГК – по территориальному принципу, а также «РусГидро», Росэнергоатом и 5 независимых генерирующих компаний.

Сетевые объекты электроэнергетики находятся в хозяйственном ведении и технологическом управлении ОАО «ФСК ЕЭС» и 8 его филиалов (МЭС), расположенных в соответствующих регионах.

Появилось новое понятие «Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС), включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны». При этом ФСК как преимущественно государственной

акционерной компании (79,5% акций принадлежат государству) вменялось в обязанность «обеспечение единства технологического управления и реализацию государственной политики в электроэнергетике». Последняя функция затем была передана в Минэнерго РФ.

При этом распределительные сети были консолидированы в Холдинге МРСК, в составе которого выделено 11 межрегиональных сетевых компаний.

Диспетчерское управление ЕЭС осуществляет системный оператор (ОАО «СО ЕЭС»), а администрирование рынка электрической энергии и мощности обеспечивает НП «Совет рынка», коммерческий оператор ОАО «АТС» и Центр финансовых расчетов (ЗАО «ЦФР»).

Необходимо качественное инновационное обновление всего электроэнергетического хозяйства страны. При этом инновационность должна касаться не только технологической, но и организационной схемы электроэнергетики.

Поэтому дальнейшее развитие электроэнергетики должно быть направлено на обеспечение ее новой роли как

- важнейшего инфраструктурного базиса всего промышленного и социального комплекса страны,
- организационно-технологической конструкции, связывающей ресурсные отрасли, электрические станции и ЛЭП, энергомашиностроение, сферу ЖКХ и весь энергопотребительский сектор в единое целое,
- социально-политической опоры стабильного и эффективного развития общества.

Развитие электрических сетей **в перспективный период** будет направлено на обеспечение надежного и устойчивого функционирования ЕЭС России, конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности, а также надежного электроснабжения потребителей и обеспечение выдачи мощности электростанций.

Разрабатываемая в настоящее время современная новая технологическая платформа ЕЭС России – интеллектуальная энергосистема с активно – адаптивной сетью (ИЭС ААС) позволит обеспечить ведущую роль электрической сети, создающей надежность связи генерации и потребителей с повышением качества услуг. Реализация активно – адаптивной сети должна обеспечиваться за счет:

- системной установки в сети активных технических средств, дающих эффект при развитии энергосистемы в целом;
- применения новых информационно – технологических систем;
- применения быстродействующих программ для оценки состояния и управления в режиме on-line и off- line, в т.ч. электропотреблением;
- применения адаптивной системы централизованного и местного управления в нормальных и аварийных режимах.

2.1.2. Генеральные направления формирования ИЭС

Крупные ГЭС (с многолетним регулированием стока) и АЭС в силу их комплексного и стратегического значения для национальной безопасности страны должны наряду с уникальными тепловыми ГРЭС (мощностью свыше 2÷3 ГВт) стать опорными генерирующими узлами ЕНЭС с включением в ее состав ОРУ данных электростанций. Сама же сеть, состоящая из ВЛ 500÷1150 кВ, образует набор межсистемных связей, составляющих верхний уровень иерархической структуры ЕНЭС. Эта структура вместе с опорными генерирующими узлами и столь же крупными центрами энергопотребления (типа мегаполисов – городов с населением свыше 1 млн. человек, а также энергоемкими объектами территориально-производственных комплексов, формирующими базовую энергетическую инфраструктуру страны) должна составить, как это следует из Конституции Российской Федерации, «федеральную энергетическую систему, находящуюся в государственной (или частно-государственной с контрольным пакетом акций у Правительства) собственности из соображений национальной безопасности.

В то же время сети более низкого напряжения (до 220÷330 кВ), не являющиеся верхним звеном иерархической инфраструктуры страны, вполне могут находиться в руках частных хозяйствующих субъектов, т.к. они уже не составляют (по соображениям национальной безопасности) естественно-монопольные структуры. Более того, они наряду с несистемообразующими генерирующими структурами и предприятиями-потребителями, не имеющими стратегического значения для страны, могут составлять энергетическую систему не федерального, а межрегионального уровня.

Инфраструктурное энергообеспечение территорий может осуществляться региональными энергосистемами.

Наряду с этими могут существовать и системы децентрализованного и автономного энергоснабжения, способные к самостоятельному существованию, но имеющие электрические связи с централизованными системами более высокого (федерального и межрегионального) уровня.

На любом уровне иерархии энергосистема представляет собой совокупность соответствующих генерирующих, сетевых и потребительских объектов, функционирующая, управляемая и развивающаяся по своим «правилам», исходя из интересов государства (на федеральном и региональном уровне) и частного бизнеса. Частный бизнес при этом далеко не всегда является чисто энергетическим, ограниченным предоставлением мощности и поставками электроэнергии. Он может быть интегрированным либо вместе с поставщиками энергоресурсов (например, газовый, угольный, водно-хозяйственный бизнес), либо интегрированным с потребителями (напр., электро-металлургический бизнес).

2.1.3. Перспективная схема ЕНЭС

В основу перспективного развития электрической сети ЕЭС России закладываются следующие основные принципы:

- схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развития электростанций;
- схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки, с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии в полной схеме сети, а также при отключении одной ВЛ или автотрансформатора/трансформатора (принцип “N-1” для потребителей);
- электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам рынка возможность получения продукции с рынка электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными стандартами качества на базе обоснованных цен;
- схемы выдачи мощности электростанций в нормальных режимах работы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции, как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящих линий или АТ связи на всех этапах сооружения электростанции (принцип “N-1”). Для АЭС указанное условие должно выполняться как в нормальных, так и в единичных ремонтных схемах (принцип “N-2”);
- использование устройств FACTS: статических компенсаторов (СТАТКОМ, СТК), управляемых и неуправляемых устройств продольной компенсации (УУПК и УПК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР), вставок несинхронной связи (ВНС), в том числе и вставок постоянного тока (ВПТ), электромеханических преобразователей, фазопоротных устройств (ФПУ) и других управляемых устройств;
- обеспечение энергобезопасности России;
- схема основной электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды, главным образом уменьшению площади

подлежащих изъятию для нового строительства земельных угодий и общей площади охранных зон линий электропередачи, в которых ограничивается хозяйственная деятельность и пребывание людей.

Структура перспективной иерархической ЕНЭС приведена в Приложении 3.

Создание активно-адаптивной сети является одним из ключевых элементов построения интеллектуальной ЕНЭС, обеспечивающей условия ее эффективного взаимодействия со всеми, входящими в энергосистему элементами, на основе качественного, надежного и экономичного предоставления услуг по передаче электрической энергии.

Интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью должна обеспечивать решение следующих задач:

- Обеспечение доступа любых видов генерации и потребителей электрической энергии к услугам электросетевой инфраструктуры;
- Обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета с возможностью оперативного управления спросом;
- Обеспечение требований «цифрового» качества электроэнергии, определяемых развитием мегаполисов, инноградов, научно-технических центров;
- Обеспечение максимальной самодиагностики, предупреждения системных аварий (сбоев) и функций самовосстановления, как следствие снижение недоотпуска э/э потребителям;
- Обеспечение использования оптимальных инструментов и технологий эксплуатации и обслуживания активов;
- Обеспечение повышения наблюдаемости сети (сбора информации) о текущем состоянии сети и ее элементов (включая внешние воздействия окружающей среды), а также обработки данной информации в режиме реального времени;
- Обеспечение нового качества мониторинга и защиты сетей от внешних воздействий.

2.1.4. Перспективные направления развития основной электрической сети на период до 2020 г.

• Развитие сетей напряжением **750 кВ** предусматривается в Европейской части ЕЭС России в целях усиления связей между ОЭС Северо - Запада и ОЭС Центра (сооружение ВЛ 750 кВ ПС Ленинградская - Ленинградская ГАЭС – ПС Белозерская), выдачи мощности Ленинградской АЭС-2, Калининской АЭС, , Ленинградской ГАЭС.

- Линии электропередачи напряжением **500 кВ** будут сооружаться для выдачи мощности крупных электростанций, в том числе атомных, и усиления основной сети в энергозонах Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока, а также для развития межсистемных связей. В период до 2020 года усиление межсистемного сечения Центр, Средняя Волга – Юг намечается за счет сооружения ВЛ 500 кВ Курдюм – Фроловская, межсистемного сечения Центр – Средняя Волга - ВЛ 500кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская, межсистемного сечения Урал - Средняя Волга, Центр - ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская и Помары – Удмуртская. Усиление межсистемного сечения Сибирь – Урал намечается путём сооружения ВЛ 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и Томск – Парабель - Нижневартовская ГРЭС. На напряжении 500 кВ продолжается формирование второго кольца вокруг Москвы.

- Сеть напряжением **330 кВ** будет **продолжать** выполнение системообразующей функции, а также обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части энергозоны Центра, в энергозонах Северо – Запада и Юга. На напряжении 330 кВ предусматривается усиление связей между энергозонами Центра и Северо-Запада путем сооружения ВЛ 330 кВ Новосokolьники - Талашкино. Намечается сооружение ВЛ 330 кВ Артём – Дербент и Дербент – госграница (на Апшерон) для обеспечения экспорта мощности и электроэнергии из ОЭС Юга в Азербайджан и Иран через электрические сети Азербайджанской энергосистемы.

- Основные тенденции в развитии сетей напряжением **220 кВ** состоят в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. Сети 220 кВ в ОЭС Востока, изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также Архангельской и Коми энергосистемах **являются** системообразующими. В рассматриваемый период на напряжении 220 кВ намечается присоединение к объединенной энергосистеме Востока Западного энергорайона Якутии по ВЛ 220 кВ Ленск – Олёкминск - Нижний Куранах и Центрального энергорайона Якутии по двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот - Майя.

- В период до 2020 года рекомендуется объединение на совместную работу энергозон Сибири и Дальнего Востока, для чего предусматривается установка на ПС 220 кВ Могоча и ПС 220 кВ Хани вставок несинхронной связи проходной мощностью по ± 200 МВт.

Развитие электрической сети **в период за 2020 г.** намечается в соответствии с теми же принципами, что и до 2020 года. В этот период намечается ввод электросетевых объектов для:

- выдачи мощности крупных электростанций, в том числе АЭС;
- надежного электроснабжения потребителей;

- реализации межсистемных эффектов от совместной работы всех объединенных энергосистем в составе ЕЭС России;
- экспорта электроэнергии и мощности в энергосистемы соседних государств.

В период за 2020 г. предлагается приступить к формированию передачи большой пропускной способности на направлении Сибирь – Урал – Средняя Волга – Центр. Род тока и класс напряжения должен определяться при технико-экономическом сравнении вариантов с учетом всех преимуществ и недостатков электропередач переменного и постоянного тока.

2.1.5. Интеграция ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран

Интеграция ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран возможна как за счет синхронного объединения, так и за счет использования существующих и намечаемых связей постоянного тока.

В настоящее время передачи и вставки постоянного тока успешно применяются в энергосистемах различных стран. Применение передач и вставок постоянного тока обеспечивает:

- передачу большой мощности на дальние расстояния;
- несинхронную связь энергообъединений с разными частотами;
- несинхронную связь энергообъединений для получения системного эффекта;
- связь энергосистем с использованием протяжённых кабельных линий.

В б. СССР была построена передача постоянного тока ± 400 кВ Волгоград-Донбасс, вставка постоянного тока Россия-Финляндия в Выборге, выполнен проект и начато сооружение ППТ ± 750 кВ Экибастуз-Центр. Однако сооружение указанной ППТ было прекращено, а в дальнейшем она была демонтирована.

Перспектива применения энергомоств на постоянном токе в России определяется следующими предпосылками:

- большая территория страны;
- неравномерное распределение энергоресурсов и промышленности;
- наличие удалённых от центров потребления перспективных створов для сооружения ГЭС и морских заливов для сооружения приливных электростанций (ПЭС);
- обеспечение режимных перетоков мощности между ОЭС;
- экспорт мощности и электроэнергии в зарубежные страны.

Одним из наиболее перспективных направлений использования передач постоянного тока в ЕЭС России является сооружение энергомоств, связывающих регионы Сибири и

Урала с Центром европейской части России. Такие ППТ имеют характер межсистемных связей и могут выполнять как транспортные, так и режимные функции. Протяженность ППТ 2-4,5 тыс. км, напряжение $\pm 600-750$ кВ, передаваемая мощность 3-6 ГВт.

Другим направлением использования энергомоств постоянного тока может быть передача мощности от удалённых от потребителей электростанций, например, в случае сооружения Эвенкийской ГЭС с использованием для выдачи мощности передач постоянного тока напряжением ± 600 кВ, протяженностью 2 тыс. км, мощностью 3-6 ГВт или Мезенской ПЭС с использованием для выдачи мощности передач постоянного тока напряжением ± 750 кВ, протяженностью 1,7 тыс. км, мощностью 7,4 ГВт или двух ППТ ± 500 кВ мощностью по 3,7 ГВт каждая.

Электропередачи постоянного тока будут являться основой создания энергомоств для организации связей между ЕЭС России и энергосистемами зарубежных стран. Наиболее вероятно формирование энергомоств для передачи мощности в Китай из ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Из ОЭС Сибири и ОЭС Востока возможен экспорт мощности в Китай от специально сооружаемых электростанций в объёме 3-9 ГВт, по передачам постоянного тока напряжением $\pm 600 - 750$ кВ.

В период до 2020 года намечается сооружение Балтийской АЭС, для выдачи мощности которой в направлении Польши и Германии предполагается создание передач или вставок постоянного тока напряжением ± 500 кВ.

Возможно создание энергомоств на базе сооружения многоподстанционной ППТ напряжением ± 500 кВ мощностью 4 ГВт Россия-Белоруссия-Польша-Германия, а также энергомоства Сахалин-Япония напряжением ± 500 кВ мощностью 3-6 ГВт, с применением подводного кабеля постоянного тока.

Создание энергомоств по представленным выше направлениям возможно и с использованием электропередач переменного тока сверхвысокого напряжения. Выбор рода тока, класса напряжения, конструкции линий электропередач необходимо проводить после выполнения технико-экономического сравнения вариантов.

Синхронное объединение ЕЭС России со странами Западной, Центральной и Восточной Европы.

Переход на синхронную работу со странами Западной, Центральной и восточной Европы имеет ряд преимуществ, в т.ч.:

- Возможность выхода России на рынки электроэнергии и мощности в Западной, Центральной и Восточной Европе с целью расширения экспорта электроэнергии наряду с другими энергоносителями (газ, нефть и нефтепродукты, уголь).

- Возможность осуществления сотрудничества по следующим составляющим межсистемного эффекта:
 - эффект от совмещения графиков электрической нагрузки, реализуемый за счет несовпадения по времени максимальных нагрузок в объединениях энергосистем стран Восточной и Западной Европы, что позволяет в период собственного максимума получать мощность из другого объединения и соответственно снизить включенную мощность собственных источников;
 - эффект от совмещения резервов мощности, достигаемый за счет снижения в каждом из объединений величины вращающегося резерва, исходя из снижения относительной величины расчетного резерва при росте мощности параллельно работающих энергообъединений;
 - краткосрочные поставки электроэнергии, осуществляемые на основе оперативной договоренности;
 - соглашения по аварийной помощи или обеспечению гарантированного резерва на согласованный период времени.

2.1.6. Общие условия и принципы развития систем электроснабжения крупных городов и мегаполисов

Крупные города и мегаполисы (например, Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург и др.) представляют наиболее динамично развивающиеся территории с растущим электропотреблением на территории России после экономического кризиса 1998 г. Эти территории требуют особого внимания при планировании развития энергетической инфраструктуры и обладают рядом характерных особенностей, например:

- большая концентрация объектов энергетики на ограниченной территории и высокая единичная мощность оборудования,
- совместная работа разнородных источников большой и малой мощности,
- электрическая близость электростанций и высокие уровни токов короткого замыкания,
- устойчивый рост нагрузки потребителей с разуплотненным графиком и ярко выраженными суточными и сезонными колебаниями,
- теплофикационный характер энергосистемы с взаимным влиянием режимов тепло- и электропотребления,
- тенденции к росту распределенной генерации малой мощности,

- большое количество особо ответственных потребителей, в т.ч. в инфраструктуре жизнеобеспечения мегаполиса (водо- и теплоснабжение, метрополитен, связь и др.).

Ввиду высоких рисков негативных последствий дефицита мощности и нарушения энергоснабжения, которые носят как экономический, так и социальный характер, энергосистема мегаполиса не должна быть сдерживающим фактором развития территории, отвечая высоким требованиям надежности, живучести и экологической безопасности. Решению данных задач способствует применение идеологии ИЭС ААС.

В Концепции⁸ были сформулированы основные положения, критерии и требования, рекомендуемые для использования при развитии электроэнергетики Московского региона в период до 2020 г. и в последующий период. Они имеют целью недопущение каскадных аварий и распада энергосистемы, особенно, в отопительный период. В их числе требования:

- развитие генерации и электрических сетей и их резервирование на уровень температуры -28 °С;
- недопустимость каскадного развития аварии при отключении любой ТЭЦ, крупной ПС, ВЛ в одном коридоре, любого магистрального теплопровода;
- обязательность оснащения автономными источниками бесперебойного питания всех систем жизнеобеспечения особо ответственных потребителей;
- ремонтпригодность энергосистемы в летний период в связи с проведением массовых ремонтов оборудования и другие.

Реализация этих принципов, положений и критериев в соответствующих НТД особенно важна в условиях реформированной электроэнергетики.

Ниже приводятся предложения⁹ по основным требованиям к энергосистеме мегаполиса, которые направлены на повышение надежности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы и ее отдельных объектов. В дальнейшем эти требования заслуживают исследований в части обоснования и практической реализации.

1. Схема электроснабжения города¹⁰ должна содержать не менее трех опорных подстанций, соединенных сетями высокого напряжения (220-500 кВ) и обеспечивающих связь с ОЭС/ЕЭС.

⁸Концепция технического перевооружения энергетического хозяйства г. Москвы и Московской области / под научным руководством академика РАН А.Е. Шейндлина, Москва, 2005.

⁹ Технологические правила работы ЭЭС (проект), СО ЕЭС, 2011.

¹⁰Схема электроснабжения крупного города и мегаполиса включает объекты электроэнергетики, обеспечивающие производство электрической и тепловой энергии для нужд города, а также обеспечивающие связь с внешней энергосистемой.

Необходимо предусматривать варианты сооружения высоковольтных глубоких вводов на напряжении до 500 кВ, в том числе, с использованием технологии постоянного тока и газоизолированных ЛЭП, а также мероприятия по минимизации транзитных перетоков мощности через внутренние сети ЭЭС города.

2. Электростанции города должны обеспечивать балансы мощности и энергии города с учетом пропускной способности электрических связей с внешней энергосистемой.

Электростанции города, в том числе малые энергоисточники, должны иметь возможность выделения на изолированную работу с сохранением электроснабжения собственных нужд. Должны быть предусмотрены мероприятия и технологии, обеспечивающие «подъем электростанции с нуля».

Топливоснабжение крупных электростанций должно быть диверсифицированным по типу топлива, а запас резервного топлива должен обеспечивать возможность длительной работы электростанции (не менее одной недели).

Диапазон регулирования электростанций должен обеспечивать регулирование суточного графика электропотребления в размере 40% максимальной нагрузки мегаполиса.

3. На электростанциях и опорных подстанциях в схеме электроснабжения города должно осуществляться резервирование питания электроприемников собственных нужд, в том числе, за счет источников бесперебойного питания.

4. Подстанции 110 кВ и выше города должны быть, как правило, закрытого исполнения, в том числе с размещением под землей. Сооружение воздушных линий электропередачи в городе не рекомендуется, прокладка линий 220 кВ и выше должна преимущественно осуществляться в кабельных коллекторах, причем взаиморезервирующие ЛЭП должны прокладываться в разных проходах (секциях) коллектора. Актуальна реализация технологии автоматических оперативных переключений, в том числе, для кардинального сокращения времени восстановления электроснабжения.

5. Установленная мощность объектов электроэнергетики города, а также единичная мощность генерирующего оборудования должна быть ограничена сверху величиной, позволяющей обеспечить резервирование потери этих объектов в случае их аварийного отключения. При вводе генерирующей мощности необходимо обеспечивать ограничение токов подпитки КЗ на близко расположенных ПС.

6. Присоединение новых объектов электроэнергетики, приводящее к недопустимому увеличению токов КЗ, должно осуществляться в совокупности с мерами по ограничению токов КЗ: установкой трансформаторов с расщепленной обмоткой, применением токоограничивающих устройств, в том числе реакторов, применением вставок постоянного тока и других элементов гибких электропередач (СТАТКОМ и др.), обеспечивающих

управляемую связь между секционированными зонами сети, размыканием сети, в т.ч. с применением АВР (только как вынужденная мера) и др.

7. Аварийное отключение крупной электростанции внутри города, опорной подстанции в схеме электроснабжения города или ЛЭП, осуществляющей связь с внешней энергосистемой, ВЛ в одном коридоре или КЛ в одном проходе коллектора не должно приводить к возникновению небаланса мощности, превышающего пропускную способность связей с внешней энергосистемой, и к широкомасштабному отключению потребителей города.

8. Теплоэлектроцентрали города должны располагать резервными мощностями для обеспечения теплоснабжения потребителей в случае аварийного отключения одной ТЭЦ в зоне централизованного теплоснабжения. Необходимо предусмотреть резерв пропускной способности электрических сетей для компенсации нарушений в системе централизованного теплоснабжения.

9. Необходимо стимулирующее привлечение потребителей города к участию в регулировании нагрузки. Противоаварийное управление допускается только на уровне локальных комплексов противоаварийной автоматики.

10. Электроснабжение объектов инфраструктуры жизнеобеспечения города (связь, теплоснабжение, водоснабжение, канализация, метрополитен и др.) должно быть выполнено не ниже, чем по первой категории надежности электроснабжения. Необходимо также обеспечивать создание и функционирование автономных источников электроснабжения.

11. Максимально допустимый уровень токов КЗ целесообразно принимать равным 63 кА. Использование коммутационного оборудования с номинальным током отключения более 63 кА может рекомендоваться только в единичных случаях при отсутствии возможности ограничения токов КЗ и требует технико-экономического обоснования, учитывая габариты нового оборудования и стоимость выключателя, отсутствие серийного производства, объем потребности в таких выключателях на перспективу.

12. Для ограничения токов к.з. при проектировании развития энергосистемы мегаполиса необходимо рассматривать:

- выделение в энергосистеме нескольких сбалансированных по мощности энергорайонов, связанных между собой только через сеть повышенного напряжения. В местах размыкания сети 110 и 220 кВ должны сохраняться необходимые резервные сетевые элементы (выключатели и ЛЭП), которые позволяют замыкать сеть оперативно или автоматически при переходе к ремонтным и/или послеаварийным схемам;

- разукрупнение электростанций по установленной мощности и мощности энергоблоков;

- разукрупнение питающих центров и центров потребления;
- разукрупнение узлов сети (по генерируемой мощности), в частности разделение распределительных устройств повышенного напряжения мощных электростанций на самостоятельные части с обеспечением параллельной работы через узловые подстанции сети;
- перевод части блоков электростанций на сеть более высокого напряжения.

13. Использование схем удлинённых блоков генератор-трансформатор-линия для электрического удаления генерирующих источников от потребителей.

2.1.7. Система внутреннего электроснабжения потребителей

Существенным фактором, влияющим на развитие ИЭС ААС, является развитие элементов системы внутреннего электроснабжения, как бытового, так и промышленного назначения. В традиционных подходах в электроэнергетике и электроснабжении, автоматизация внутреннего электроснабжения ограничивается системами защиты от коротких замыканий и автоматикой ввода резерва для ответственных потребителей.

В концепции ИЭС ААС потребитель становится «активным», то есть все больше и больше электроприемников являются адаптивными к условиям их электроснабжения, а также все больше и больше управляющих воздействий автоматических систем управления выполняется непосредственно в системах внутреннего электроснабжения.

В таблице 2.1 представлены основные современные элементы систем внутреннего электроснабжения, которые сами являются элементами ИЭС ААС, либо существенно влияют на развитие ИЭС ААС.

Таблица 2.1 - Элементы систем внутреннего электроснабжения потребителей

| Вид | Преимущества | Недостатки |
|--|---|--|
| Электроприемники с элементами силовой электроники: <ul style="list-style-type: none"> • частотно-регулируемый электропривод • выпрямители • импульсные блоки питания • инверторы | 1. Способность работать при значительных отклонениях величины напряжения и частоты. 2. Высокий КПД как самой электрической части, так и всей электроустановки. | 1. Нелинейность и генерация высших гармоник 2. Рост потребляемого тока при снижении напряжения (свойство постоянства мощности при изменении величины напряжения в сети) |

| Вид | Преимущества | Недостатки |
|--|--|---|
| <p>Автономные источники питания:</p> <ul style="list-style-type: none"> • аккумуляторные источники бесперебойного питания • бензо/дизель генераторы небольшой мощности • собственная автономная газовая генерация | <p>Способность обеспечения электроснабжения технологического процесса производства (или общественного центра) при отключении от сети, или при значительных отклонениях уровня напряжения в сети, или при резком снижении показателей качества электроэнергии</p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Способность резкого сброса/наброса нагрузки на сеть электроснабжения при переходе на автономный режим и обратно на питание от сети 2. Способность перехода на автономный режим и обратно на питание от сети без согласования с системой управления более высокого уровня |
| <p>Возобновляемая генерация, работающая в автономном от сети режиме</p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Улучшение экологии, уменьшение расхода невозобновляемых энергоресурсов 2. В зависимости от вида возобновляемой генерации, возможно увеличение генерирующих источников без выделения отдельных площадей в стесненных условиях мегаполисов (например, солнечная генерация, как элемент конструкции зданий) | <ol style="list-style-type: none"> 1. Для большинства видов возобновляемых энергоресурсов невозможно обеспечить объем генерации, требуемый для обеспечения технологического процесса производства (или общественного центра) 2. График потребления мощности из системы для обеспечения технологического процесса производства (или общественного центра) зависит от доступности возобновляемых энергоресурсов в течение суток и в течение более длительных периодов |
| <p>Собственная генерация потребителей, работающая синхронно с ЭЭС</p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение надежности электроснабжения потребителей при авариях в сети ЕНЭС и на объектах крупной генерации 2. В отдельных случаях снижение стоимости электроэнергии для потребителей | <ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость участия всех объектов генерации в первичном и частично вторичном регулировании частоты и мощности 2. Необходимость обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов потребителей с другими генераторами ЭЭС, в т.ч. средствами противоаварийного управления. |

Рассматривая системы внутреннего электроснабжения крупных промышленных потребителей и частично мегаполисов необходимо учитывать технологическую взаимосвязь разных электроприемников и их групп. Здесь можно отметить два варианта взаимосвязи:

- Взаиморезервирование электроприемников, когда для выполнения некоего технологического процесса производства (или функций общественного центра) достаточно работы некоторой части из всей группы электроприемников.

- Необходимость работы всех электроприемников группы для выполнения некоего технологического процесса производства (или функций общественного центра). Это свойство требует обеспечения электроснабжения требуемого качества всей технологической цепочки, а при невозможности выполнить все требования, позволяет полностью отключать электроснабжение всей технологической цепочки, высвобождая мощность для более ответственных потребителей.

Дополнительно необходимо систематизировать конкретных потребителей (электроприемников) по требованиям к качеству электроэнергии и надежности их электроснабжения, выделяя в особую группу ответственных потребителей, таких как объекты инфраструктуры жизнеобеспечения крупных городов и мегаполисов.

Таким образом, создавая ИЭС ААС на уровне системы внутреннего электроснабжения мегаполисов и крупных потребителей, предлагается проводить всестороннюю систематизацию и классификацию отдельных потребителей. Это, с одной, стороны позволяет определить статические и динамические свойства конкретной системы внутреннего электроснабжения для последующего учета в системах управления системами внешнего электроснабжения. С другой стороны, это позволяет определять алгоритмы управления системой внутреннего электроснабжения мегаполисов и крупных потребителей в нормальных и аварийных режимах, обеспечивая достижение заданных целей, таких как энергосбережение, снижение максимума нагрузки, обеспечение работы наиболее ответственных потребителей в аварийных и послеаварийных режимах.

2.2. Новая техника - приоритетные (основные) технологии интеллектуальной ЕНЭС

2.2.1. Общие положения

Активно-адаптивная сеть – это совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям линий электропередачи, устройств по преобразованию электроэнергии, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, современных информационно-технологических и управляющих систем, источников генерации, в том числе использующих возобновляемую энергию. Этот комплекс выдает информацию о текущем состоянии оборудования, организует адаптивную реакцию системы в реальном режиме времени на различные возмущения, обеспечивая тем самым надежное энергоснабжение потребителей, энергоэффективность и устойчивость функционирования электроэнергетических систем в целом. Подобного рода системы – насущная необходимость времени, созданием которой занимаются все ведущие страны мира.

Основные факторы эффективности практического применения активно-адаптивной сети:

1. Уменьшение приростов электрической нагрузки благодаря эффективному контролю и регулированию режимов электропотребления.
2. Создание системы аккумулирования электроэнергии и ее рациональное использование в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах..
3. Более полное использование пропускной способности действующих и новых линий электропередачи.
4. Снижение земельных площадей, отводимых под электросетевые коммуникации, что особенно актуально для крупных городов и мегаполисов.
5. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
6. Снижение потерь электроэнергии в сетях всех уровней, ликвидация коммерческих потерь электроэнергии, реализация мер по энергосбережению и управлению потреблением электроэнергии с учетом ценовых факторов.

Интеллектуальная сеть - это наиболее рациональный подход для обеспечения надежности, безопасности и энергоэффективности функционирования электроэнергетической системы России.

Технические средства активно-адаптивных сетей играют решающую роль в реализации этой технологии на практике. Технические средства можно разделить на следующие основные группы:

1. Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно.
2. Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые в сети последовательно.
3. Устройства, сочетающие функции первых двух групп – устройства продольно-поперечного включения.
4. Устройства ограничения токов короткого замыкания.
5. Накопители электрической энергии.
6. Преобразователи рода тока (переменный ток в постоянный и постоянный ток в переменный).
7. Кабельные ЛЭП постоянного и переменного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников.
8. Компактные ЛЭП, газоизолированные линии (ГИЛ).
9. Информационные технологии.
10. Программные средства.

Первые три группы устройств относят к технологии управляемых систем электропередачи переменного тока – Flexible Alternating Current Transmission System

(FACTS)¹¹. Отдельные типы устройств и технологии FACTS используются также в группах устройств 4, 5 и 6.

FACTS является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, суть которой состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.

Благодаря этому удается «в темпе процесса» управлять значением пропускной способности линии электропередачи, перераспределять между параллельными линиями электропередачи потоки активной мощности, оптимизируя их в установившихся режимах и перенаправлять их по сохранившимся после аварий линиям электропередачи, не опасаясь нарушения устойчивости, тем самым обеспечивая повышение надежности электроснабжения потребителей.

К устройствам FACTS первого поколения (FACTS -1) относят устройства, обеспечивающие регулирование напряжения (реактивной мощности) и обеспечивающие требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях (статический компенсатор реактивной мощности (СТК), реактор с тиристорным управлением, стационарный последовательный конденсатор с тиристорным управлением, фазосдвигающий трансформатор и др.).

К новейшим FACTS второго поколения (FACTS-2) относят устройства, обеспечивающие регулирование режимных параметров на базе полностью управляемых приборов силовой электроники (IGBT транзисторы, IGCT - тиристоры и др.). FACTS-2 обладают новым качеством регулирования - **векторным**, когда регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети (синхронный статический компенсатор (СТАТКОМ), объединённый регулятор потоков мощности (ОРПМ) и др.).

Основные устройства управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

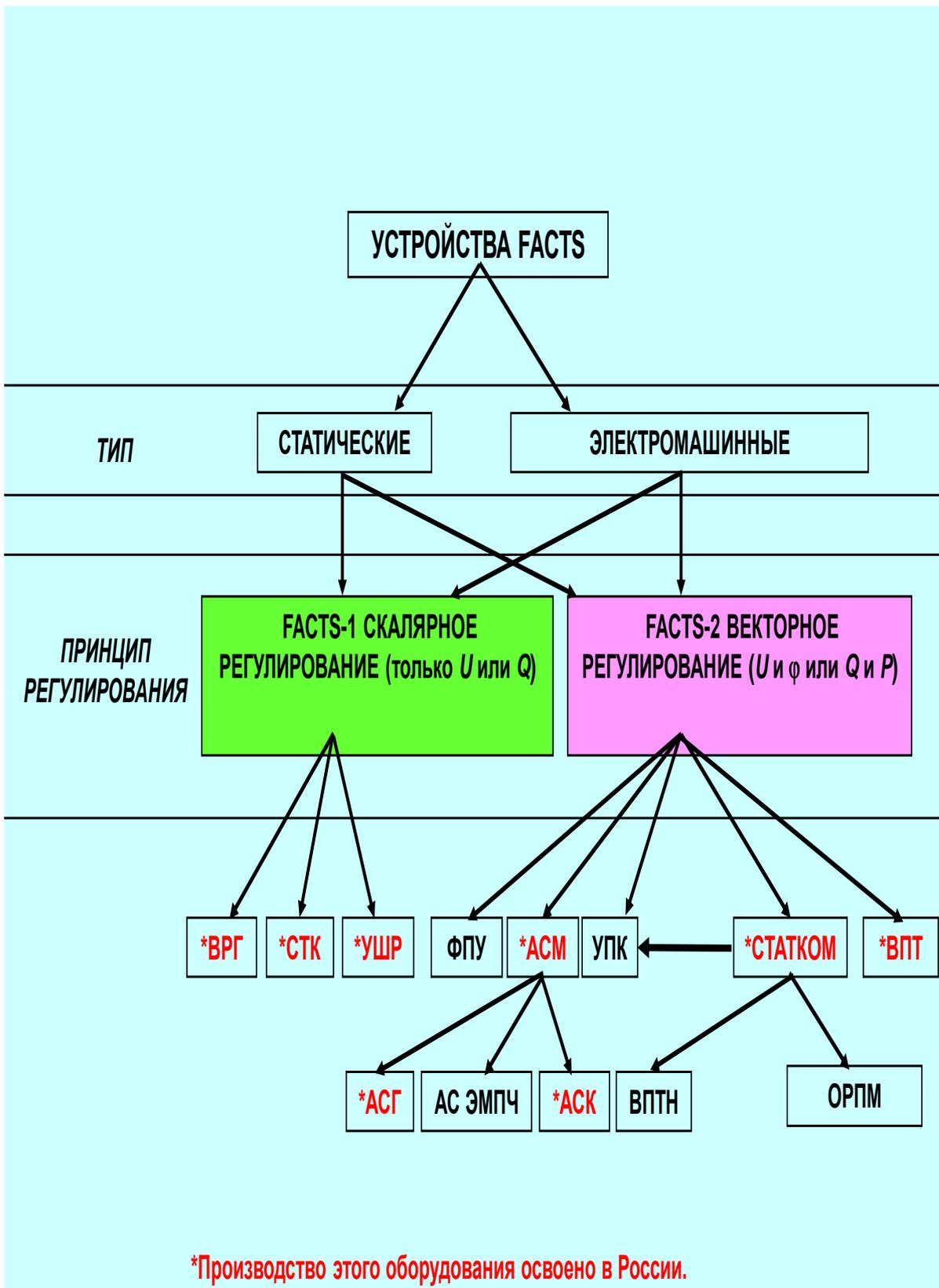
¹¹Основы современной энергетики: в 2 т./под общей редакцией чл. корр. РАН Е.В. Аметистова.-4-е изд.- М.: МЭИ, 2008;

• Grid 2030: A National Version for Electricity's Second 100 Years. Office of Electric Transmission and Distribution, United State Department of Energy, July 2003;

• European Smart Grids Technology Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. European Commission, 2006;

• Hingorani, Narain G. Understanding FACTS, IEEE Press 1999.

•



В настоящее время основные средства активно-адаптивных сетей в основном разработаны. В России разработаны и созданы новые оригинальные устройства и технологии, являющиеся элементами активно-адаптивной сети. Это устройства регулирования напряжения на базе современной силовой электроники, принципиально нового типа асинхронизированные турбогенераторы и компенсаторы реактивной мощности,

кабельные линии на основе высокотемпературной сверхпроводимости, устройства ограничения токов к.з. коммутационного типа, не имеющие мировых аналогов.

Таким образом, для решения качественно новых задач ИЭСААС – управление в темпе процесса в условиях неполной информации о параметрах энергосистемы и возмущающих воздействий необходимо использование единых принципов управления и качественно новых техники и технологий, в том числе средств и систем:

- управления и регулирования активной и реактивной мощности с применением силовой электроники;
- ограничения токов к.з.;
- накопления электроэнергии;
- прогнозирования и интеллектуального анализа аварийных ситуаций;
- поддержки оперативных решений, выдачи рекомендаций и управляющих воздействий по локализации и ликвидации аварий;
- контроля и анализа технического состояния и остаточного ресурса технологического оборудования;
- высокоскоростной, полностью интегрированной, двухсторонней технологии связи и коммутаций между субъектами ИЭС для интерактивного обмена информацией между ними в режиме реального времени;
- интеллектуального учета электроэнергии и управления электропотреблением.

Использование созданных устройств совместно с информационными технологиями позволит начать поэтапную практическую работу по созданию активно-адаптивных сетей. Внедрение интеллектуальных интерактивных технологий в развитии электрической сети (технологии интеллектуальной сети) должно явиться одним из важных направлений в области энергетической политики России.

2.2.2. Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности

Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные.

К статическим устройствам относятся:

- Простейшие батареи статических компенсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности, реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ) , управляемые шунтирующие реакторы (УШР) , статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе современной силовой электроники (мощные IGBT транзисторы)–СТАТКОМ (рис.2.1). Схемы и принцип действия БСК, ВРГ, УШР и СТК подробно описаны в литературе¹¹⁴ и здесь не описываются. На рис.2.1 приведена схема СТАТКОМа – базового элемента статических устройств FACTS.

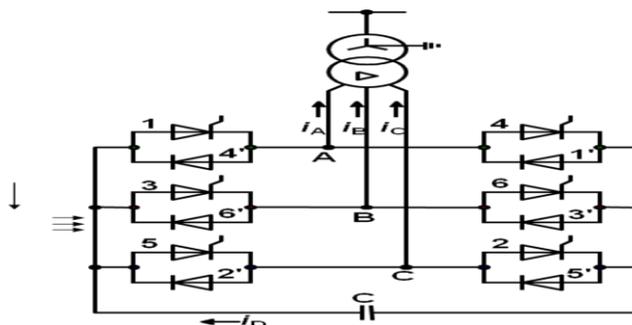


Рис. 2.1 - Функциональная схема статического компенсатора реактивной мощности
СТАТКОМ

СТАТКОМ является преобразователем напряжения, выполнен на силовых транзисторах, обеспечивающих 100% -ную генерацию и потребление реактивной мощности без дополнительных силовых реакторов и конденсаторов. Отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Принципиально способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой он подключен. При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства (аккумулятор и др.) способен также обеспечить регулирование активной мощности.

К электромашинным устройствам относятся:

- Синхронные компенсаторы (СК) и асинхронизированные компенсаторы (АСК). СК является хорошо известным на практике устройством и здесь не описывается. Асинхронизированный компенсатор содержит на роторе две обмотки и специальную (векторную) систему регулирования возбуждения, функциональная структура которой приведена на рис.2.2. АСК - базовое устройство электромашинных устройств FACTS.

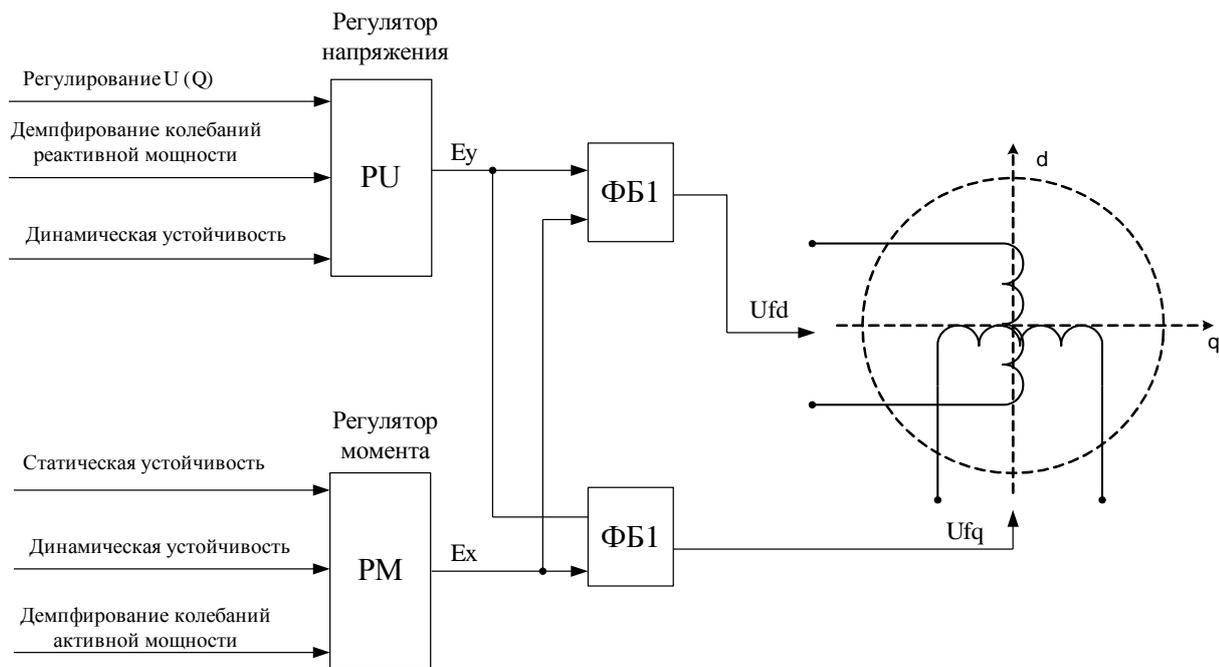


Рис.2.2 - Функциональная схема регулирования асинхронизированной машины

АСК является электромашинным аналогом СТАТКОМ'а. Обеспечивает возможность регулирования реактивной мощности в пределах $\pm 100\%$. Обладает способностью регулирования не только величины, но и фазы вектора напряжения. Обладает высокой перегрузочной способностью (двух-трехкратная перегрузка в течение 300 с). Возможна работа с переменной частотой вращения и маховиком на валу с целью улучшения динамических свойств системы.

2.2.3. Устройства регулирования параметров сети

Устройства регулирования параметров сети предназначены для изменения сопротивления элементов сети (управление топологией сети), изменения пропускной способности сети, в том числе увеличения вплоть до ограничения по нагреву без нарушения условий устойчивости, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации.

- К устройствам относятся:
 - неуправляемые устройства продольной компенсации (УПК);
 - управляемые устройства продольной компенсации (УУПК);
 - фазоповоротные устройства (ФПУ);
 - асинхронизированные компенсаторы (АСК).

Неуправляемые устройства продольной компенсации подробно описаны в литературе и здесь не приведены. На рис.2.3 и рис.2.4 приведены функциональные схемы УУПК.

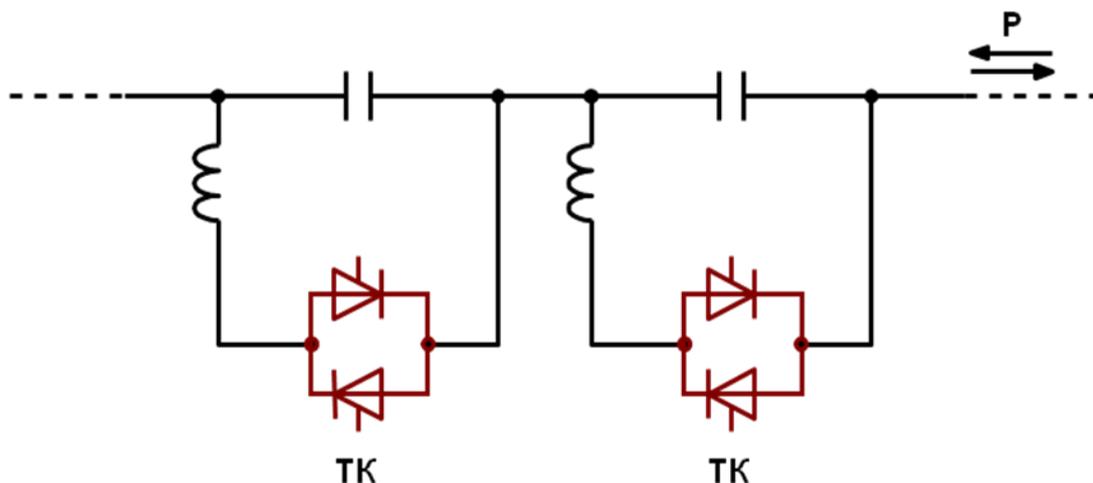
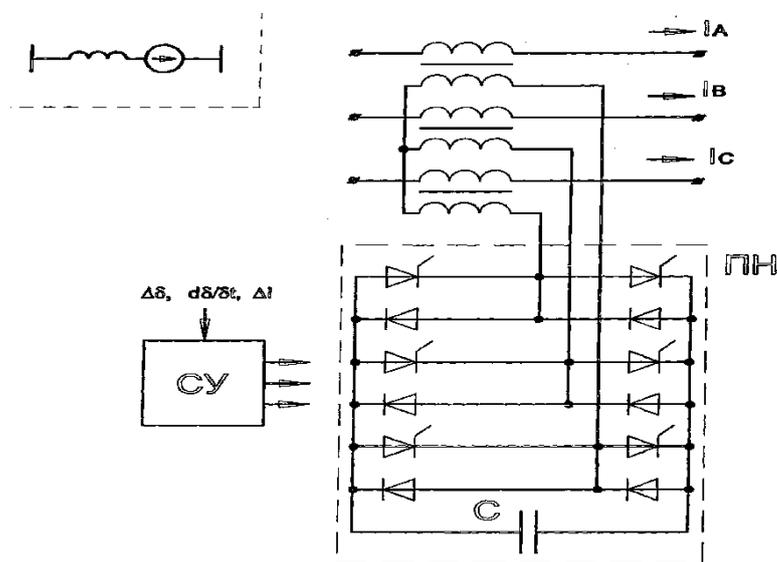


Рис. 2.3 - Функциональная схема УУПК



$\Delta\delta, d\delta/dt, \Delta I$ – сигналы регулирования; СУ – система управления; СТАТКОМ, I_A, I_B, I_C – токи ВЛ.

Рис.2.4 - Функциональная схема управляемого устройства продольной компенсации (УУПК) на базе СТАТКОМ'a

УУПК включает в себя реакторы и тиристорные ключи, соединяемые с секциями батареи конденсаторов, включенных в линию электропередачи последовательно (рис. 2.3). Такая комбинация позволяет обеспечить изменение емкостного сопротивления и, тем самым, реактивного сопротивления линии. Вместо данной схемы в качестве УУПК возможно использовать последовательное включение в линию (через трансформатор) СТАТКОМ (рис.2.4) или АСК.

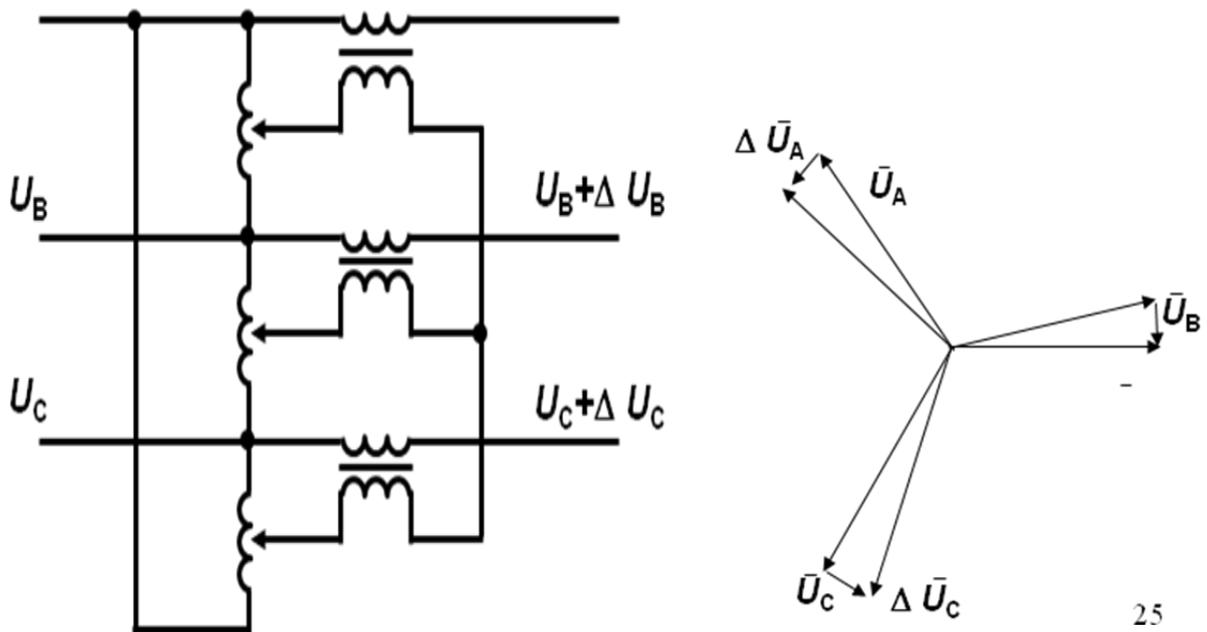


Рис.2.5 - Функциональная схема фазоповоротного устройства

ФПУ (рис. 2.5) представляет собой устройство, переключающее посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформатора, обеспечивая тем самым регулирование фазы в заданных пределах. В варианте с тиристорным ключом ФПУ обладает необходимым быстродействием, способным влиять на динамические свойства системы.

2.2.4. Устройства продольно-поперечного включения

Устройства продольно-поперечного включения обеспечивают заданное регулирование величины и фазы вектора напряжения в местах их подключения (векторное регулирование) изменяя (оптимизируя) за счет этого управление потоками мощности, как в статических, так и в динамических режимах. Эти устройства создаются либо на базе двух СТАТКОМов (рис.2.6), либо двух АСК, соединенных параллельно-последовательно.

На рис. 2.6 изображена функциональная схема ОРПМ на двух СТАТКОМ'ах, имеющих общее звено постоянного тока, один из которых включается в сеть параллельно, а другой последовательно.

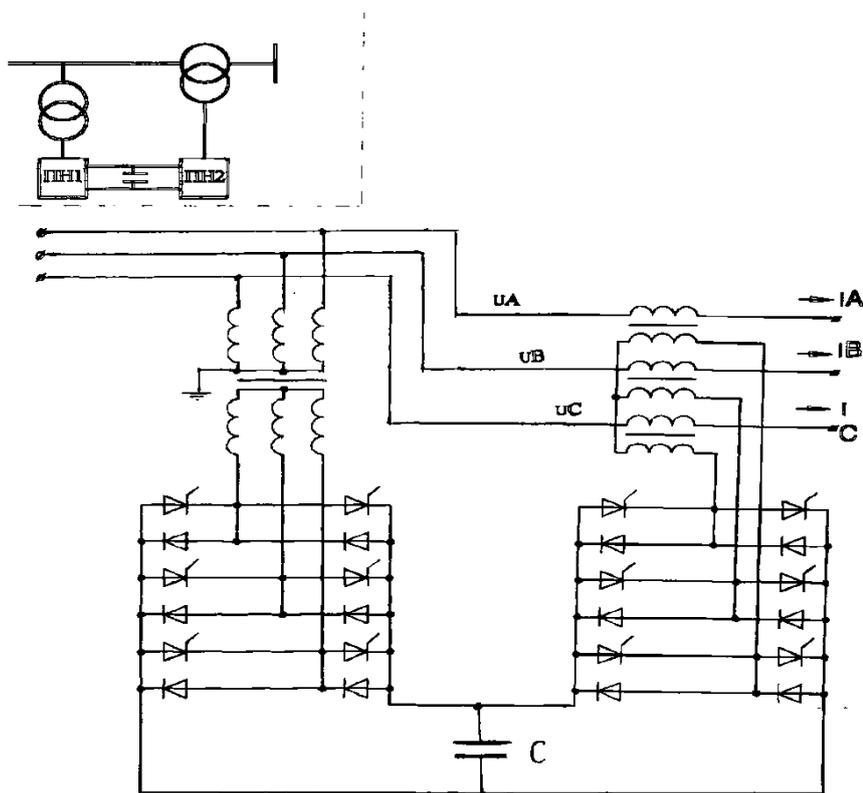


Рис.2.6 - Функциональная схема объединенного (параллельно-последовательного) регулятора потоков мощности (ОРПМ)

2.2.5. Преобразователи вида тока

Преобразователи вида тока (переменный ток в постоянный и постоянный в переменный) предназначены:

- для согласованной работы электрических сетей переменного и постоянного тока в случаях их совместного использования, когда применение фрагмента постоянного тока в конкретном сечении (линии) электропередачи являются экономически и технически целесообразным;
- для согласования работы сетей с различной частотой электрического тока, в том числе при возникновении аварийных ситуаций и восстановления электроснабжения после ликвидации нарушений.

Технические устройства для решения этих задач выполняются на основе традиционных вставок постоянного тока (вставки на тиристорах), вставках на базе СТАТКОМов, вставках на базе асинхронизированных машин (рис.2.7-2.8). Традиционная вставка постоянного тока подробно описана в литературе и здесь не приводится¹¹¹¹.

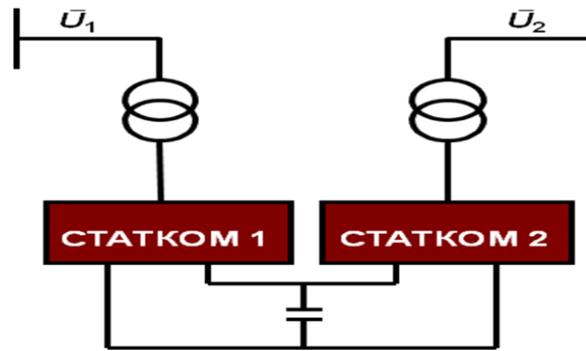


Рис.2.7 - Функциональная схема вставки постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН)

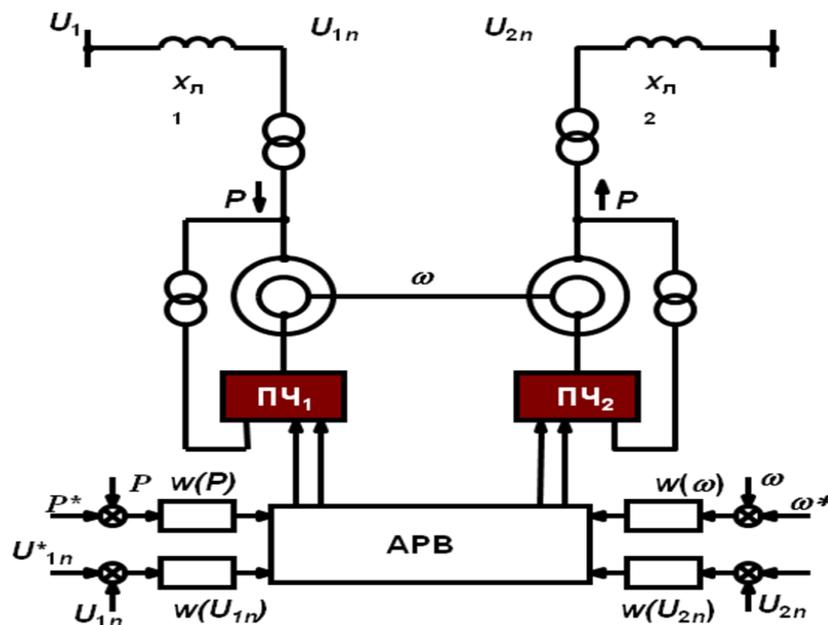


Рис.2.8 - Функциональная схема агрегата, состоящего из двух асинхронизированных машин (АС ЭМПЧ). ПЧ₁, ПЧ₂ — преобразователи частоты; P^* , U_{1n}^* , U_{2n}^* w — задания (уставки) соответствующих переменных

Вставка на базе двух СТАТКОМов, объединенных общим звеном постоянного тока и включаемых в расщелку линий электропередачи, связывающих две электрические системы, обеспечивает регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах. Обеспечивается возможность работы в автономном режиме. Применяется в любых сетях. АС ЭМПЧ является электромашинным аналогом вставки на СТАТКОМах. АС ЭМПЧ – это две асинхронизированные машины с жестко связанными валами, работающие в общем случае при различных частотах энергосистемы. Обладают высокой перегрузочной способностью при питании нагрузок чувствительных к посадкам напряжения и потребителей с импульсной нагрузкой.

Устройства УШР и АСК являются оригинальной отечественной разработкой. Устройства УУПК и ФПУ в настоящее время широко распространены за рубежом, отечественная промышленность их не производит. Все остальные устройства в той или иной степени производятся как отечественной, так и зарубежной промышленностью.

2.2.6. Устройства ограничения токов к.з.

Устройства предназначены для ограничения уровней токов к.з. и сохранения живучести электроэнергетической системы. В схемах электроснабжения мегаполисов эти проблемы особо актуальны, т.к., в связи с высокой плотностью нагрузки, значения токов к.з. превышают коммутационную способность существующих выключателей.

Устройства ограничения токов к.з. можно разделить на две группы:

- стационарные устройства, вводящие в сеть постоянные дополнительные индуктивные сопротивления;
- автоматические устройства, включающие дополнительные сопротивления в сеть (в идеале) только на время существования к.з.

К первой группе устройств относятся стандартные токоограничивающие реакторы, включаемые в электрическую сеть последовательно; они допускают сравнительно небольшую степень токоограничения*, но обладают сравнительно низкой стоимостью и нашли в настоящее время широкое практическое применение в сетях НН и СН.

Токоограничивающие устройства второй группы являются управляемыми, обладают в нормальных режимах малым (в идеале нулевым) сопротивлением, а при к.з. – требуемым (при необходимости – очень большим), имеют высокое быстродействие, особенно при переходе в активный режим, т.к. в их задачу входит ограничение ударного тока к.з.

К устройствам второй группы относятся устройства глубокого токоограничения на базе силовой электроники (рис. 2.9), на базе быстродействующих коммутационных элементов взрывного действия (рис.2.10), на базе использования высокотемпературных сверхпроводников.

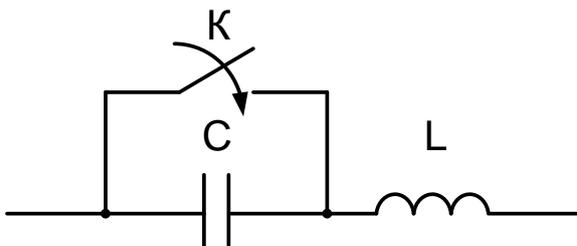


Рис.2.9 - Полупроводниковый токоограничитель

Устройство на базе силовой электроники состоит из последовательно включённых индуктивности и ёмкости равной величины. В нормальном режиме ключ разомкнут. Падение

напряжения равно нулю. При КЗ тиристорный ключ замыкает емкость и индуктивность L ограничивает ток КЗ.

Способностью ограничения токов обладают также и вставки постоянного тока, однако их предназначение значительно шире, и их использование только для целей токоограничения экономически не оправдано.

За рубежом и в России проводятся многочисленные исследования создания токоограничителей на базе сверхпроводимости, созданы макеты и опытные образцы этих устройств, коммерческое использование которых по различным оценкам возможно на уровне 2015 г.

Применение быстродействующих токоограничивающих устройств на основе взрывных коммутаторов позволяет обеспечить ограничение, как установившегося тока, так и ударного тока короткого замыкания, что является актуальной задачей для сетей высокого напряжения. Необходимо преодолеть технологические проблемы, которые не позволяют на данный момент применять существующие токоограничивающие устройства для сетей 110 кВ и выше.

Устройство глубокого ограничения токов короткого замыкания, реализованного на основе магнитосвязанного реактора с быстродействующим коммутатором в его вторичной обмотке приведено на рис.2.10.

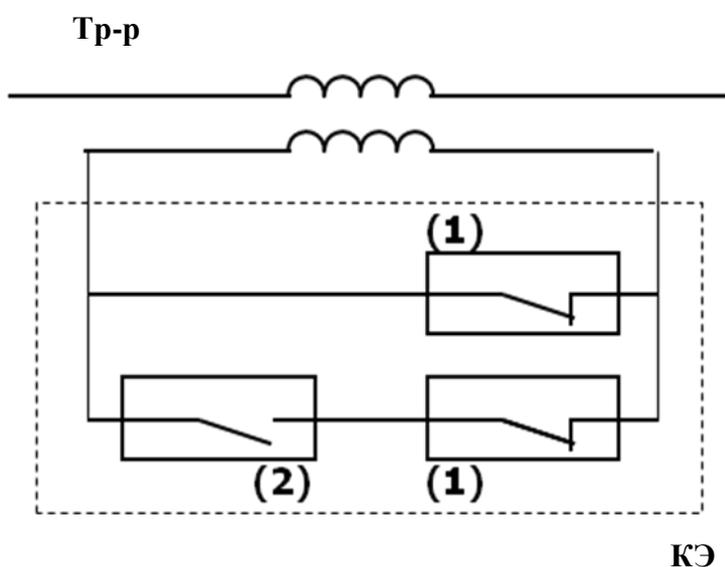


Рис.2.10 - Токоограничитель на основе быстродействующих коммутационных элементов (БКЭ)

Специальный трансформатор (магнитосвязанный реактор) с коммутационным элементом взрывного типа во вторичной обмотке включается последовательно в сеть и имеет в нормальном режиме малое сопротивление. При возникновении к.з.

сопротивление автоматически увеличивается. Возможно глубокое токоограничение ударного и установившегося тока КЗ.

Основу токоограничителя составляет быстродействующий коммутационный элемент, состоящий из трех основных элементов:

- быстродействующее разъединительное устройство;
- плавкий предохранитель, включенный параллельно;
- блок логических схем с трансформатором тока

В нормальном режиме ток протекает через медную шину, расположенную в патроне разъединителя. Ток в предохранителе $\sim 0,1$ % от этого тока.

При КЗ по сигналу блока логических схем при определенном значении тока пиротехническим составом рвется шина, после чего ток полностью переходит на плавкий предохранитель, что практически исключает коммутационные перенапряжения. Блок логических схем по сигналу РЗА даёт команду на замыкание контактов быстродействующего замыкателя, благодаря чему устройство возвращается в первоначальное состояние.

Элемент КЭ состоит из нормально замкнутого (1) и нормально разомкнутого (2) контактов. Количество элементов определяется условиями эксплуатации.

Ограничением для применения токоограничивающих устройств на основе взрывных коммутаторов является отсутствие отработанных решений для сетей 110 кВ и выше.

Таким образом, целью этого направления является создание принципиально нового управляемого токоограничивающего устройства с возможностью глубокого ограничения токов короткого замыкания на напряжение 110 кВ и выше, направленного на повышение надежности электроснабжения потребителей и защиты оборудования подстанций.

Полученные технологии должны соответствовать следующим требованиям:

- обеспечение возможности использования устройств и глубины токоограничения для сетей высокого напряжения (110 кВ и выше);
- ограничение ударных токов короткого замыкания;
- увеличение тока отключения с сохранением и/или уменьшением габаритов и стоимости токоограничивающих устройств,
- использование отечественной, либо локализованной производственной базы компонент и конечных устройств.

В настоящее время появились управляемые токоограничивающие устройства на основе применения силовой электроники. Эти устройства свободны от недостатков неуправляемых реакторов, связанных с их влиянием на нормальные режимы, и они уже начали применяться в зарубежных энергосистемах. Однако предлагаемые за рубежом управляемые токоограничивающие устройства имеют большие габариты и высокую

стоимость, что затрудняет возможность из применения в условиях ограниченных площадей подстанций.

Применение технологий высокотемпературной сверхпроводимости для ограничения токов короткого замыкания пока находится на уровне экспериментов.

В ОИВТ РАН, совместно с ОАО «НТЦ электроэнергетики» предложено принципиально новое устройство глубокого ограничения токов короткого замыкания, реализованного на основе специального реактора с быстродействующим коммутатором, использующим энергию взрыва для размыкания контактов. Прототип такого токоограничивающего устройства на напряжение 20 кВ был успешно испытан на стенде филиала ОАО «НТЦ Электроэнергетики» в ноябре 2008 года. Помимо ограничения токов короткого замыкания, применение такого устройства также может позволить снизить отрицательные последствия пробоя внутренней изоляции маслонаполненного электротехнического оборудования. Мировые аналоги отсутствуют.

ОАО «ФСК ЕЭС» ведет разработку устройства ограничения токов короткого замыкания на напряжение 220 кВ в трёхфазном исполнении, со специальным реактором и быстродействующими коммутаторами, также ведется разработка устройства ограничения токов короткого замыкания на сверхпроводниках, напряжением 110-220 кВ.

Для достижения поставленной цели проведены:

- разработка технологической дорожной карты по развитию технологии;
- поиск уже имеющихся в России и в мире научных решений по проблематике токоограничения;
- научно-исследовательские работы, направленные на создание быстродействующих токоограничителей для сетей 110 кВ и выше, а так же разработка технологии их производства;
- научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы (НИОКР), по созданию опытно-промышленных образцов;
- оценка практической применимости и экономической эффективности полученного пакета технологий, оценка потенциала их использования для модернизации и развития ЕЭС России, оценка потенциала их коммерциализации.

В случае положительных результатов оценки целесообразности практической реализации планируется создание отечественного серийного производства

токоограничивающих устройств на напряжение выше 110 кВ из полностью отечественных комплектующих и широкомасштабное применение технологий.

Применение токоограничивающих устройств на основе взрывных коммутаторов, после внедрения в сети ЕНЭС, предполагает получение следующих эффектов:

- сохранение существующего на станциях и подстанциях коммутационного оборудования при подключении дополнительных мощностей или подключении новых линий;
- снижение затрат на коммутационное оборудование на вновь строящихся объектах;
- отказ от секционирования электрических сетей 110–500 кВ, обеспечивающий повышение надежности работы системы;
- повышение надежности питания потребителей;
- повышение качества электроэнергии за счет уменьшения эквивалентного индуктивного сопротивления сети;
- повышение надежности работы электрооборудования за счет снижения электродинамических и тепловых воздействий при ограничениях ударных и установившихся токов короткого замыкания;
- особый эффект токоограничивающие устройства на основе взрывных коммутаторов для сетей 110 кВ и выше могут дать при их применении в мегаполисах и крупных городах, в первую очередь в Москве и Санкт-Петербурге, где наблюдаются наиболее высокие уровни токов короткого замыкания.

До 2011 года в данном направлении были проведены следующие работы:

- получен патент Российской Федерации №89783 от 10.12.2009 года на полезную модель «Токоограничитель». Приоритет полезной модели 17.07.2009 года. Срок действия патента истекает 17.07.2019 года. Патентообладатели: ОАО «ФСК ЕЭС», ОИВТ РАН, ОАО «НТЦ электроэнергетики»;
- разработан и успешно испытан прототип токоограничивающего устройства на напряжение 20 кВ на стенде филиала ОАО «НТЦ Электроэнергетики».

В 2012 г. изготовлен опытный образец устройства ограничения токов короткого замыкания на напряжение 220 кВ в трехфазном исполнении со специальным реактором и быстродействующими коммутаторами. В этом же году планируется проведение испытаний этого опытного образца.

В 2011 г. ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» завершил работу «Разработка стратегических направлений развития Московской энергосистемы с учетом роста уровня токов короткого замыкания» по договору № 190-09 от 02.11.09 г. с ОАО «СО ЕЭС».

В работе были рассмотрены 4 сценария ограничения токов к.з. с применением различных схемных решений и устройств:

Сценарий 1 «Традиционный» - Установка токоограничивающих реакторов (ТОР) и токоограничивающих устройств (ТОУ) и/или увеличение точек деления сети. Результат реализации:

- Уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 кА и ниже.
- Не выполняется дополнительное деление сети.

Недостатки:

- Отсутствие промышленного производства ТОУ.
- Недостаток места для размещения ТОУ.

Сценарий 2 «Балансирующий» - Разделение электрической сети 110-220 кВ г.Москвы на 2-4 части. Сбалансированные по мощности части энергосистемы связаны между собой по сети 500 кВ. Результат реализации:

- Уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 кА.
- Возможность ликвидации 14 существующих точек нормального разрыва сети.

Недостатки:

- Сложность использования АВР в послеаварийных режимах (при наличии в отходящих энергорайонах электрических станций).

Сценарий 3 «Внешний» - Установка ВПТ на внешних связях 500 кВ Московской энергосистемы. Результат реализации:

- Снижение токов к.з. только в сети 500 кВ на 9,5 -2,1 кА.

Недостатки:

- Отсутствие влияния на уровни токов к.з. в сети 220 и 110 кВ.

Сценарий 4 «ВПТ и глубокие вводы» - Сооружение нескольких ВПТ в электрической сети 220 кВ г. Москвы (деления электрической сети управляемыми элементами постоянного тока). Радиальная работа сети 110 кВ. Результат:

- Уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40-50 кА (г.Москва) и 40 кА и ниже (Московской область).
- Повышение уровня надежности и управляемости при делении электрической сети Московской энергосистемы управляемыми элементами постоянного тока

Недостатки:

- Высокая стоимость ВПТ
- Недостаток территории для установки ВПТ.
- Необходимость использования АВР.

По результатам работы были сделаны следующие выводы.

Для наиболее эффективного ограничения токов к.з. необходимо использовать комплексный подход, сочетающий наиболее эффективные мероприятия каждого сценария:

- Включение в инвестпрограммы генерирующих и сетевых компаний необходимые объемы замены выключателей отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов к.з. отключающую способность.
 - Установка токоограничивающих реакторов.
 - Поэтапный перевод сети 110 кВ в радиальный режим работы.
 - Сооружение ПС 500 кВ глубокого ввода Бутырки.
 - Установка ТОУ и ВПТ в сети 220 кВ (в среднесрочной и долгосрочной перспективе).
- Перспективные рекомендации по развитию энергосистемы Московского региона:
- Ограничить сооружение новых генерирующих мощностей на территории г. Москвы
 - Ограничить объём установки новых АТ на ПС 220 кВ и выше.

2.2.7. Накопители электрической энергии

Накопители электрической энергии являются важнейшим элементом активно-адаптивных сетей. Накопители энергии выполняют ряд функций: выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды наличия избыточной энергии и выдачу в сеть в периоды дефицита), повышение устойчивости нагрузки, обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электростанций и подстанций, демпфирование колебаний мощности, стабилизация работы малоинерционных децентрализованных источников электрической энергии.

Накопители энергии делятся на электростатические и электромеханические.

К электростатическим накопителям энергии относятся:

- аккумуляторные батареи большой энергоёмкости (АББЭ) (рис.2.11);
- накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов;
- накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелием) сверхпроводников.

Все типы электростатических накопителей связываются с сетью через устройства силовой электроники – преобразователи тока или напряжения.

В настоящее время рядом зарубежных фирм начат выпуск и осуществляется довольно масштабное практическое применение АББЭ (табл. 2.2).

Молекулярные накопители проходят стадию создания и испытания опытных образцов. Сверхпроводниковый Индуктивный Накопитель Энергии (СПИНЭ) - это одно из применений сверхпроводимости. Практическое применение в настоящее время нашли

передвижные СПИНЭ сравнительно небольшой энергоемкости (до 10^6 Дж), широкое применение СПИНЭ возможно после разработки и создания СПИНЭ на базе высокотемпературных сверхпроводников. Ожидаемое время их практического применения 2015 – 2020 гг.

Таблица 2.2 – Опыт применения АББЭ

| Тип электролита | Объект | Мощность, МВт | Время работы, мин | Год установки |
|-------------------|--|---------------|-------------------|-------------------------|
| Серно-кислотный | 1. BEWAG, электроснабжение Зап. Берлина; | 8.5 | 20 | 1990 |
| | 2. Резервирование и поддержание частоты маломощной сети Пуэрто-Рико; | 20 | 15 | 1998 |
| | 3. Чинно (Калифорния), различные объекты для исследования возможностей регулирования нагрузки, частоты, напряжения и реактивной мощности | 10 | 240 | 1986 |
| Никель-кадмиевый | GVEA, обеспечение бесперебойного электроснабжения прибрежных районов Аляски вблизи г. Анкоридж | 40 | 15 | 2003 |
| Серно-натриевый | Ветряная станция Rokkacho, Япония. Всего внедрено – 100 объектов. | 34 | 600 | 2008 (самый крупный) |
| Цинк-бромный | ПС Detroit Edison Site, Мичиган. Для поддержания напряжения собственных нужд. | 0.4 | 480 | 2001 |
| Ванадий-редоксный | Один из крупных высокотехнологичных заводов в Японии. Выравнивание графика нагрузок | 1.5 | 60 | 2001 |



Рис. 2.11 - Аккумуляторные батареи большой энергоёмкости (АББЭ, Япония)

К электромашинным накопителям энергии относятся два вида комплексов:

- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи и маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

В настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощности до 300 – 400 МВт и второго типа мощности 800 – 1600 МВт. Первый тип агрегатов имеет больший диапазон изменения скорости и большую способность использования кинетической энергии вращающихся машин, второй тип способен работать в диапазоне регулирования частоты вращения $\pm 50\%$ от синхронной, имеет меньшую мощность преобразовательного устройства, чем в первом случае*, обладает меньшей стоимостью и может быть выполнен на большую мощность. В России был разработан эскизный проект маховикового накопителя на основе асинхронизированной машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт (рис.2.12).

* В первом случае мощность преобразователя равна мощности машин, во втором – пропорциональна глубине регулирования

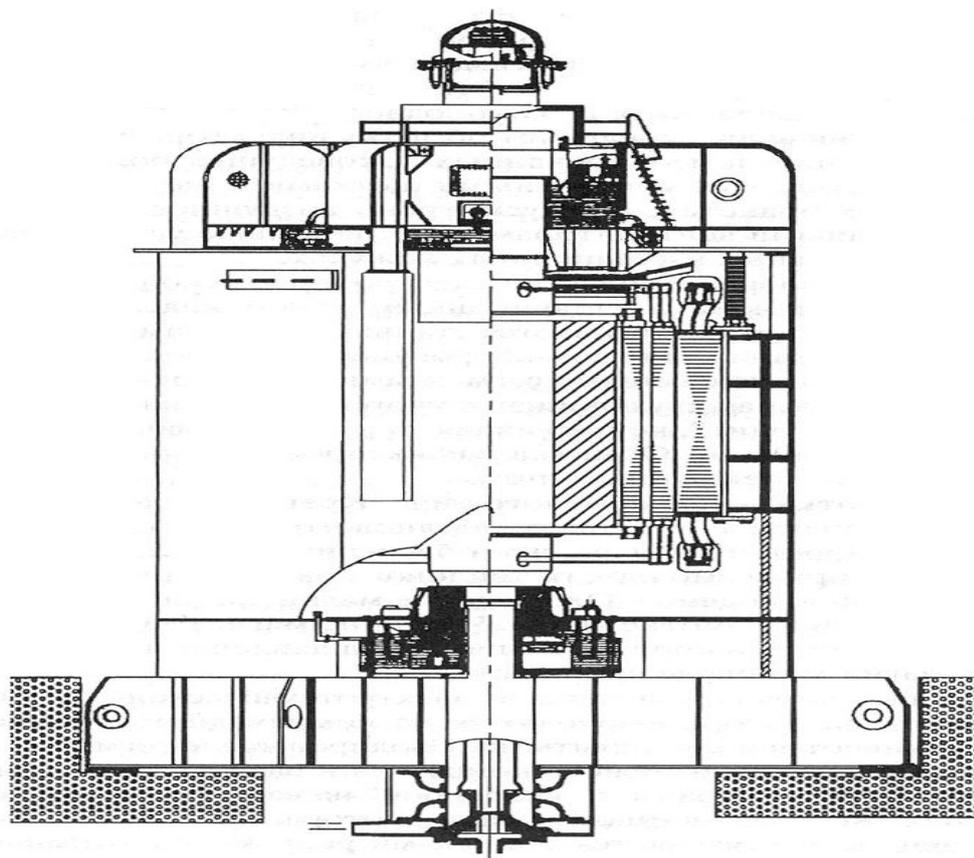


Рис. 2.12 - Проект маховикового накопителя на основе АС машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт

Возможно выполнение накопителя энергии на основе супермаховиков. Супермаховик изготавливается из сверхпрочного углеродного волокна, получаемого на основе нанотехнологий, и имеет удельную энергоёмкость 5–15 МДж/кг или 1,4–4,17 кВт·час/кг, что недостижимо для всех известных накопители энергии - электрохимические аккумуляторы, конденсаторы, пружины.

Это объясняется тем, что супермаховик можно разогнать до огромных скоростей.

На рис. 2.13 приведено матричное расположение супермаховиков в здании. Параметры: Мощность – 13,5 МВт. Энергия запасаемая: 1,35 MWh при 13,5 МВт. Размер: 60 [футы] L x 42 [футы] W = 2520 [ft²]. Вес: 180 000 [фунты].

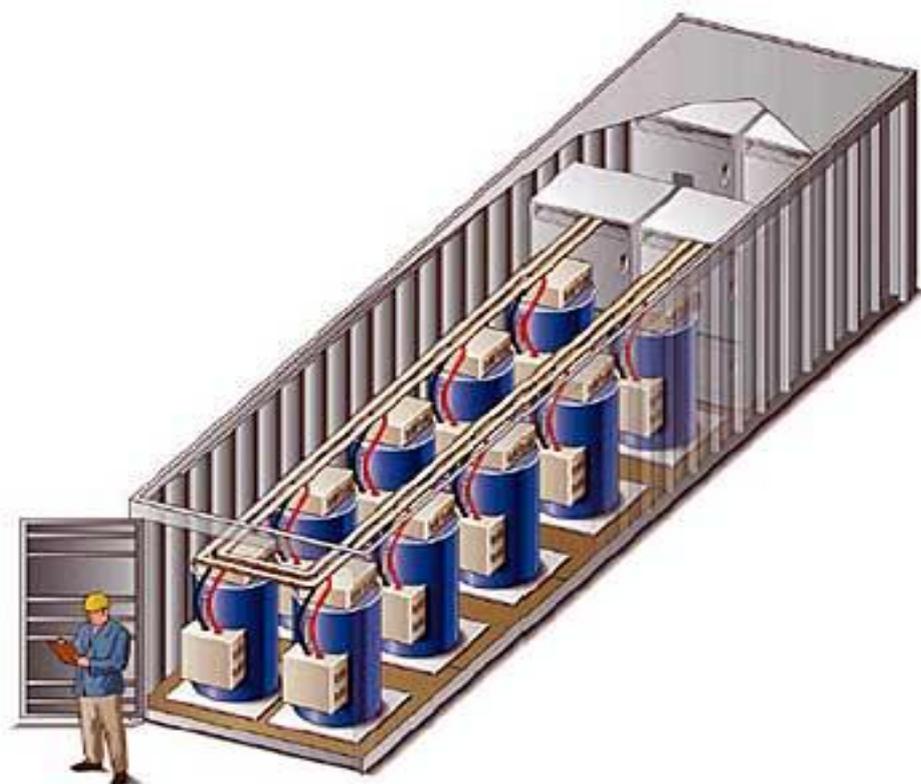


Рис. 2.13 - Проект «BeaconPowerSmartEnergyMatrix» на основе супермаховиков

2.2.8. Воздушные линии электропередачи нового поколения напряжением 220 и 500 кВ

Создание ВЛ нового поколения должно обеспечить экономичную и надежную передачу электрической энергии заданной мощности как между системами, так и внутри энергосистем. Линии электропередачи нового поколения способствуют выполнению требований Федерального Закона РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

ВЛ нового поколения (компактные ВЛ и управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ)) в сочетании с устройствами FACTS по сравнению с ВЛ традиционной конструкции позволяют:

- увеличить пропускную способность
- снизить суммарные затраты на 10–20% в расчете на единицу передаваемой мощности;
- осуществлять принудительное перераспределение потоков активной и реактивной мощности;
- повысить эффективность использования устройств регулирования реактивной мощности;

- уменьшить суммарную мощность и стоимость устройств регулирования мощности и напряжения;
- снизить суммарные потери электроэнергии в энергосистеме;
- повысить механическую устойчивость ВЛ при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов;
- сократить в 1,5-2 раза площади земельных угодий, отчуждаемых под воздушные линии при передаче одинаковой мощности;
- обеспечить управление величиной и направлением потоков мощности в электрических сетях.

ВЛ нового поколения предусматривают: создание компактных ВЛ с минимально допустимыми расстояниями между фазами; выбор оптимальной конструкции расщепленной фазы и линейной изоляции (в том числе междуфазной); применение опор новых типов.

Выбор расположения и конструкции фаз одноцепных и многоцепных ВЛ нового поколения обусловлен необходимостью улучшения электрических параметров линий за счет изменения параметров электромагнитного поля в междуфазном и окружающем линию пространстве. Усиление электромагнитного поля внутри линии за счет сближения фаз позволяет увеличить пропускную способность и улучшить электрические и технические параметры ВЛ. Ослабление электромагнитного поля во внешнем пространстве приводит к улучшению экологических показателей ВЛ.

Управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ), кроме того, позволяют в процессе изменения величины передаваемой по линии мощности осуществлять регулирование параметров электрического и магнитного поля фаз и цепей, благодаря чему обеспечивается управление эквивалентными параметрами ВЛ. Регулирование параметров ВЛ целесообразно осуществлять для обеспечения заданных режимов как линии, так и энергосистемы в целом. Применение ФПУ (ФРТ) на УСВЛ совместно с другими устройствами FACTS обеспечивает заданные параметры ВЛ, высокую управляемость электрических сетей и позволяет достичь существенной экономии капитальных и эксплуатационных затрат по энергосистеме в целом, по сравнению с вариантами традиционных решений.

ВЛ нового поколения являются одним из ключевых элементов при создании активно-адаптивных сетей.

2.2.9. Кабельные линии электропередачи постоянного и переменного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников

Концепция применения ВТСП-кабелей в электрических сетях исходит из того, что выполненные на основе высокотемпературных сверхпроводящих материалов кабели (ВТСП-кабели) доказали свою техническую осуществимость на примерах их прототипов,

опробованных в разных странах (США, Дания, Япония, Корея, Китай, Мексика). Эти прототипы имели длину от 30 до 600 метров, напряжение до 136 кВ, различную пропускную способность и использовали высокотемпературные сверхпроводниковые материалы, как первого, так и второго поколения. Указанный выше опыт испытаний и использования ВТСП-кабелей дает основания для начала проведения широкомасштабных работ по применению сверхпроводящих кабелей в электрических сетях. Расчеты показывают, что использование сверхпроводящих кабелей переменного тока в электрических сетях целесообразно не только с технической, но и с экономической точки зрения.

Конструкция одной фазы ВТСП кабеля переменного тока приведена на рис.2.14.

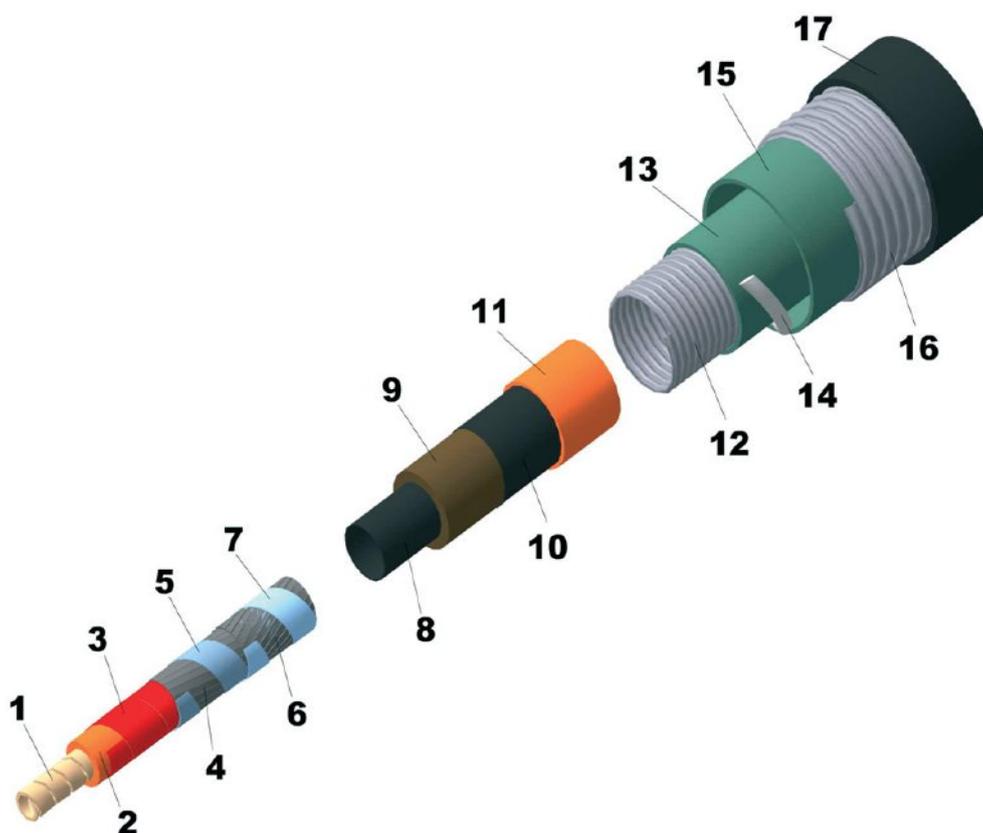


Рис.2.14. Конструкция сверх проводящего силового кабеля длиной 30метров:
 1, 2, 3 –центральный несущий элемент–формер;
 4, 5, 6, 7 –сверхпроводящий токнесущий слой–два повива;
 8, 9, 10–изоляция; 11–экран;
 12, 13, 14, 15, 16 –криостат: внутренняя гофрированная труба, тепловая изоляция, внешняя гофрированная труба; 17–защитная оболочка.

Перспективным направлением является использование сверхпроводящих кабелей для передачи энергии на постоянном токе. В этом случае расход сверхпроводника уменьшается практически в полтора-два раза, отсутствуют электрические потери в жиле и снижаются

требования к криогенной системе. Область применения ВТСП кабельной линии постоянного тока:

- передача электроэнергии через большие водные пространства;
- глубокие вводы большой мощности в центры крупных городов, что позволит не только увеличить передаваемую мощность, но и отказаться от подстанций высокого напряжения в пользу среднего;
- связь систем переменного тока с различной номинальной частотой;
- несинхронные связи систем одной номинальной частоты, что позволит повысить живучесть объединенной системы;
- создание «шин постоянного тока», к которым могут подсоединяться электроэнергетические системы разных районов или стран, работающие несинхронно или с различной частотой и не выполняющие требования единства законов регулирования частоты;
- подключение к системе электростанций, работающих с переменной частотой вращения агрегатов, что позволяет обеспечить большую эффективность работы этих агрегатов;
- развязка колец, возникающих при развитии объединенной системы, в которых могут циркулировать большие неуправляемые потоки мощности.

2.2.10. Применение постоянного тока в электрических сетях

Общие условия применения

В традиционной электроэнергетике, как производство, так и распределение электрической энергии выполняется на переменном электрическом токе. В первую очередь это связано со способностью переменного тока к трансформации, а также с тем, что значительная часть электроэнергии потребляется для осуществления различного рода электропривода. В свою очередь для осуществления электропривода широкое распространение получили асинхронные электродвигатели переменного тока, которые по своей конструкции значительно проще и надежнее электродвигателей постоянного тока. Постоянный ток находит применение на электрифицированном железнодорожном и городском транспорте, процессах электролиза в металлургической и химической промышленности и ряде других, менее значимых применений. Именно возможность трансформации переменного тока определила его преимущественное применение для передачи электрической энергии. Кроме этого, протяженность основных линий электропередачи, связывающих крупные электростанции и узловые подстанции, составляет

300–400 км, а именно при такой длине применение переменного тока является достаточно эффективным.

Однако последние достижения в области силовой электроники и выполненных на этой основе устройств преобразования переменного тока в постоянный и обратно, а также многие положительные свойства постоянного тока создают условия для расширения сферы его использования.

Основные положительные свойства применения технологий с использованием постоянного тока

Применение постоянного тока при передаче электрической энергии позволяет использовать положительные свойства постоянного тока. Приведем основные из них:

- Более простые конструкции линий: меньшее количество проводов, что позволяет упростить конструкции опор, что обуславливает снижение потребности в стали, железобетоне, изоляционных материалах, снижает площади для полосы отчуждений земли под строительство ЛЭП. В итоге - более низкая стоимость сооружения ЛЭП постоянного тока, в сравнении с ЛЭП переменного тока.

- При применении кабелей постоянного тока электрическая прочность кабельной изоляции в три-четыре раза превышает электрическую прочность изоляции при приложении напряжения промышленной частоты. В результате - удельная стоимость кабеля постоянного тока примерно в три раза ниже, чем кабеля переменного тока при их одинаковой пропускной способности. Кроме того, при постоянном напряжении отпадает ограничение по длине кабельной передачи, связанное с большим емкостным током в кабеле на переменном токе.

- Быстродействующее регулирование преобразователей передачи постоянного тока (ППТ) позволяет, с одной стороны, практически безинерционно управлять мощностью ППТ, а с другой – резко ограничить величину протекающих через них аварийных токов.

- Режим загрузки ППТ не зависит от отклонений частоты в объединяемых энергосистемах, что обеспечивает возможность объединения энергосистем с разными частотами и условиями регулирования частоты, а с другой стороны дает возможность управления режимом ППТ в интересах повышения устойчивости и надежности энергосистемы.

- Способность ППТ работать как в биполярном, так и в униполярном режимах обеспечивает возможность сохранить не менее половины передаваемой мощности в наиболее характерных аварийных ситуациях.

- ППТ обладают более благоприятными по сравнению с ВЛ переменного тока экологическими характеристиками.

Указанные выше качества, позволяют наметить следующие **перспективные направления применения передач постоянного тока:**

- Дальние воздушные линии электропередачи;
- Кабельные и воздушно-кабельные электропередачи для пересечения морских проливов или участков с особо сложными геофизическими характеристиками, для осуществления глубоких вводов в промышленные центры и большие города и т.п.;
- Межсегментные и межгосударственные связи для осуществления несинхронного объединения энергосистем, а также для объединения энергосистем с разными частотами или разными стандартами поддержания частоты;
- Для включения в кольцевые схемы сетей с целью комплексного решения ряда проблем: повышения надежности, увеличения пропускной способности, ограничение токов короткого замыкания, снижения потерь.

В странах с большой территорией разделение энергосистем на не синхронно работающие части используется для повышения живучести (аварийные процессы в одной части не затрагивают другие части объединения).

Одной из потенциальных областей применения передач постоянного тока является использование их для выдачи мощности от мощных ГЭС, ГАЭС и ПЭС, причем в некоторых случаях учитывается не только дальность транспорта электроэнергии, но и особенности работы электростанций с переменным напором воды. Характерная особенность гидротурбин заключается в том, что максимальный КПД при неизменной скорости вращения их рабочего колеса, т.е. при постоянной частоте переменного тока, может быть достигнут лишь при постоянном уровне воды в верхнем бьефе (при постоянном напоре воды, на который проектируется турбина) или при незначительных его колебаниях. Такие режимы возможны для гидроэлектростанций лишь с большими объемами водохранилищ, когда водохранилище заполнено до проектной отметки. Для всех других ГЭС при неизменной скорости вращения рабочего вала при срабатывании водохранилища и снижении напора воды турбины будут снижать свой КПД. В особенности это явление будет проявляться на приливных ГЭС, ГАЭС и на ГЭС с большими объемами водохранилищ в период их заполнения.

Поддержание КПД турбины на максимально высоком уровне в этих случаях может быть достигнуто при изменении скорости вращения турбины и, соответственно, изменении частоты выдаваемого в сеть переменного тока. Если для связи таких генераторов с энергосистемой используется линия постоянного тока, то обеспечивается возможность выдачи мощности в систему при переменной частоте вращения гидрогенераторов, в том числе и в период строительства при заполнении водохранилища, который может продолжаться достаточно длительное время.

Наряду с ППТ, для реализации перечисленных выше системных задач, возможно использование вставок постоянного тока (ВПТ).

Совмещение выпрямителей и инверторов на одной подстанции при создании ВПТ позволяет:

- Выполнять подстанцию на уровне напряжения одного преобразовательного моста с оптимальным соотношением между выпрямленным током и напряжением.
- Упростить систему регулирования и повысить надежность ее работы, исключив из нее всякого рода телеканалы.
- Снизить необходимый резерв трансформаторов, конденсаторных батарей и др.
- Уменьшить численность персонала, обслуживающего установку постоянного тока.
- Обеспечить постепенное наращивание их мощности и связанное с этим постепенное вложение денежных средств.

Помимо ППТ и ВПТ к числу сетевых объектов постоянного тока относятся многоподстанционные передачи постоянного тока (МППТ). Сооружение этих объектов базируется на применении тех же видов оборудования, которые используются на двухподстанционных ППТ. Дополнительной особенностью их системы регулирования является наличие центрального регулятора, осуществляющего координацию уставок регуляторов тока всех преобразовательных подстанций.

Опыт эксплуатации современных передач и вставок постоянного тока подтверждает их высокий уровень надежности. Средний коэффициент готовности ППТ, введенных в последние годы, близок к 99%. Достигнутый уровень надежности позволяет сооружать полностью автоматизированные подстанции.

В последние годы в области передач и вставок постоянного тока появилось новое направление, базирующееся на применении полностью управляемых вентилях и принципе преобразования напряжения. Эти объекты способны в нормальных режимах:

- к практически безынерционному управлению перетоком активной мощности, в том числе с возможностью осуществления реверса;
- в отличие от обычных ВПТ и ППТ, к управлению реактивной мощностью, в том числе с возможностью ее генерации;
- к работе в условиях малых отношений короткого замыкания (ОКЗ) и даже на автономную нагрузку.

2.2.11. Подстанции нового поколения

Подстанции нового поколения характеризуются, во-первых, применением компактного оборудования, что особенно важно для систем электроснабжения крупных городов, во-вторых, полной унифицированной автоматизацией на цифровых технологиях, включая средства передачи информации, что увеличивает наблюдаемость и управляемость объектов, обеспечивая переход к широкому использованию подстанций без обслуживающего персонала.

2.2.11.1. Компактные подстанции

В области подстанционного оборудования также наблюдается стремление к созданию компактных устройств как за счет применения новых видов изоляции и оптимизации изоляционных промежутков, так и путем комбинации отдельных высоковольтных устройств в одном корпусе, например – КРУЭ. С целью дальнейшего увеличения компактности ОРУ наблюдается тенденция к объединению в одном герметизированном отсеке разных аппаратов, например, выключателя с трансформаторами тока, с разъединителями и заземлителями, так называемых комбинированных выключателей типа, например, разработанных компанией АВВ устройств PASS (PlugAndSwitchSystem – система «присоединяй и включай») – рис.2.15.



Рис. 2.15 - Устройства PASS (Plug And Switch System)

Дальнейшее повышение компактности по отношению к традиционной подстанции с КРУЭ (в несколько раз!) при одновременном исключении пожароопасности, достигается

путем применения силовых элегазовых трансформаторов, мощность которых достигла 300-400 МВт, а номинальное напряжение 330 кВ. В результате, (рис. 2.16), в ряде стран в мегаполисах уже реализован ряд проектов полностью герметизированных и автоматизированных компактных подстанций без обслуживания - 66-362 кВ с элегазовой изоляцией. Поскольку эти подстанции являются пожаробезопасными и располагаются под землей, то обычно экономический эффект связан не только со значительным сокращением используемой земли, но и возможностью возведения над подстанциями многоэтажных зданий.



Рис. 2.16 Автоматизированная подстанция с элегазовыми трансформаторами для мегаполисов

2.2.11.2. Цифровые подстанции ЕНЭС

Определение и основные направления создания цифровых подстанций как ключевых элементов ИЭС ААС.

Практически параллельно с развитием технологий построения ИЭС ААС в настоящее время разворачиваются работы по созданию «цифровых» подстанций ЕНЭС.

В соответствии с разработанной в ОАО «ФСК ЕЭС» «Концепцией программно-аппаратного комплекса (ПАК) «Цифровая подстанция» ЕНЭС» **под «цифровой» подстанцией (ЦПС) понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации**

управления, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК. При этом и первичное оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем (РЗА, ССПИ, АИИС КУЭ, РАС, ОМП и др.) должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

Непосредственными целями создания ЦПС являются:

- совершенствование мониторинга и управления электросетевым оборудованием ПС;
- повышение надежности работы и эффективности эксплуатации оборудования техники «вторичных цепей» подстанции путем развития и унификации основных информационно-технологических и управляющих систем (ИТС) ПС, в том числе: автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), релейной защиты и автоматики (РЗА), автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КУЭ), связи и др.;
- переход к «необслуживаемым» подстанциям, т.е. к подстанциям без постоянного дежурства на них оперативного персонала, управляемым из удаленных центров управления (с помощью команд телеуправления).

Основными направлениями достижения указанных целей являются:

- 1) функционально-структурное развитие ИТС современных подстанций – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС с целью повышения надежности, наблюдаемости и управляемости электрических сетей и энергосистемы в целом;
- 2) развитие информационных технологий, используемых в программно-аппаратных комплексах (ПАК) подстанций до уровня ПАК «Цифровая подстанция» (ПАК ЦПС);
- 3) «интеллектуализация» силового электрооборудования подстанций.

По первому направлению в условиях создания ИЭС ААС одним из фундаментальных принципов является представление о ЦПС, как об элементе в многоуровневой иерархии управления энергосистемой.

Следует отметить, что по мере развития ИЭС ААС будет возрастать сложность и специфичность задач, решаемых как в центрах управления, так и на энергообъектах. Поэтому все более актуальными становятся задачи построения сбалансированной распределенной системы управления процессами в ЭЭС, в том числе задачи повышения уровня автоматизации работы подстанций.

Одним из основных путей повышения уровня автоматизации ПС должно стать решение задач автоматической координации информационно-технологических и управляющих систем подстанции на основе создания в рамках интегрированной АСУ ТП соответствующей функциональной координирующей подсистемы. Такая подсистема, базируясь на актуализируемой ею в реальном времени детализированной модели технологических процессов подстанции, должна участвовать в реализации функций управления оборудованием ПС, а также играть роль «представителя» ПС в центрах управления (ДЦ, ЦУС).

Основные пути второго направления (ИТ-развития ПАК ЦПС) заключаются в:

а) создании технологии обеспечения единства точек измерения для всех информационно-технологических и управляющих систем подстанции посредством полной оцифровки аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных по ЛВС в устройства ПАК ЦПС;

б) рациональной организации информационных потоков между компонентами ПАК ЦПС, а также с внешними системами (центров управления и соседних ПС) с использованием протоколов МЭК.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию;

- повысить помехоустойчивость вторичных цепей благодаря переходу на цифровые связи (наибольший эффект получается благодаря использованию оптоволоконных связей; при этом оптика целесообразна при больших расстояниях, больших скоростях и неблагоприятной электромагнитной обстановке, в остальных случаях допустимо и целесообразно использование медных цифровых связей);

- упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;

- унифицировать интерфейсы устройств ИЕД, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя);

- унифицировать процессы проектирования, внедрения и эксплуатации подстанции и др.

В отношении третьего направления, следует отметить, что в условиях ЦПС появление у

основного (силового) электрооборудования новых свойств, связанных с наличием специальных средств, обеспечивающих необходимый интерфейс с цифровыми устройствами программно-аппаратного комплекса ЦПС, является тем фундаментом, на основе которого формируется новая информационная модель подстанции. Основные пути указанного направления заключаются, прежде всего, в:

- оснащении «интеллектуальными» устройствами связи с объектом (УСО) сборок и щитов постоянного и переменного тока;
- оснащении силового электрооборудования контроллерами уличного исполнения, датчиками повышенной информативности и исполнительными устройствами с цифровым управлением.

«Интеллектуализация» силового электрооборудования позволит:

- повысить надежность, помехозащищенность и ремонтпригодность электрооборудования, а также сократить вероятность появления внезапных отказов;
- значительно сократить время и затраты на проектирование в части привязок электрооборудования к средствам защиты, контроля и управления подстанции (например, за счет применения единого резервированного цифрового кабеля для сбора всех сигналов);
- значительно сократить объем кабельного хозяйства (затраты на монтаж, эксплуатацию и восстановление).

Функциональная структурная схема ПАК ЦПС

Укрупненная функциональная структурная схема программно-аппаратного комплекса ЦПС приведена на рис. 2.17.

Отметим коротко основные отличия укрупненной функциональной структуры ПАК ЦПС, характеризуемой рис. 2.17, от аналогичной типовой структуры современных АСУ ТП подстанций ЕНЭС (здесь желтым фоном выделены основные компоненты, определяющие такие отличия).

1). Ввод в ПАК текущей информации о режиме и состоянии схемы и оборудования подстанции осуществляется непосредственно в цифровой форме (без использования в составе ПАК устройств аналого-цифрового преобразования) от цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также от специальных «интеллектуальных» устройств (Smart IED), выполняющих функции модулей связи, создаваемых для всех видов основного электрооборудования подстанции: трансформаторного и реакторного оборудования, коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), КРУ 6 (10) кВ, оборудования щитов постоянного тока – ЩПТ и собственных нужд –

ЩСН. И цифровые ТТ и ТН, и устройства, реализующие функции модулей связи, рассматриваются в настоящей концепции как элементы силового оборудования ЦПС.

2). Передача команд управления на электрооборудование от терминалов РЗА управления в составе ПАК ЦПС должна выполняться через цифровые интерфейсы на основе протоколов IEC 61850 на устройства Smart IED соответствующего силового оборудования.

3). Организация двух шин цифрового информационного обмена между компонентами интегрированной АСУ ТП на основе протоколов IEC 61850:

- шина процесса - активное и пассивное сетевое оборудование, работающее по протоколам IEC 61850-8.1 и 61850-9.2 и

- подстанционной шины - - активное и пассивное сетевое оборудование, работающее по протоколу IEC 61850-8.1.

Следует отметить, что в современных АСУ ТП подстанций ЕНЭС используется только подстанционная шина на основе протокола IEC 61850-8.1.

4). Широкое использование интеллектуальных устройств (IED), обеспечивающих выполнение основных технологических функций:

- РЗА;

- измерения (для выполнения всех функций: управления режимом, ТМ, АИИС КУЭ, ОМП, ККЭ, СМНР);

- организация каналов передачи телеинформации в удаленные центры управления;

- автоматика управления выключателями и коммутационными аппаратами (включая оперативные и технологические блокировки) и др.

5). Синхронизация устройств нижнего уровня (ЦТТ, ЦТН, Smart IED) осуществляется по протоколам МЭК с точностью не хуже 1-2 мкс.

6). Наличие в составе ПАК ЦПС функциональной координирующей подсистемы, осуществляющей автоматическую координацию информационно-технологических и управляющих систем подстанции и автоматизирующей процессы обработки информации, принятия и реализации решений по управлению оборудованием ПС на базе актуализируемой ею в реальном времени детализированной модели технологических процессов подстанции.

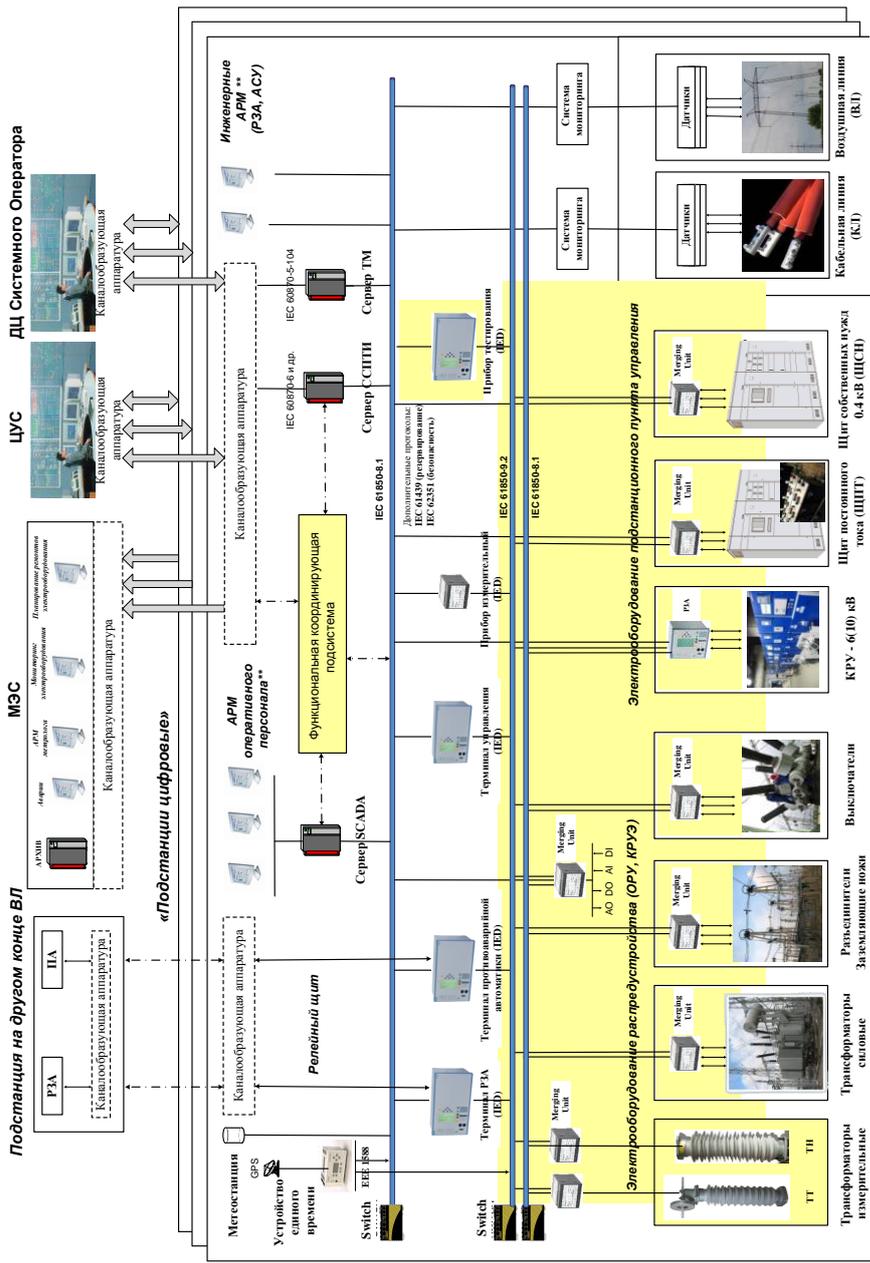


Рис. 2.17. У крупненная функциональная структурная схема ПАК ЦПС

2.2.12. Технологии мониторинга и диагностики электрических сетей

2.2.12.1. Мониторинг и диагностика воздушных линий электропередачи

Анализ опыта эксплуатации показывает, что в результате несвоевременного выявления дефектов на ВЛ увеличивается вероятность развития повреждений, возрастает объем проводимых ремонтных работ, сокращается срок службы оборудования.

Для повышения надежности, безопасности и бесперебойности функционирования электротехнического оборудования подстанций и ВЛ, и продления срока их службы, актуальным является создание системы диагностики и мониторинга ВЛ.

Системы и устройства диагностики и мониторинга состояния ВЛ, должны быть предназначены для получения, сбора и обработки информации о техническом состоянии оборудования, что позволит прогнозировать не только объемы и сроки ремонтов, но и сроки службы оборудования.

Конечной целью мониторинга и диагностики воздушных линий электропередачи должны являться мероприятия по достижению надежного и безаварийного энергоснабжения потребителей.

Технологии мониторинга и диагностики ВЛ должны осуществлять автоматизированный сбор данных, передачу их по каналам связи (беспроводным, оптическим), обработку, анализ и выдачу информации на диспетчерские пункты о состоянии контролируемых параметров ВЛ.

В настоящее время для мониторинга и диагностики воздушных линий электропередачи (ВЛ) используются следующие технологии:

- Воздушное лазерное сканирование, которое дистанционно позволяет получить пространственно-геометрическую информацию о реальных габаритах ВЛ с учетом рельефа местности, растительности и сооружениях расположенных по трассе ВЛ;
- Наземное лазерное сканирование, позволяющее дистанционно получить наиболее полную пространственно-геометрическую информацию на отдельно взятом участке ВЛ (пролета ВЛ);
- Мониторинг температуры нагрева проводов ВЛ с помощью установленных на проводах ВЛ датчиков температуры с последующей обработкой информации и получением габарита ВЛ в месте установки датчика;
- Мониторинг токовой нагрузки, скорости ветра, температуры, габарита ВЛ в точке установки, передача информации с фиксацией координат (GPS) - с помощью многофункциональных устройств «Умная сфера» установленных на проводах ВЛ;
- Мониторинг гололедной обстановки на ВЛ с помощью «Автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки» позволяющей иметь информацию

о температуре окружающего воздуха, направлении и скорости ветра, влажности и толщине стенки гололеда на проводах и грозозащитных тросах и передавать информацию на диспетчерские пункты;

- Мониторинг грозовой активности вдоль трассы ВЛ с помощью многопунктовых систем грозопеленгации;

- Обследование ВЛ, выполняемое путем обхода трассы ВЛ и состоящее из обследования опор, их фундаментов и изоляционных конструкций (гирлянд изоляторов, изоляционных распорок и т.п.).

2.2.12.2. Мониторинг силовых трансформаторов

За последние годы в России и за рубежом отмечается тенденция развития системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов, которая направлена на повышение их эксплуатационной надежности.

Основной целью непрерывного контроля состояния трансформаторов во всем мире считается повышение эффективности системы диагностики для выявления дефектов на ранней стадии их развития. Особенно актуальным представляется использование непрерывного контроля для индикации процессов, характеризующих предельное состояние трансформаторов, когда их дальнейшая эксплуатация невозможна, с целью предупреждения развития внутренних коротких замыканий в трансформаторах на стадии развития электрического повреждения, предшествующего появлению электрической дуги для своевременного отключения оборудования, исключения взрывов и пожаров.

В системе мониторинга силовых трансформаторов необходимо предусмотреть измерение следующих параметров:

- суммарную активную и реактивную мощности по фазам на всех сторонах трансформатора;
- амплитуду напряжений на всех сторонах;
- токи фаз на всех сторонах трансформатора и в общей обмотке автотрансформатора;
- значение концентраций семи газов в масле (водород, ацетилен, этилен, этан, метан, оксид и диоксид углерода);
- содержание влаги в масле;
- положение отпаек РПН;
- температуру верхних слоев масла;
- температуру масла на входе и выходе системы охлаждения;
- токи по фазам двигателя привода РПН;

- количество включенных вентиляторов;
- сопротивление короткого замыкания;
- небаланс токов изоляции вводов под рабочим напряжением.

2.2.12.3. Мониторинг и диагностики выключателей и КРУЭ

Одним из перспективных направлений развития электрических сетей является применение цифровых подстанций. Такая подстанция строится на основе интегрированных цифровых систем измерения, защиты и управления с применением цифровых трансформаторов тока и напряжения и цифровых схем управления. Такой подход позволяет:

- иметь единый источник информации в стандартном формате для всех информационных и управляющих устройств;
- обеспечить простое подключение новых устройств без ограничения их количества;
- обеспечить высокую точность и единство измерений;
- обеспечить помехозащищенность;
- осуществить мониторинг и диагностику состояния подстанции, включая вторичные цепи.

Наилучшим направлением создания цифровых подстанций является разработка и внедрение КРУЭ, обеспечивающих интеграцию с цифровой системой управления и диагностики состояния оборудования подстанций.

КРУЭ для цифровых подстанций должны обеспечивать возможность переключения между дистанционным и ручным управлением, блокировку выключателей, разъединителей и заземлителей от неправильных операций, блокировку выключателей от срабатывания при недопустимом снижении давления элегаза или неполной готовности привода.

Система мониторинга должна обеспечивать непрерывный контроль плотности элегаза во всех заполненных элегазом объемах и формировать предупредительные и аварийные сигналы при достижении пороговых значений.

Контроль и учет выполненных коммутационных операций, выполненных без тока и с током КЗ:

- количество операций;
- измерение и анализ времени срабатывания при включении и отключении коммутационных аппаратов;
- измерение скоростей перемещения контактов коммутационных аппаратов при включении и отключении;
- подсчет израсходованного и остаточного коммутационного ресурса выключателя.

Система мониторинга и диагностики должна контролировать готовность приводов аппаратов:

- время завода пружин;
- количество запусков двигателя завода пружин;
- ток двигателя завода пружин;
- целостность цепей катушек управления;
- наличие оперативного тока;
- наличие напряжения собственных нужд;
- температуру окружающего воздуха и в шкафу привода.

Система мониторинга и диагностики должна обеспечивать самоконтроль состояния ее отдельных узлов.

2.3. Направления применения новейших технологий

Принципы выбора и размещения новых технологий определяются их функциями, порядок отработки и внедрения – эффективностью, сложностью и стоимостью.

1. Устройства FACTS. По результатам исследования, выполненного по заданию ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Институт «Энергосетьпроект» описал область экономически оправданного применения устройств FACTS, в основном, в контролируемых сечениях системообразующей сети ЕЭС, и предложил предварительный перечень объектов для внедрения в перспективной схеме ЕЭС с целью повышения системной надежности. В работе используется комплексный подход, позволяющий учесть потребность в увеличении пропускной способности основных контролируемых сечений системообразующей сети и возможность более эффективного использования нагрузочной способности имеющихся сетевых элементов за счет установки устройств FACTS.

Рассмотрены устройства FACTS 1-го и 2-го поколения, продольного и поперечного включения (УУПК, ИРМ, ФПУ).

Предложены следующие основные принципы выбора мест установки устройств FACTS для повышения пропускной способности сети.

1.1. Для перераспределения мощности по отдельным линиям сечения могут применяться устройства FACTS продольного включения (УУПК).

1.2. Для увеличения пропускной способности сечения в ряде случаев могут использоваться и устройства FACTS поперечного включения - за счет поддержания напряжения с одной или, при необходимости, с двух сторон линий сечения, ограничивающих передачу мощности.

1.3. Устройства FACTS поперечного включения эффективны для регулирования напряжения, в т.ч. в узлах основной сети, удаленных от источников генерации (принимающая сторона сечения схемы), при значительном диапазоне рабочих изменений напряжения.

2. ВТСП – кабели особенно эффективны в системах электроснабжения крупных городов, сочетая в себе свойство кабеля – подземное размещение со сниженными потерями на передачу энергии и управляемостью, которая в принципе может быть использована для регулирования перетоков мощности в нормальных режимах и ограничения токов КЗ в аварийных. Технология находится в стадии освоения, её применение целесообразно при развитии или реконструкции сети.

3. Сетевые накопители и мобильные электростанции могут быть использованы для следующих целей:

- Покрытие пиковых нагрузок электросетей.
- Регулирование частоты в энергосистеме/ услуги по замещению вращающегося резерва/ поддержание диспетчерского графика нагрузки.
- Крупномасштабное сетевое интегрирование ВИЭ (ветряной/солнечной).
- Применение систем накопления электроэнергии конечными потребителями.
- Накопление электроэнергии в период ее низкой стоимости/ выдача электроэнергии в период высокой стоимости.
- Резервное питание для социально и стратегически важных объектов инфраструктуры.
- Повышение качества электрической энергии и надежности энергосистемы.
- Создание резервных мощностей и снижение рисков отключения потребителей электроэнергии.
- Услуги для электромобилей.

4. Применение цифровых подстанций – общее направление совершенствования АСУ ТП ПС, в первую очередь, такая модернизация планируется для крупных и ответственных ПС (в первую очередь - подлежащих реконструкции) - после отработки процедуры «цифровизации».

5. Системы диагностики оборудования должны быть штатным элементом в составе АСУ ТП ПС, их внедрение определяется конкретной программой в регионах с учетом состояния оборудования и ответственности объектов.

6. Ситуационное управление нагрузкой рекомендуется к использованию практически во всех крупных узлах потребления, оно должно быть основано на общей методике тарифного регулирования потребления, которую необходимо разработать.

7. Использование современных информационных технологий и технических средств управления определяется конкретными возможностями и региональными планами и должны осуществляться прежде всего на ответственных объектах и объектах, подлежащих реконструкции с учетом развития необходимой инфраструктуры связи.

8. Использование СМПР позволяет повысить качество мониторинга состояния и управления в нормальных и аварийных режимах сложным распределенным объектом, каким является любая энергосистема, ОЭС и ЕЭС в целом. Соответствующая техника пока используется вне режима реального времени для анализа аварийных переходных процессов в системе, но в перспективе возможно использование СМПР также в системе противоаварийного управления (WACS), в частности, для быстрого выявления границ распространения аварийной ситуации и её локализации, др.

При этом СМПР не должны заменить существующую систему информационного обеспечения, особенно для противоаварийного управления; эти данные могут рассматриваться как дополнительное средство увеличения наблюдаемости объекта управления и, соответственно, качества управления.

Данные рекомендации являются предварительными и подлежат уточнению и обоснованию в ходе выполнения проектных работ по развитию ЕНЭС.

2.4. Применение FACTS в ЕНЭС для повышения эффективности управления пропускной способностью сечений системообразующей сети ЕЭС

В процессе реализации перспективных программ инвестиционного и инновационного развития ЕНЭС ФСК ЕЭС планируется ввод ряда пилотных проектов на основе новейших технологий:

- АСК на ПС 500/220/110 кВ Бескудниково – в 2010 году проведены пусконаладочные и подготовительные работы на компенсаторах асинхронизированного типа АСК-110-4-УХЛ4¹².

- СТАТКОМ на ПС Выборгская – в декабре 2009 г. проведен открытый конкурс на право заключения договора на выполнение работ по установке дополнительного компенсатора реактивной мощности типа СТАТКОМ на 50 МВА, 15,75 кВ на ПС 330/400 кВ Выборгская». **Ошибка! Закладка не определена.**

- ВПТ на ПС 220 кВ Могоча – в сентябре 2011 г. МЭС Сибири приступили к сооружению уникального преобразовательного комплекса с применением вставки

¹² Инвестиционная программа ФСК ЕЭС на период 2010 –2014 гг.

постоянного тока. **Ошибка! Закладка не определена. Ошибка! Закладка не определена. Ошибка! Закладка не определена.**

- В среднесрочной перспективе планируется создание вставки несинхронной связи (ВНС) на ПС 220 кВ Хани;

- ППТ ЛАЭС-2–Выборг – для выдачи мощности второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение передачи постоянного тока напряжением ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборг пропускной способностью 1000 МВт (пилотный проект по МЭС Северо-Запада). **Ошибка! Закладка не определена. Ошибка! Закладка не определена.**

- УУПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (пилотный проект по МЭС Сибири) – для снижения ограничений выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС.^{13,14}

Устройства FACTS последовательного включения являются эффективным средством управления пропускной способностью ЛЭП и сечений сети. Ниже приведены предварительные предложения по расстановке указанных устройств на основе анализа характеристик и условий работы энергосистем.

Рекомендации следует считать ориентировочными, и для каждого объекта установки устройства FACTS при выполнении ТЭО необходимо более точно оценить эффект, достигаемый при такой установке, с выполнением полного комплекса расчетов режимов энергосистем (установившихся режимов, статической и динамической устойчивости), в том числе с рассмотрением вариантов развития схемы (ввода новых ЛЭП).

ОЭС Сибири

- В восточной части ОЭС Сибири большинство контролируемых сечений составляют ЛЭП высшего напряжения, при этом максимально допустимый переток (МДП) при аварийных отключениях одной из них определяется токовой перегрузкой оставшейся в работе цепи. В таких сечениях применение устройств FACTS в рассматриваемых целях неэффективно.
- Контролируемые сечения в центральной и западной части ОЭС Сибири, а также сечение выдачи мощности Богучанской ГЭС, сформированы 3-мя – 6-ю ЛЭП 500 кВ. В этих сечениях имеется запас по токовой загрузке ЛЭП высшего напряжения, что позволяет рассмотреть возможность применения устройства FACTS с целью повышения пропускной способности сети за счет перераспределения загрузки ЛЭП

¹³Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (одобрена распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. N 215-р,

¹⁴Программа НИОКР ФСК ЕЭС на период 2010-2016 гг.

сечения, в связи с чем может быть рассмотрена проработка соответствующих решений.

- В качестве пилотных исследований предполагается рассмотреть установку ФПУ на транзите 220 кВ Барабинск – Татарская – Восход, а также устройства УПК на транзите 500 кВ Курган – Витязь – Восход.

ОЭС Урала

Практически все контролируемые сечения в системообразующей сети (за исключением сечений схемы выдачи мощности Уренгойской ГРЭС, Серовской ГРЭС и Яйвинской ГРЭС) сформированы как минимум тремя ЛЭП 500 кВ. Как правило, максимальнодопустимый переток мощности в сечениях ОЭС Урала ограничивается условиями статической устойчивости или условиями перегрузки элементов сети 220 кВ в послеаварийных режимах. В тех случаях, когда наблюдается перегрузка ЛЭП высшего напряжения, остальные ЛЭП 500 кВ, входящие в сечение, недогружены. Для указанных сечений целесообразно рассмотрение вопроса об увеличении степени использования потенциальной пропускной способности электрических сетей с помощью устройств FACTS.

ОЭС Средней Волги

- Системообразующие электрические сети ОЭС Средней Волги сформированы на разных участках 2-мя – 5-ю протяженными и относительно независимыми между собой транзитами 500 кВ, перераспределение перетоков мощности между которыми затруднено. Максимально допустимый переток мощности в контролируемых сечениях ограничивается условиями статической устойчивости или токовой перегрузки элементов сети 220 – 500 кВ. При этом остальные ЛЭП 500 кВ в основном недогружены. Это определяет целесообразность рассмотрения технической эффективности применения таких устройств FACTS как УУПК. Если МДП ограничивается по условию токовой перегрузки ЛЭП 220 кВ эффективна установка ФПУ.
- В качестве объекта пилотных исследований предлагается рассмотреть установку ФПУ на ВЛ 220 кВ Зеленодольск – Волжская, Зеленодольск – Помары.

ОЭС Центра

- Практически во всех контролируемых сечениях ОЭС Центра причиной ограничения МДП является токовая перегрузка элементов сети (в послеаварийных режимах после нормативных возмущений), наступающая намного раньше нарушения устойчивости генераторов и снижения напряжения в узлах нагрузки. При этом в первую очередь

перегружаются элементы сети 220 – 330 кВ. В тех случаях, когда максимальнодопустимый переток ограничивается перегрузкой ЛЭП высшего напряжения, остальные ЛЭП в этом сечении оказываются недогруженными.

- Из-за сложной структуры электрической сети ОЭС Центра в случае применения ФПУ на нескольких объектах потребуется скоординированное управление их уставками, в связи с чем места возможной установки ФПУ должны быть определены дополнительно.
- В качестве пилотного объекта применения ФПУ в ОЭС Центра предлагается рассмотреть установку ФПУ на АТ 500/220 кВ ПС 750 кВ Новобрянская.

ОЭС Северо-Запада

Структура электрических сетей ОЭС Северо-Запада такова, что большинство сечений составляют 2 ЛЭП, что исключает возможность перераспределения мощности и, соответственно, целесообразность применения устройств FACTS в таких сечениях. Таким образом, эффективных мест применения устройств FACTS в системообразующих сетях ОЭС Северо-Запада с целью повышения пропускной способности электрической сети на настоящем этапе не выявлено.

ОЭС Юга

ОЭС Юга имеет межгосударственные связи 220 – 500 кВ с ЭС Украины, формирующие кольцевую структуру ОЭС Центра – ОЭС Юга – ЭС Украины. Токовая перегрузка отдельных связей в указанных контролируемых сечениях может явиться причиной ограничения МДП. Установка устройств FACTS на этих ЛЭП позволит не только повысить МДП в контролируемых сечениях ОЭС Юга, но и уменьшить транзитный переток мощности через электрические сети ЭС Украины между ОЭС Центра и ОЭС Юга. Целесообразна проработка конкретных мест установки устройств FACTS в указанных районах.

ОЭС Востока

- Электрические сети ОЭС Востока, за исключением ряда участков, сформированы 1 ЛЭП 500 кВ и 2-мя – 3-мя ЛЭП 220 кВ. Такая структура определяет в качестве причины ограничения МДП условие статической устойчивости или токовой перегрузки сети 220 кВ при отключении одной ЛЭП 500 кВ. Поэтому в качестве основных мероприятий по повышению пропускной способности сетей в ОЭС Востока рекомендуется сооружение ЛЭП. Применение устройств FACTS в этих условиях дает незначительный эффект.

В качестве объектов установки устройств FACTS (в том числе), в ОЭС Востока могут рассматриваться энергообъекты на территории Приморской энергосистемы.

3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ РАЗВИТИЕ НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС

3.1. Системный подход к управлению в электроэнергетике (общие положения)

3.1. Системный подход к управлению в электроэнергетике (общие положения)

Развитие системы управления связано с реализацией комплексного подхода к ее построению с объединением существующих систем в качестве ее функциональных составляющих, что обусловлено целым рядом предпосылок, среди которых следует отметить:

- единую цель систем диспетчерского и технологического управления – обеспечение качества и надежности электроснабжения потребителей при максимальной эффективности функционирования ЕЭС;
- общность объектов управления;
- общий иерархический подход к построению функциональных подсистем;
- наличие значительного объема общей информации, используемой в разных системах управления;
- наличие новых информационных технологий, предоставляющих мощные средства для цифровой передачи и обработки разнородной информации;
- возможность использования общих каналов связи для обслуживания различных систем управления и т.п.

Рассматриваемая единая система реализует обе иерархические вертикали технологического управления ЕЭС/ЕНЭС:

- управления развитием ЕЭС и функционированием (режимами функционирования) ЕЭС/ЕНЭС, осуществляемого под эгидой диспетчерских центров (ДЦ) Системного оператора,
 - управления эксплуатацией и развитием электрических сетей, а также объектов генерации, осуществляемого собственниками объектов электроэнергетики
- на основе всесторонней поддержки процессов сбора, обработки и использования технологической информации, обрабатываемой в формате единой информационной модели (СІМ) и включающей в общем случае: полную информацию о ЛЭП, оборудовании и устройствах объектов электроэнергетики, текущую информацию о режимах функционирования электрических сетей и энергосистем, схемах соединений, состоянии

объектов электрических сетей и электростанций, их основного и вспомогательного оборудования, диспетчерских графиках, графиках ремонта и технического обслуживания, заявках на вывод ЛЭП, оборудования и устройств РЗА в ремонт и техническое обслуживание, инструктивные материалы, информацию о характерных (максимальных и минимальных) электрических режимах работы энергосистем и объектов электроэнергетики, информацию об ожидаемой реализации технических условий на технологическое присоединение, строительства/расширения/реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики, информацию о перспективных балансах электрической энергии и мощности согласно схем и программ развития, данных расчетов электрических режимов на синтезируемых актуальных и перспективных расчетных моделях и др.

Функциональные подсистемы управления строятся как распределенные иерархические системы, средства автоматизации, связи и вычислительной техники которых должны координировано функционировать на разных уровнях иерархии: на энергообъектах, в центрах управления сетями и диспетчерских центрах.

Роль устройств нижнего уровня иерархии технологического управления играют объектные программно-технические средства систем (подсистем) сбора, обработки и передачи оперативной – ССПИ и неоперативной технологической информации – ССПТИ. Кроме того, средствами АСУ ТП подстанций ЕНЭС, РСК и потребителей, а также электростанций обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием объектов из диспетчерских центров и центров управления сетями.

Система управления режимами ЕЭС/ЕНЭС обеспечивает планирование и поддержание заданного режима, предотвращение и ликвидацию аварийных нарушений.

Система управления эксплуатацией обеспечивает выявление и ликвидацию аварийных нарушений, контроль и поддержание в работоспособном состоянии оборудования и технических средств, развитие и внедрение инновационных техники и технологий.

Система управления электроэнергетикой в целом обеспечивает её адекватное развитие.

Использование средств современных информационных технологий позволяет реализовать на каждом уровне управления систем автоматического и автоматизированного управления технологическими процессами совместное использование оперативной и ретроспективной информации (измеряемой или вычисляемой), накапливаемой и используемой в каждой из систем, что повышает эффективность принимаемых решений за счет:

- использования значительного объема дополнительной полезной для решения отдельных функциональных задач информации, которую можно получать от других систем;
- обеспечения полноты и достоверности информации, используемой отдельными системами;
- своевременного обнаружения узких мест, возникающих при функционировании отдельных систем, и рационального распределения свободных ресурсов для повышения надежности и быстродействия управления;
- более обоснованного краткосрочного и долгосрочного планирования и прогнозирования режимов ЭЭС на основе более полной и достоверной информации.

3.2. Управление режимами ЭЭС

3.2.1 Оперативно- диспетчерское и оперативно-технологическое управление режимами ЭЭС

Функции оперативно-диспетчерского управления, выполняемые системным оператором охватывают контроль (мониторинг) и управление режимом ЭЭС в реальном времени, а также выполняемые off-line планирование режимов, разработку электрических режимов и обеспечение эффективного противоаварийного управления, организацию выполнения ремонтных работ, расследование технологических нарушений с разработкой конкретных противоаварийных мероприятий, вопросы организации параллельной работы с энергосистемами соседних государств, техническое обеспечение оперативно-диспетчерского управления. Функции разработки, согласования, утверждения планов, программ, технических решений распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления (СО-ОДУ-РДУ).

Функции по управлению режимом (состоянием), планированию ремонтов для части объектов (класса напряжения 220 кВ и ниже – по утвержденному списку), не влияющих существенно на режим энергосистем, выполняет в рамках оперативно-технологического управления персонал ФСК, МРСК, ГК, в т.ч. по команде диспетчера.

Поддержка действий диспетчера осуществляется техническими и программными средствами АСДУ, прежде всего обеспечивающими снабжение необходимой первичной информацией в виде информационной модели объекта управления (ОИК), с автоматическим анализом ситуации и разработкой рекомендаций по ведению режима - на основе оцениваемой расчетной модели реального времени объекта управления. Часть функций по управлению режимом в той или иной степени автоматизирована. Подробный перечень

решаемых задач при управлении режимом и планировании приведен в приложении 7 к настоящей Концепции.

Управляющие воздействия от диспетчера (коммутация выключателей, изменение нагрузки генераторов электростанций и потребителей, изменение уставок регуляторов, защиты и автоматики) могут выдаваться непосредственно на объекты по телеуправлению или в виде команды персоналу объекта.

Кроме того, имеются автоматические контуры управления режимом, включающие режимную автоматику (подсистемы регулирования частоты и активной мощности, регулирования напряжения и реактивной мощности), а также релейную защиту, отключающую поврежденный (при коротком замыкании) или перегруженный элемент и противоаварийную автоматику (указанные автоматические подсистемы рассмотрены более подробно в последующих разделах).

Диспетчер управляет настройкой этих систем и имеет возможность, при необходимости, использовать подведенные под автоматику управляющие воздействия на объекты.

Одной из важных групп задач, выполняемых оперативно-диспетчерским и оперативно-технологическим персоналом всех уровней является мониторинг надежности режима, который осуществляется с помощью средств автоматизированного технологического управления (мониторинг частоты ЕЭС и качества ее регулирования, топологии схемы, допустимости текущего режима по контролируемым параметрам (напряжению в узлах, токовой загрузки ЛЭП и оборудования, перетокам мощности в (контролируемых) сечениях электрической сети, надежности режима с учетом нормативных возмущений, резервов активной и реактивной мощности, оперативных заявок, и др.

Мониторинг текущей топологии электрической схемы объекта управления (состояния коммутационных аппаратов) включает выявление и отображение для диспетчерского персонала событий в ЭЭС: отключения (включения) линий, трансформаторов, генераторов, реакторов, разделение схем подстанций, отделение энергообъектов и районов сети от системы, в результате плановых действий и аварийных возмущений.

Анализ допустимости состояния объекта управления выполняется путем контроля выполнения ограничений по надежности (максимально и аварийно допустимые перетоки мощности, минимальные и максимальные уровни напряжения на шинах, максимальные по термической устойчивости значения токов в оборудовании, ограничивающие режим уставки РЗА или ПА и др.). В полной постановке должно предусматриваться автоматическое уточнение текущих ограничений и фиксация нарушений в реальном времени.

Оперативный персонал принимает меры к восстановлению израсходованного резерва за счет использования менее мобильных его составляющих (за рубежом есть примеры автоматизированной передачи сведений о резервах в диспетчерский центр в реальном времени). Для обеспечения надежности особое значение имеют аварийные составляющие резерва, размещенные на электростанциях и у потребителей и доступные как оперативному персоналу, так и автоматике.

Автоматизация перечисленных задач существенно облегчает анализ текущей ситуации, предоставляя диспетчерскому персоналу информацию об имеющихся запасах надежности и ресурсах по управлению - для принятия, при необходимости, мер по устранению нарушений или их угрозы.

Указанные задачи могут решаться не только для текущего режима, но и для режима с заданным интервалом упреждения в течение суток, а также планируемого режима при разрешении заявок или выполнении оперативных переключений (для планируемого изменения режима).

Направления развития технологий управления режимом – поэтапное расширение круга задач, решаемых в реальном времени и с небольшими интервалами, в том числе:

- расчет режима с контролем ограничений,
- определение опасных сечений и уточнение ограничений,
- расчет режима с проверкой допустимости последствий при расчетных возмущениях,
- то же с учетом динамических процессов,
- то же с учетом функционирования установленной ПА (статический и динамический варианты),
- анализ режимов с выработкой рекомендаций по принятию мер («советчик диспетчера»).

Необходимо также развитие расчетно-аналитического ПО с совершенствованием программ расчета и анализа режимов, увеличением объема обработки, облегчающей определение настройки ПА и др. Одно из основных направлений – повышение наблюдаемости объекта управления.

3.2.2. Регулирование частоты и перетоков мощности в ЕЭС России

Система регулирования частоты и мощности ЕЭС России охватывает энергообъединение стран СНГ и Балтии, которое представляет собой совокупность крупных

районов с избытком или дефицитом мощности, объединённых связями с ограниченной пропускной способностью.

Основопологающими для систем регулирования частоты и перетоков мощности являются законодательные и нормативные документы [15].

Регулирование частоты с необходимым качеством осуществляется за счет:

- нормированного первичного регулирования (НПРЧ) крупными энергоблоками с модернизированными системами регулирования частоты вращения турбин, на которых размещается гарантированный резерв мощности, обеспечивающий установленное ограничение отклонения частоты в системе при расчетном небалансе мощности;
- общего первичного регулирования (ОПРЧ) остальным генерирующим оборудованием с техническими характеристиками, определяемыми ПТЭ и условиями на поставку оборудования,
- астатического вторичного регулирования с воздействием на ГЭС, обеспечивающего рациональное снижение количества «срабатываний» НПРЧ, сопровождающихся форсировками исполнительных органов,
- третичного регулирования, выполняемого диспетчерским персоналом с учетом изменений графика и обеспечивающего восстановление резерва регулирования.

Величина обязательного регулировочного резерва для всех генераторов ЕЭС устанавливается в размере $3\% P_{\text{ген ном}}$. Для первичного регулирования задается статизм по согласованию с СО, а также типовая динамическая характеристика генерирующего оборудования при отклонении частоты ЕЭС (в результате внезапного небаланса мощности).

Направления развития и совершенствования регулирования частоты:

- создание специализированных источников первичной мощности ИЭС ААС в виде накопителей энергии различного типа во взаимодействии с распределёнными источниками генерации, автоматически регулируемой нагрузки, электростанций с малым статизмом и пр.,
- обеспечение возможности косвенного участия электростанций в ПРЧ путём создания их собственниками специализированных источников первичной мощности на паях

15

Федеральный Закон «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ, Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, ГОСТ 13109-97. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения, Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. РД 153-34.1-35.127-2002].

или участия в работе рынка первичной мощности специализированных источников первичной мощности ИЭС ААС;

- принятие мер по доведению качества ПРЧ до уровня требуемого;
- реализация мониторинга действия систем ПРЧ всех электростанций и специализированных источников первичной мощности и их характеристик.

Создаваемые в рамках ИЭС ААС специализированные маневренные источники первичной мощности при их децентрализованном размещении могут быть использованы для стабилизации частоты и устранения её колебаний в установившихся режимах ЕЭС.

Регулирование перетоков мощности по выделенным связям ЕЭС дает возможность увеличить максимально допустимый переток мощности за счет достигаемого снижения амплитуды нерегулярных колебаний мощности. Регулирование осуществляется воздействием на электростанции, оказывающие существенное влияние на данный переток.

Регулирование сальдо обменной мощности между зонами ЕЭС осуществляется с целью:

- поддержания заданной средней обменной мощности на договорном временном интервале отработки задания в нормальном режиме ,
- автономной компенсации скачкообразного аварийного возмущения в зоне его возникновения.

Для выделенных связей осуществляется *ограничение перетоков мощности* что является необходимым средством обеспечения надёжности энергоснабжения.

Направления развития и совершенствования регулирования и ограничения перетоков мощности:

- регулирование и ограничение перетоков мощности по выделенным связям с использованием в качестве исполнительных органов регуляторов и ограничителей перетоков устройств FACTS и накопителей энергии;
- повышения качества регулирования, создания регуляторов, адаптивных к нелинейности и нестабильности характеристик объекта регулирования и исполнительных органов;
- разработка методики технико-экономического обоснования целесообразности регулирования перетока с оценкой достижимого превышения эффекта, получаемого в энергосистеме, над капитальными затратами и ущербом, имеющим место у электростанций при работе в регулировочном режиме; введение необходимой регламентации;
- повышение эффективности поддержания сальдо перетоков обменной мощности за счет ввода частотной коррекции только при аварийных небалансах мощности.

Общее направление организационно-технического совершенствования регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС - обеспечение надлежащего качества электрической энергии при минимизации её стоимости и минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии. При этом мероприятия по регулированию и ограничению перетоков мощности, а также поддержанию сальдо перетоков обменной мощности, если они проводятся в интересах конкретных собственников, должны ими обосновываться и финансироваться.

3.2.3. Регулирование напряжения и реактивной мощности

Целью регулирования напряжения в электрических сетях является обеспечение соответствия показателей напряжения установленным требованиям, соответствия уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования, а также необходимого запаса устойчивости энергосистем и узлов нагрузки. При этом баланс реактивной мощности в электрических сетях рекомендуется устанавливать исходя из минимума потерь электроэнергии с учетом ограничений на значения напряжения.

Совокупность существующих (и развивающихся) технических средств и организационных схем регулирования напряжения и реактивной мощности может быть представлена как автоматизированная организационно-техническая иерархическая человеко-машинная система с определенными функциями, имеющая несколько контуров, работающих в разном темпе и имеющих разную степень автоматизации. В функциональном отношении фактически имеет место трехуровневое построение системы, при котором осуществляется:

- (местное) первичное регулирование напряжения (ПРН), которое в общем случае включает уровень электроустановки (локальные автоматические регуляторы напряжения на генераторах, трансформаторах, сетевых устройствах компенсации реактивной мощности) и уровень энергообъекта в целом (управление уставками регуляторов электроустановок для регулирования напряжения на шинах энергообъекта и адекватного распределения потоков реактивной мощности через электроустановки (в частности групповое управление возбуждением на электростанциях, ГУВ);

- вторичное регулирование напряжение (ВРН), которое обеспечивает выполнение заданного графика напряжения в контрольных пунктах, а также поддержание диапазона первичного регулирования - воздействием на уставки напряжения объектных систем ПРН;

- (в перспективе) третичное регулирование напряжения (ТРН), которое обеспечивает минимизацию потерь электроэнергии в охватываемой регулированием электрической сети, а также может выполнять функцию увеличения пропускной способности сети для текущих

условий - с учетом всех ограничений по уровням напряжений, а также по объему и распределению реактивной мощности и при заданном режиме по активной мощности.

Управление напряжением при нарушениях нормального режима выполняется с помощью ПА и оперативно с использованием, в т.ч., отключения потребителей.

Основной вклад в регулирование напряжения в сети вносят генераторы электростанций. В целом в ПРН участвуют АРВ генераторов и СК, а также АРНТ на подстанциях. Существующий регулировочный диапазон всех этих средств, с учетом плохо управляемых реакторов и БСК, в ряде районов недостаточен для поддержания напряжения в допустимых пределах в любой точке графика нагрузки.

Основные направления развития системы АРН:

- *увеличение управляемости системы*: расширение области применения управления РПН трансформаторов и АТ, использование устройств РПН повышенной надежности, расширение диапазона возможного регулирования за счет модернизации генераторов, применения АСТГ, модернизации и замены СК, а также применения АСК, применения элегазовых и вакуумных выключателей для коммутации реакторов (и БСК), существенного расширения сферы применения устройств FACTS параллельного включения,
- *повышение степени автоматизации* системы управления, в т.ч. :
 - внедрение систем группового регулирования возбуждения на всех значимых тепловых электростанциях и на АЭС,
 - создание автоматизированных районных (локальных) систем вторичного регулирования напряжения и реактивной мощности,
 - воссоздание на новом уровне методологии и программного обеспечения для расчета оптимальных режимов на модели ЭЭС в реальном времени с необходимым упреждением с формированием графика для вторичного регулирования,
 - автоматизация и повышение оперативности расчета и коррекции графиков напряжения в контрольных пунктах с учетом изменяющихся схемно-режимных условий и располагаемых регулировочных диапазонов и результатов оптимизации режима,
 - совершенствование регламентов взаимодействия субъектов электроэнергетики при регулировании напряжения и реактивной мощности,

В качестве районов могут рассматриваться ПМЭС и энергосистемы, а также МЭС и ОЭС. В функции районной системы включается контроль доступного резерва реактивной мощности и его поддержание на необходимом по условиям надежности уровне, в т.ч. с учетом его распределения по территории района.

Появление новых управляемых сетевых элементов, создание активно-адаптивной сети с повышенной управляемостью создает благоприятные условия для создания автоматических локальных систем управления напряжением и реактивной мощностью с центральным регулятором (для определенной зоны управления).

3.2.4. Противоаварийное управление

Предотвращение, ограничение развития и ликвидация аварийного нарушения в ЭЭС обеспечивается взаимосвязанной системой мероприятий.

Соответствующие мероприятия имеют проектные и эксплуатационные аспекты и их применение определяется ПУЭ, ПТЭ, РУ, нормами проектирования, эксплуатационными циркулярами и прочими нормативными материалами.

Функции собственно противоаварийного управления выполняются всережимными подсистемами АСТУ, а также «специальными» автоматическими системами управления в аварийных режимах (релейной защиты, РЗ и противоаварийной автоматики, ПА). Функции распределены по территориальным уровням управления. Одним из важных принципов противоаварийного управления является его эшелонированность, обеспечивающая поэтапный ввод управляющих воздействий по мере развития аварийной ситуации и, тем самым, глубокое резервирование выполнения задачи системы

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- -уровень ЭЭС России (Единой энергетической системы России) – КСПА¹⁶;
- уровень операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ – ЦСПА¹⁷;
- уровень объектов электроэнергетики – ЛАПНУ¹⁸.

¹⁶координирующая система противоаварийной автоматики

¹⁷централизованная система противоаварийной автоматики

¹⁸локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных ПА.

Важнейшей задачей ПА является предотвращение общесистемных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории.

Ограничение развития аварийного нарушения в территориальном отношении, связанное с возникновением асинхронного режима между частями ЭЭС и/или её разделением (в т.ч. последующим за асинхронным режимом), выполняется действием устройств АОПО, АПНУ и АЛАР.

Ограничение углубления аварийного нарушения для данного района связанное с его выделением на несинхронную работу в условиях дефицита активной и/или реактивной мощности обеспечивают системы АОСЧ (в основном все виды АЧР) и АОСН.

Восстановлению рабочего режима после аварии способствует автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) и частотное АПВ в составе системы АОСЧ, а также все другие виды АПВ, в том числе АПВ с улавливанием синхронизма, автоматически обеспечивающие синхронизацию разделившихся частей при создании подходящих условий. Основную роль в восстановлении рабочего режима играет персонал, оперативными действиями которого осуществляется синхронизация с ЕЭС и под контролем которого (при появлении возможности) восстанавливается питание потребителей, начиная с наиболее ответственных; при этом используются заранее проработанные варианты планов восстановления.

Основные направления развития и совершенствования ПА:

- расширение области применения развитых моделей реального времени, используемых для определения УВ в системе АПНУ,
- повышение адаптивности, снижение избыточности действий,
- дальнейшее распространение районных систем ПА,
- развитие координирующих уровней управления,
- развитие функции автоматического восстановления нормального режима после нарушения с созданием специальных автоматизированных систем локализации и ликвидации аварийной ситуации, обеспечивающих восстановление рабочего состояния, - при большом весе целенаправленных автоматических операций, координируемых районным уровнем управления,
- совершенствование информационного обеспечения, в частности, с использованием технологии СМІР (WAMS),

- использование новых средств управления режимом (в т.ч. устройств технологии FACTS).

В перспективе возможно создание глобальной иерархической системы стабилизации режима при малых и больших возмущениях, обеспечивающей также восстановление рабочего состояния ЭЭС после некомпенсированных своевременно нарушений, в т.ч. с обеспечением автоматической ликвидации АР любой сложности, - при использовании, кроме дискретных воздействий, также быстродействующих средств управления режимом непрерывного типа и, соответственно, непрерывных (по существу всережимных) адаптивных систем управления с обратной связью.

Необходимое функциональное совершенствование системы ПА и, в целом, ПАУ требует существенного улучшения информационного обеспечения и смены аппаратной базы.

3.3. Управление эксплуатацией

Функции управления эксплуатацией (производственно-технические функции):

- мониторинг и диагностика состояния оборудования и технических средств управления электрических подстанций (и электростанций), оценка состояния оборудования,
- планирование техобслуживания и ремонтов оборудования и технических средств, организация выполнения работ и управление их проведением,
- обеспечение адекватного инновационного развития электрической сети (и электростанций) на основе мониторинга и прогнозирования развития техники и технологий, организация и софинансирование соответствующих исследований и разработок.

Центры управления сетями организуют иерархическую эксплуатацию электрических сетей, решая указанные задачи.

Оперативный персонал ЦУС располагает практически теми же инструментами, которые используются на ДЦ СО (ОИК, в т.ч. с возможностью контролировать топологию сети, формировать и реализовывать программу переключений, а также необходимое расчетно-аналитическое ПО).

К дополнительным сетевым задачам можно отнести выявление аварийных нарушений и принятие мер по их ликвидации (локализация нарушений, формирование ремонтной бригады, управление её передвижениями и действиями по восстановлению электроснабжения).

Совершенствование управления, как и в других случаях, связано с повышением степени автоматизации, применением «интеллектуальных» алгоритмов управления. Автоматизация и интеллектуализация человеко-машинной системы мониторинга и диагностики оборудования является одним из важнейших направлений совершенствования эксплуатации, которое позволяет автоматизировать ведение баз данных о состоянии и остаточном ресурсе оборудования, своевременно планировать выполнение необходимого ТО. Улучшение информационного обеспечения задач эксплуатации связано с «цифровизацией» ПС, развитием и совершенствованием диагностических систем для оборудования ПС – трансформаторов и коммутационных аппаратов, а также внедрением подобных систем для ЛЭП, где контролируются и состояние ЛЭП, и условия ее эксплуатации (ветер, температура, влажность, др., см. гл.2).

На основе постоянно обновляемой информации о состоянии оборудования и ЛЭП могут формироваться заявки на ремонт в автоматизированном режиме. При этом должно учитываться развитие и появление новой техники и технологий.

Заявки на ремонт, предложения по замене оборудования и реконструкции объектов являются основой для формирования конкретных планов ТО со сроками, которые в установленном порядке разрабатываются и согласовываются диспетчерскими службами сетевых компаний с Системным оператором.

Повышение наблюдаемости и управляемости ПС позволяет расширить практику применения необслуживаемых ПС.

В случае возникновения аварии развитая система наблюдения-управления позволит инженеру быстро отыскать затронутый аварией участок сети, отобразит аварийный участок на схеме сети, поможет выбрать имеющие отношение к проблеме подстанции или сетевое оборудование, предложит список необходимых работ и предоставит возможность сформировать и направить к месту работ бригаду и управлять операциями по восстановлению, вести записи и т.п. При этом для локализации места аварии можно дополнительно использовать автоматическую обработку информации о вызовах технического обслуживания со стороны потребителей.

Система должна принимать и обрабатывать активные аварийные сигналы, связанные с состоянием сети, при этом должен вестись учет состояния всех объектов и присоединений с фиксацией мест, где планируются работы, ведутся работы; должна обеспечиваться фиксация отключенных присоединений, постановка и снятие заземлений, учет заземлений, ведение журналов, др. Достаточно развитая система управления может обеспечивать автоматизированное выделение участка электрической сети при повреждении или для выполнения ремонта.

В архиве, который действует как долгосрочная архивная платформа для всех эксплуатационных данных, сохраняются собранные системой данные для ретроспективного анализа режимов, планирования, статистической обработки и др.

Следует отметить, что совмещение схемы сети (в т.ч. низковольтной) и данных географической информационной системы (GIS) с функциями управления сетью и характеристиками потребительских присоединений; дает возможность управлять низковольтной сетью без ее моделирования в системе.

В целом развитие системы сбора информации и баз данных о состоянии сети позволит уменьшить количество аварий и намного быстрее провести ремонтные работы, если авария все же случилась, вообще значительно увеличит возможности по совершенствованию процессов эксплуатации оборудования, позволит проектировщикам и инженерам принимать оптимальные решения, в том числе и инвестиционные.

3.4. Основные направления интеллектуализации управления; новые технологии управления и перспективы их использования

В соответствии с парадигмой интеллектуальных ЭЭС создание инфраструктуры технологического управления режимами и эксплуатацией оборудования должно предусматривать разработку интегрированной информационно-управляющей системы нового поколения, работающей в рамках единой информационной модели на основе стандартизованных протоколов и интерфейсов взаимодействия и осуществляющей глобальный мониторинг и контроль функционирования всех секторов ЕЭС: производства, транспортировки, сбыта и потребления электроэнергии, обеспечивая требуемое качество и надежность по всем ЭЭС всех уровней.

Стратегическим направлением развития системы управления является существенное повышение степени автоматизации контроля и управления (в качестве «асимптотической» цели рассматривается полная автоматизация управления режимами энергосистем) с увеличением степени адаптивности автоматического управления и соответствующим развитием алгоритмов и технических средств управления.

Расширение области применения автоматического управления режимом ЭЭС позволит уменьшить субъективность человеческих решений при планировании и управлении, а также поддерживать близкое к оптимальному состояние системы при обеспечении требуемого уровня надежности.

Развитие системы управления затрагивает все ее компоненты и требует проведения большой комплексной работы, начиная с моделирования объекта управления и заканчивая модернизацией самого объекта - энергосистемы.

Наряду с этим, важным направлением остается развитие программных средств поддержки действий диспетчера, в т.ч. работающих в реальном времени, с использованием «интеллектуальных» технологий.

Основные типы адаптивных стратегий управления, перспективные с точки зрения применения в электроэнергетике:

- адаптивное многосвязное оптимальное управление с эталонной моделью,
- оптимальное адаптивное управление с прогнозирующей моделью,
- адаптивные системы с идентификатором,
- адаптивные интеллектуальные системы идентификации,
- обучаемые нейронные сети.

Нейронные сети применимы для решения большого числа задач, где используются не уравнения динамики, и даже не столько логические правила, сколько опыт, накопленный в процессе обучения сети. Обладая высокой степенью распараллеливания, нейронные сети могут обеспечить повышенное быстродействие, важное для решения задач реального времени.

Наиболее эффективными и гибкими системами управления являются системы, имеющие распределенную многопроцессорную архитектуру программных и аппаратных средств. Распределенная структура обеспечивает действенность системы, возможность ее расширения, модернизации ее программных и аппаратных средств без потери эксплуатационных свойств системы и соответствующее направление разработок имеет большое значение.

Одним из многообещающих направлений исследований по созданию самовосстанавливающихся энергетических систем является разработка мультиагентных интеллектуальных систем управления для разных уровней управления на основе теории группового управления. (Мультиагентная система (МАС) строится на основе программных интеллектуальных агентов, функционирующих на трех уровнях иерархического управления: «помощник»-«начальник»-«координатор»).

Применение средств искусственного интеллекта расширяет потенциальные возможности систем управления, позволяя реализовать управление объектами с неизвестной математической моделью, повысить их эффективность за счет включения в них процедур распознавания образов, планирования действий и накопления знаний.

Системы управления, основанные на знаниях, которые обладают способностью рассуждать и выводить заключения на основе некоторых общих закономерностей, сведений о цели управления и текущем состоянии объекта управления (экспертные системы);

применяются в ряде задач управления, в которых математическая модель объекта настолько сложна, что не допускает аналитического представления.

- Можно выделить следующие основные направления работ по развитию автоматической системы управления режимом:
 - Создание информационных комплексов на базе современных технологий, охватывающих весь возможный диапазон процессов в энергосистеме, осуществляющих высокоточное определение и сбор синхронизированных режимных параметров в узлах сети в режиме реального времени,
 - Создание систем верификации моделей энергосистем с использованием данных СМПП. Создание цифровых сетевых моделирующих платформ реального времени. Использование единой информационной модели как стандарта для разработки программных комплексов, предназначенных для использования в автоматическом управлении,
 - Развитие методов прогнозирования потребления и прогнозного потокораспределения, расчета допустимых перетоков мощности в реальном времени,
 - Создание систем распределенного расчета режимов энергосистем с использованием многоуровневых моделей - на основе сетевых технологий (GRID – технологий).

В задаче управления активами одним из основных направлений развития является разработка алгоритмов диагностики электротехнического оборудования на основе методов оценивания состояний и параметрической идентификации.

Решение указанных задач предполагает дальнейшее развитие традиционных систем управления алгоритмического типа, основанных на использовании математической модели объекта управления. В то же время предполагается разработка и использование систем, основанных на новых технологиях управления, в частности:

- многоагентных интеллектуальных систем управления для разных уровней ЕЭС России на основе теории группового управления (одно из многообещающих направлений научных исследований по созданию самовосстанавливающихся энергетических систем),
- средств искусственного интеллекта, которые расширяют потенциальные возможности систем управления, позволяя реализовать управление объектами с неизвестной математической моделью объекта, повысить их эффективность за счет включения в них процедур распознавания образов, планирования действий и накопления знаний,

- систем управления, использующих алгоритмы обучения, в частности, основанных на нейронных сетях, которые образуют первый уровень интеллектуального управления с высокой степенью распараллеливания процессов обработки информации; нейронные сети применимы для решения большого числа задач, где используются не уравнения динамики, и даже не столько логические правила, сколько опыт, накопленный в процессе обучения сети. Обладая высокой степенью распараллеливания, нейронные сети могут обеспечить повышенное быстродействие, важное для решения задач реального времени,
- систем управления с прогнозирующей моделью на основе интеллектуальных алгоритмов идентификации, основанных на построении нелинейных виртуальных динамических моделей и методов интеллектуального анализа данных (DataMining),
- систем управления, основанных на знаниях, которые обладают способностью рассуждать и выводить заключения на основе некоторых общих закономерностей, сведений о цели управления и текущем состоянии объекта управления (экспертные системы); применяются в ряде задач управления, в которых математическая модель объекта настолько сложна, что не допускает аналитического представления.

Возможные направления применения интеллектуального управления в ЭЭС

| Наименование функции | В концепции SmartGrid (США и ЕС) | В концепции ИЭС ААС (Россия) |
|--|----------------------------------|------------------------------|
| Микросеть GRID | + | + |
| Диагностика неисправностей и уведомление в реальном времени | + | + |
| Автоматическая реконфигурация сети при КЗ | + | + |
| Локализация неисправности оборудования в энергосистеме | + | + |
| Управление спросом | + | + |
| Экономические механизмы управления спросом | + | + |
| Распределенная когенерация с использованием сетевых технологий | + | + |
| Прогноз вероятности аварий на основе технологий искусственного интеллекта и баз знаний | + | + |
| Мониторинг состояния энергосистемы по его предистории из базы знаний в реальном времени | + | + |
| Мониторинг запаса статической устойчивости в реальном времени | - | + |
| Ситуационное ассоциативное управление режимом с использованием предистории состояния энергосистемы | - | + |
| Интеллектуальные системы управления спросом на основе MAC технологий | + | + |
| Распределенные технологии моделирования, оптимизации и управления на основе вычислительных GRID –сетей | + | + |

| Наименование функции | В концепции SmartGrid (США и ЕС) | В концепции ИЭС ААС (Россия) |
|--|----------------------------------|------------------------------|
| «Самовосстановление» автоматизированного энергетического комплекса | + | + |
| Интеллектуальные методы защиты от киберугроз и техногенных аварий | + | + |
| Интеллектуальные системы управления ТЭК города | - | + |

3.5. Информационное обеспечение

Информационная система, обеспечивающая работу диспетчерского управления ЕЭС России, строится на оперативно-информационных комплексах (ОИК), включающих: устройства телеизмерения параметров режима ЭЭС, сбора и агрегирования информации, каналы связи, базы данных, системы оперативного отображения параметров режима, программного обеспечения, обрабатывающего результаты телеизмерений и формирующего задания для объектов диспетчерского управления, электронные журналы – средства регистрации событий и диспетчерских команд в ЭЭС.

Эти средства обеспечивают, в частности, обработку первичной информации; регистрацию аварий и ретроспективных данных, хранение информации с возможностью ее последующей обработки, визуализацию информации в виде мнемосхем, графиков и т.п.

Неполнота и ошибочность информации о состоянии энергосистемы устраняются с помощью специальной математической процедуры – оценивания состояния ЭЭС, которая включает:

- формирование текущей расчетной схемы по данным телесигналов о состоянии коммутационной аппаратуры,
- анализ наблюдаемости,
- выявление грубых ошибок в телеизмерениях или обнаружение плохих данных (ОПД),
- фильтрация случайных погрешностей телеизмерений, т.е. получение их оценок,
- дорасчет неизмеренных параметров режима.

Результатом ОС является расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС на основе измерений параметров режима и данных о состоянии топологии схемы. Эта информация является входной для многих задач оперативного управления.

Одним из важных направлений развития информационной системы является использование распределенных средств синхронизированных векторных измерений (СВИ) напряжения, тока, мощности и частоты для решения задач мониторинга (WAMS - WideAreaMeasurementSystems), защиты (WAPS - WideAreaProtectionSystems) и управления (WACSWideAreaControlSystems). Построение и внедрение СВИ является существенным

дополнением и усовершенствованием текущего контроля режима энергосистемы, осуществляемого средствами ОИК центров управления.

Синхронизация и высокая точность измерений определяет широкий спектр возможностей ее применения:

- поддержание работы энергосистемы в реальном времени за счёт визуализации её состояния на обширной территории и увеличения информированности персонала,
- улучшение анализа и планирования режима ЭЭС,
- построение действующих в реальном времени автоматических систем, в т.ч. противоаварийных, охватывающих значительные территории, др.

Средства СВИ позволяют реализовать идентификацию, мониторинг и предупреждения об опасных ситуациях:

- по состоянию векторов напряжения (расхождение фазовых углов),
- по опасным колебаниям (малое затухание и большая энергия),
- по нестабильности частоты (изменение частоты по межсистемным связям),
- по нестабильности напряжения (зоны малого напряжения и чувствительность напряжения),
- по границам устойчивости.

Автоматизированная система сбора и обработки информации СМПР должна быть представлена на каждом объекте автоматизации (диспетчерском центре, подстанции, станции) двумя подсистемами - системой приема, обработки и хранения и системой межуровневого обмена информацией.

Информационная система должна строиться на принципах передачи только необходимой информации и произведение вычислений «на месте» обеспечит существенное снижение требований к пропускной способности каналов передачи данных и мощности центров обработки данных. Это позволит расширить применение технологии векторной регистрации параметров при управлении режимами энергосистем в реальном времени.

Коммуникационные интерфейсы. В рамках ИЭС ААС предусматривается построение единого информационного пространства, базирующегося на современных информационных и коммуникационных технологиях. Существующие на данный момент технологии передачи данных позволяют обеспечить практически любой требуемый интерфейс в части скорости и дальности передачи данных.

Наиболее соответствующим задачам ИЭС ААС является TCP/IP профиль (применение данного профиля является наиболее предпочтительным). TCP/IP профиль является широко распространенным в рамках текущих коммуникационных технологий.

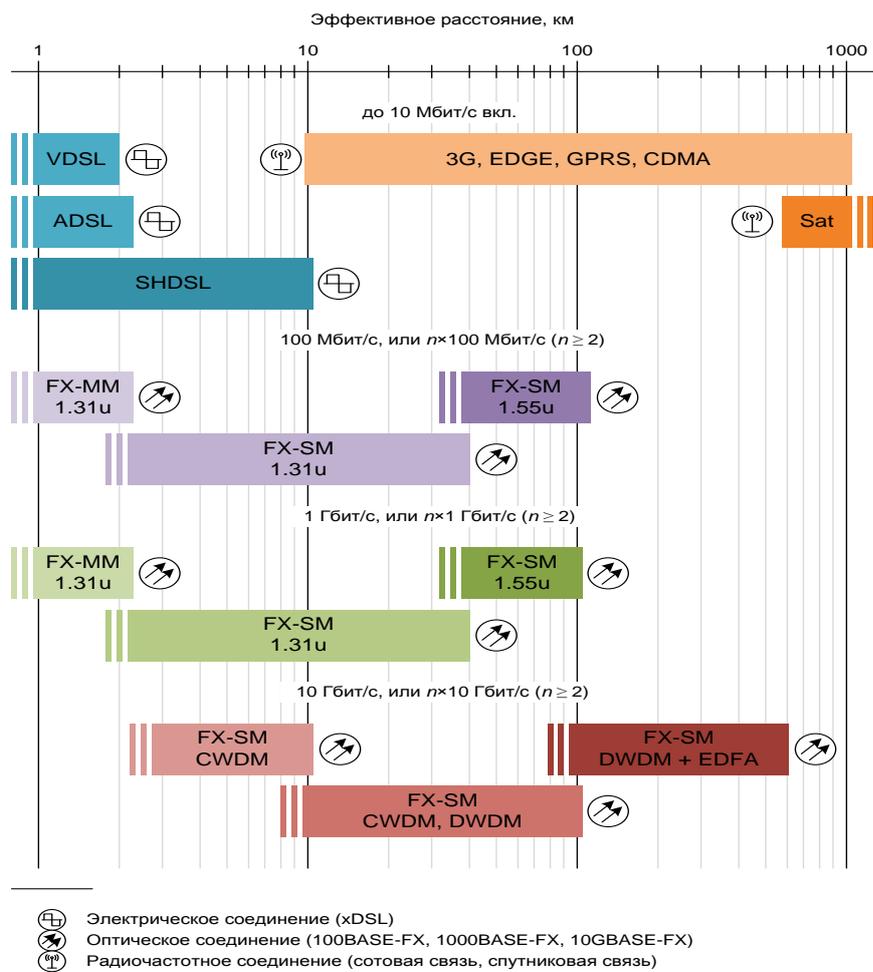


Рис.3.3.

Разработаны требования, которые позволяют унифицировать коммуникационные интерфейсы объектов и субъектов ИЭС ААС и, в то же время, обеспечить доступ к коммуникационной сети объекта независимо от его территориального расположения за счет использования инфраструктуры операторов

Информационные интерфейсы. Информационные интерфейсы элементов ИЭС ААС строятся на базе следующих положений:

- использование открытых международных стандартов ИЕС;
- унификация используемых информационных протоколов;
- единство информационного представления;
- самоидентификация.

Использование открытых международных стандартов ИЕС позволяет обеспечить необходимый уровень стандартизации и открытости системы. Унификация используемых

информационных протоколов позволяет упростить систему и уменьшить количество этапов обработки информации.

Единство информационного представления предусматривает унификацию формы представления сервисов и свойств информационных объектов, т.е. объекты одного типа, имеют определенный набор свойств, характерный всем устройствам данного типа независимо от производителя и особых свойств каждого объекта. Наличие функции самоидентификации предусматривает, что элемент ИЭС ААС предоставляет через собственный информационный интерфейс полный набор данных, достаточных для работы с ним (описание его функций, формат данных предоставляемых им, нормативно-справочная информация об устройстве и т.д.). Частным случаем данного подхода является концепция логических узлов в серии стандартов IEC 61850.

Единство представления информации, связанной с расчетами режимов, обеспечивается использованием СИМ-моделей (CommonInformationModel, IEC 61790, IEC 61968).

Все информационные интерфейсы ИЭС ААС условно разделены на следующие категории:

| Наименование интерфейса | Типовые элементы ИЭС ААС, обладающие данным интерфейсом |
|-------------------------------------|--|
| Объект технологического управления | Подстанция (генератор, распредел. сеть, крупный потребитель); FACTS устройство |
| Субъект технологического управления | Диспетчерский центр; Центр мониторинга |
| Объект операционной деятельности | Информационные порталы, обеспечивающие финансовую, коммерческую и административно-хозяйственную деятельность субъектов ИЭС ААС |
| Субъект операционной деятельности | Организации, задействованные в ИЭС ААС; Малые генераторы и потребители электроэнергии |

3.6. О применении технологии информационного облака

Одной из новейших, интенсивно разрабатываемых информационных технологий (ИТ), является технология информационного облака, виртуализирующее три основных объекта в информационной системе: компьютер, операционная система (ОС) и программное обеспечение.

Информационное облако позволяет создавать виртуальные машины и приложения, которые "отделены" от аппаратного обеспечения и конкретной ОС и доступны в любой точке информационной системы. ИЭС ААС, использующая данную технологию, будет иметь ряд дополнительных возможностей в части:

- информационного обмена для решения, в первую очередь, прикладных задач;
- снижения транспортных и логистических издержек;
- повышения эффективности управления ресурсами и уровня обслуживания пользователей, повышения надежности и масштабируемости;
- повышения производительности труда и сокращения персонала.

Использование технологии информационного облака позволит сформировать единый конкурентный рынок услуг для ИЭС ААС. С помощью такой технологии в ИЭС ААС может выполняться, например, одновременно несколько функций:

- Управление спросом;
- Привлечение распределенной генерации;
- Мониторинг и диагностика состояния оборудования;
- Информационный обмен в рамках хозяйственной деятельности организаций отрасли;
- и др..

Применение технологии информационного облака позволяет выполнять данные функции на уровне пользователя без необходимости реализовывать отдельные механизмы обмена.

Технологии информационного облака предоставляет информационный ресурс для решения задач в контуре технологического управления, например, РЗА, АСУ ТП. Однако открытость данной технологии делает эти возможности высоко рискованными и не может однозначно быть рекомендованной для равноценной замены, дублирования или резервирования используемых средств технологической связи. В любом случае, применение данной технологии требует решения вопросов информационной безопасности, и в зарубежной практике этому уделяется значительное внимание¹⁹.

3.7. Информационная безопасность

Повышение общего уровня информатизации энергетической сферы приводит к повышению риска возникновения ущерба (технического и экономического) от противоправных действий. Следует отметить, что информационная безопасность энергетической отрасли на данный момент оценивается как достаточно низкая и потенциально опасная (в мировой практике уже отмечены аварии, вызванные

¹⁹NERCReliabilitystandards – CriticalInfrastructureProtection (CIP).

противоправными действиями информационного характера). Поэтому обеспечение информационной безопасности (кибербезопасности) ИЭС ААС следует считать приоритетной задачей на протяжении всего жизненного цикла ИЭС ААС.

В рамках системы информационной безопасности (ИБ) должна быть учтена такая специфика ИЭС ААС, как работа в непрерывном активном режиме, приоритет задачи сохранения функциональности системы над задачей сохранения ее информационной безопасности.

Концепция информационной безопасности должна учитывать положения стандартов, разработанных группой IECTC57: IEC 61850, IEC60870, IEC 62351 в части безопасности коммуникационных протоколов, а также требования стандарта INLCyberSecurityProcurementLanguage 2008 и серии стандартов ISO/IEC 27000 в части общих принципов обеспечения безопасности цифровых систем управления.

Система обеспечения информационной безопасности ИЭС ААС реализуется в виде интегрированной информационной технологии, объединяющей оптимальным образом аппаратные, программные и организационные методы обеспечения ИБ, включая:

- барьерные методы (физическое ограничение доступа, разграничение прав пользователей, пароли, роли);
- традиционные средства (антивирусы и брэндмауэры);
- сбалансированное применение открытых и закрытых стандартов информационной безопасности;
- применение двухстороннего шифрования с открытым ключом на уровне коммуникационного протокола (транспортный уровень);
- электронные цифровые подписи (ЭЦП) и системы соответствующих удостоверяющих центров;
- экспертные средства на основе активного аудита.

В рамках работ по ИЭС ААС необходимо разработать взвешенную политику обеспечения информационной безопасности с учетом положений IEC 62351-8 в рамках которой следует:

- выделить фиксированное число уровней безопасности и сформировать единые требования для каждого из уровней безопасности, что обеспечит дифференцированный подход и уменьшит затраты на разработку средств защиты, обеспечит прозрачность взаимодействия объектов и субъектов;
- распределить все объекты и субъекты по уровням безопасности;

- определить организационные структуры, имена ответственных лиц и процесс периодических проверок действий в отношении информационной безопасности;
- разработать методы управления персоналом в области информационной безопасности, включая обучение, аттестацию и окончание работы по найму/перевод по службе;
- разработать процесс оценки информационной безопасности с точки зрения рисков, уязвимости и соответствия.

Двухстороннее шифрование с открытым ключом, ЭЦП и удостоверяющие центры. В рамках технологии PKI (publickeyinfrastructure, рекомендации X.509) информационный обмен между субъектом и объектом доступа организуется с использованием технологии шифрования с открытым ключом. Каждый участник информационного обмена обладает двумя комплиментарными ключами: ключом подписи (закрытым ключом) и ключом проверки (открытым ключом). Ключ проверки является открытой информацией и может передаваться по незащищенным информационным каналам. Информация, зашифрованная (подписанная) ключом подписи, может быть расшифрована с помощью ключа проверки. По ключу проверки восстановление ключа подписи возможно только путем подбора и требует значительных вычислительных ресурсов (не сопоставимых с ценностью самой информации).

Данная схема обеспечивает необходимый уровень безопасности при соблюдении условия, что каждый из субъектов имеет достоверную информацию о принадлежности того или иного открытого ключа конкретному субъекту ИЭС ААС.

При прогнозируемом объеме объектов и субъектов в рамках ИЭС ААС невозможно организовать одноуровневую модель обеспечения достоверной информацией. В связи с этим, предлагается использование схемы ИБ с доверризацией данных третьей стороной. Каждый объект и субъект ААС обладает достоверной информацией только об одном объекте ААС – центре доставеризации. Представленная ниже схема поясняет схему доверризации третьей стороной (рис. 3.4.).

После подтверждения прав субъекта на доступ к информации, предоставляемой объектом, и подтверждения субъекту, что он устанавливает соединение с интересующим его объектом, формируется двухсторонний шифрованный канал. Для шифрования генерируется одноразовый ключ (сеансовый ключ), который после разрыва сеанса связи далее не используется. В рамках ИЭС ААС предусматривается использование стандартного механизма шифрования (стандарт TLS).

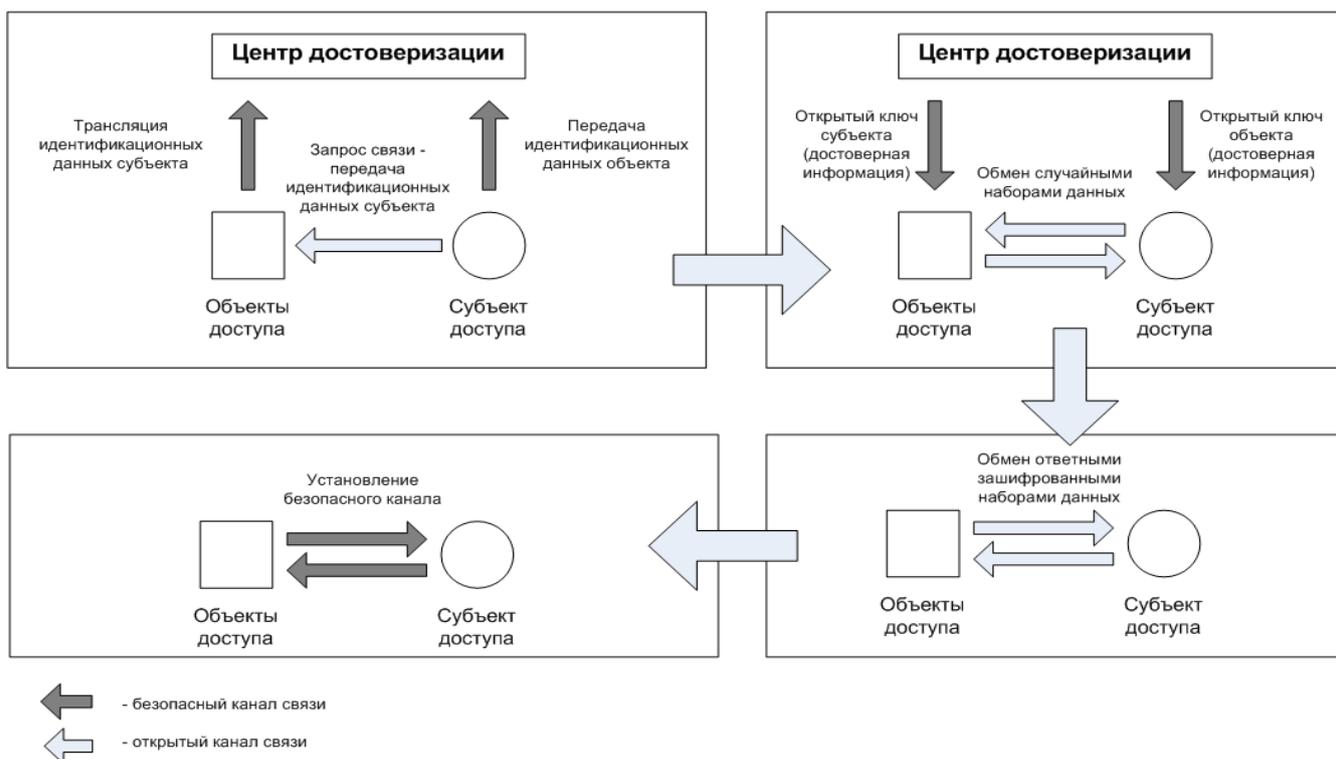


Рис.3.4.

Электронные и цифровые подписи (ЭЦП). Механизм ЭЦП позволяет подтвердить авторство и целостность передаваемой информации. В частности ЭЦП подписываются данные, не требующие конфиденциальности, но требующие подтверждения авторства, например таблица открытых ключей и их принадлежности объектам доступа. ЭЦП как правило формируется по всему объему защищаемой информации. Криптографические методы, положенные в основу ЭЦП, во многом схожи с механизмами шифрования с открытым ключом. Замечательным свойством ЭЦП является возможность передачи информации по незащищенным каналам с обеспечением целостности передаваемой информации – внесение изменений в защищаемую ЭЦП информацию невозможно, так как в таком случае при проверке будет обнаружено несоответствие информации и ЭЦП, с другой стороны сформировать корректную ЭЦП по измененному объему информации может только обладатель корневого сертификата ЭЦП (по сути закрытого ключа).

Разграничение прав пользователей и модель RBAC. Для обеспечения разграничения прав пользователей предусматривается использование механизма авторизации на базе подхода RBAC (role-based-access-control), в соответствии с целевыми для ИЭС ААС рекомендациями IEC 62351-8 (Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 8: Role-based access control).

В рамках данного подхода каждый субъект характеризуется «мандатом», содержащим перечень прав доступа к каждому объекту в его зоне работ. Указанный подход обеспечивает

с одной стороны необходимый уровень защиты данных, а с другой стороны простоту в эксплуатации системы обеспечения информационной безопасности. Подтверждение прав субъекта на доступ к объекту данных осуществляется в рамках доверизации третьей стороной, т.е. объект доступа не содержит в себе информацию о всех мандатах.

Активный аудит ИЭС ААС. Активный аудит (АА) как метод обеспечения информационной безопасности основывается на оценке поведенческих моделей субъектов ИЭС ААС: клиентов, процессов, ресурсов внешней среды, динамики информационных ресурсов - проявляющихся в процессе реализации целевой функции ИЭС ААС. АА позволяет обеспечивать функциональную замкнутость ИЭС ААС при условии детерминированности ее целевой функции. Это означает, что цель системы длительное время остается неизменной и не зависит от состояния внешней среды системы. При этом собственно внешняя среда не обязательно должна быть детерминированной. АА основывается на анализе истории любого определенного в системе информационного объекта и его взаимосвязи с другими информационными объектами (от момента его зарождения до момента уничтожения) на предмет обязательного ее соответствия заданным эталонам - шаблонам поведения. Информация о реализовавшихся связях и потреблении ресурсов информационной системы извлекается при помощи наблюдения, для чего в систему внедряются специальные процессы-агенты.

4. РАЗВИТИЕ ПРИНЦИПОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОТРЕБИТЕЛЕМ (ОПТОВЫМ И РОЗНИЧНЫМ)

4.1. Комплексный анализ технологических возможностей и экономических условий для активного управления электрической нагрузкой для разных типов потребителей

4.1.1. Концептуальные положения и принципы развития систем управления спросом крупных потребителей электроэнергии.

Управление спросом является важным фактором, влияющим на общую эффективность функционирования и развития энергосистемы, показатели системной надежности и надежности энергоснабжения конечных потребителей. На протяжении нескольких десятилетий задачи управления спросом (demandsidemanagement) ставились и решались в рамках централизованной и вертикально-интегрированной структуры электроэнергетики – как часть работы по комплексному планированию исследований (integratedresearchplanning) в энергосистеме или энергокомпании²⁰. При этом их энергетическая сущность остается неизменной при переходе к интеллектуальной энергетике.

Применительно к **нормальным режимам** работы энергосистемы задачи управления объемами и режимами электропотребления нацелены на снижение пиковой нагрузки с перераспределением ее части на другие часы и соответствующее изменение конфигурации (как правило - уплотнение) суточных графиков нагрузки потребителей. При этом выполняется системное обоснование эффективности мер по управлению спросом у отдельных потребителей (потребителей-регуляторов) через сопоставление:

- дополнительных капитальных затрат на стороне потребителя, необходимых для изменения существующего производственного цикла (продолжительность или последовательность операций, сменность);
- дополнительных эксплуатационных затрат у потребителя после перехода к измененному производственному циклу (например, увеличение затрат на оплату труда в ночную смену, повышенный расход сырья или материалов);
- экономии капитальных затрат в энергосистеме (у энергокомпании) за счет снижения необходимых вводов генерирующих и сетевых мощностей для

²⁰В отечественной науке теоретические и практические основы управления нагрузками потребителей в отечественной энергетике были заложены еще в 30-е годы прошлого столетия С. А. Кукель-Краевским, а позднее – И. М. Марковичем и И. А. Сыромятниковым. Разработанные на их основе методы (потребители-регуляторы, АЧР, САОН, графики аварийной разгрузки) широко применялись в ЕЭС СССР и продолжают использоваться в ЕЭС России при управлении нормальными и аварийными режимами работы электростанций и электрических сетей.

обеспечения максимума нагрузки и нормативного резерва, а в ряде случаев – и для прохождения периода минимальных суточных нагрузок (например, строительство линии для выдачи избытков мощности или ГАЭС для создания дополнительной нагрузки при работе в насосном режиме);

- экономии эксплуатационных затрат в энергосистеме за счет более равномерного режима работы АЭС и тепловых электростанций, что способствует снижению на ТЭС расходов и стоимости топлива на ночные пуско-остановы агрегатов, выработку электроэнергии, а также сокращению количества и длительности планово-профилактических ремонтов энергетического оборудования электростанций.

Традиционно экономическими инструментами для решения задач по управлению спросом являются дифференцированные тарифы электроэнергии, прежде всего - в суточном и сезонном разрезе. При этом стоимостные параметры ожидаемых системных эффектов сопоставляются с объемами упущенной выручки энергокомпании из-за снижения спроса.

Задачи управления спросом для **аварийных режимов** (включая послеаварийные и ремонтные) работы энергосистемы предполагают создание у потребителя возможностей для централизованного (в т.ч. автоматического) ограничения или отключения части его нагрузок в ситуациях аварийных или плановых снижений генерирующей мощности энергосистемы или пропускной способности электрических сетей из-за отказов или плановых ремонтов отдельных элементов. Для управления нагрузками в аварийных режимах используются средства противоаварийной автоматики.

Величина и состав нагрузок, заводимых под аварийное управление, а также графики аварийной разгрузки определяются с учетом технологических особенностей конкретного потребителя, в том числе минимально необходимого уровня энергоснабжения (технологическая и аварийная броня), предельно допустимых перерывов энергоснабжения для различных производственных процессов.

При системном обосновании эффективности мер по управлению нагрузками потребителей в аварийных режимах традиционно сопоставляются:

- удельные и абсолютные экономические ущербы у потребителей, возникающие при ограничении нагрузок (недополученная прибыль, дополнительный расход сырья или материалов, дополнительные ремонтные затраты из-за вынужденных остановов оборудования и проч.) – с учетом разной продолжительности ограничений и заблаговременности их введения;
- экономия капитальных и эксплуатационных затрат на создание дополнительных резервных мощностей генерирующих источников, а также на формирование

дополнительных резервов сетевых мощностей (например, разность затрат на подключение потребителя по принципу «n-1» или «n-2»).

Как было отмечено выше, накопленный опыт управления спросом ориентируется на централизованную модель управления нагрузками потребителей, реализуемую в рамках традиционной иерархии диспетчерского управления в ЕЭС России. Управляющие воздействия являются директивными и однонаправленными (от диспетчера к потребителю) и мотивируются соображениями системной надежности.

Технологические и структурные изменения, произошедшие в последнее время в электроэнергетике разных стран, не изменили энергетической сути задач управления спросом. Однако они уже начали формировать новый тренд активного поведения потребителей в результате изменения их функциональности в энергосистеме и самой экономической (рыночной) среды в электроэнергетике. Именно эти изменения являются одними из основных драйверов развития интеллектуальной энергетики:

1). Расширение возможностей для обеспечения собственного электропотребления на базе развития собственных ресурсов: генерирующих источников и систем хранения электроэнергии. Заметное сглаживание эффекта масштаба за счет удешевления строительства распределенной генерации и ко-генерации при одновременном повышении их экономичности повышает экономическую привлекательность локализации источников электроэнергии²¹, а в ближайшее время стоимостной порог будет снижен и для массового применения аккумулирующих технологий.

Фактически, на уровне потребителя (прежде всего это относится к крупным потребителям) формируется собственная энергосистема, объединяющая его собственные генерирующие (аккумулирующие) источники, распределительные сети и энергопотребляющие устройства и являющаяся еще одним уровнем в иерархии управления и диспетчеризации в электроэнергетике.

2). Развитие конкурентных рынков электроэнергии и выход на них крупных потребителей, рост объемов спотовой торговли «на сутки вперед» с высокой изменчивостью цен делают неэффективными прежние тарифные механизмы управления спросом с фиксированными уровнями и периодами внутрисуточной дифференциации тарифов. Решение об изменении графика нагрузки принимается самим потребителем, а его количественные параметры оперативно (но в пределах технологических возможностей) изменяются с учетом волатильности спотовой цены.

²¹ Во многих странах для распределенной генерации на базе возобновляемой энергетики этому способствует также активная (налоговая, инвестиционная, тарифная) экономическая поддержка ВИЭ со стороны государства.

Таким образом, в конкурентной среде приоритетным критерием для принятия решений по изменению режимов электропотребления является уже не общесистемный экономический эффект, который получает энергосистема, а текущий коммерческий эффект, получаемый потребителем – в виде минимизации расходов на покупку электроэнергии на рынке.

Максимально возможный учет этих условий при создании ИЭС ААС в полной мере отвечает принципу клиентоориентрованности интеллектуальной электроэнергетики, в соответствии с которым потребитель получает и максимально эффективно использует широкие возможности для оптимизации своего поведения в нормальных и аварийных режимах работы энергосистемы и выбора:

- режима своего электропотребления в соответствии с необходимостью выполнения своих производственных планов по выпуску продукции, оптимизируя свои затраты на покупку электроэнергии с внешних рынков;
- степени своего активного участия в предоставлении системных услуг, совершенствуя свои внутренние возможности по регулированию режимов электропотребления с выделением управляемых активных и реактивных нагрузок (мощностей) для управления системным оператором;
- режима загрузки собственных генерирующих источников (при их наличии), для активного формирования параметров своего участия в покупке/продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках.

Как показано в таблице 4.1, развитие систем управления спросом при создании ИЭС ААС позволит, наряду с традиционными вариантами централизованного управления нагрузками со стороны энергосистемы, задействовать еще один уровень децентрализованного управления спросом у самого потребителя.

Соответствующие ему варианты управления графиками нагрузки и объемами участия в регулировании режимов энергосистемы основываются на мониторинге ценовой ситуации на рынках электроэнергии и системных услуг. При наличии собственных источников производства (хранения) электроэнергии задача управления спросом на уровне самого потребителя в нормальных режимах решается совместно с задачей оптимизацией их использования. Для аварийных режимов рассматриваются новые возможности полного или частичного самообеспечения нагрузок – с переходом к автономной работе собственных источников.

Таблица 4.1 – Варианты управления спросом крупных потребителей в нормальном и аварийных режимах

| Уровень управления | Нормальный режим | Аварийные (в т.ч. послеаварийные и ремонтные) режимы |
|--|--|--|
| Энергосистема (централизованное управление спросом) | Заблаговременное изменение суточного графика работы потребителей-регуляторов по предварительно составленному плану Автоматическое изменение нагрузок потребителей-регуляторов на основе мониторинга и анализа параметров энергосистемы и потребителей | Автоматическое выборочное ограничение нагрузки централизованно или средствами противоаварийной автоматики Неавтоматическое ограничение нагрузки с предупреждением по заблаговременно составленному графику |
| Потребитель (децентрализованное управление спросом) | Оперативное изменение суточного графика потребления/собственного производства/продажи электроэнергии на основе динамики рыночных цен | Оперативное изменение объемов участия в регулировании режимов энергосистемы собственными мощностями/нагрузками с учетом стоимости системных услуг Переход к автономному обеспечению всей или части собственной нагрузки в случае системных аварий |

С учетом технологического разнообразия производственных процессов, существующих возможностей и ограничений по управлению собственными нагрузками и участия в управлении режимами энергосистемы создание интеллектуальных систем электроснабжения крупных потребителей (ИСЭ) должно рассматриваться в виде самостоятельных инвестиционных проектов и сопровождаться комплексным технико-экономическим обоснованием эффективности перехода к более активному поведению в энергосистеме. Состав задач, которые необходимо решить при подготовке такого обоснования, включает в себя:

1). Разработку типовой схемы анализа существующей системы электроснабжения, учитывающей:

- состав энергопотребляющего оборудования и его режимные характеристики;
- наличие и параметры собственных генерирующих источников;
- схемы коммутации с внешними системами передачи электроэнергии;
- особенности внутренней системы распределения электроэнергии;

- характеристику системы управления собственными нагрузками и мощностями как части контура диспетчеризации энергосистемы и особенности участия в режимах функционирования энергосистемы;
- систему коммерческого учета и особенности участия на оптовом рынке электроэнергии и мощности;
- анализ показателей эффективности и надежности существующей схемы электроснабжения, возникающие риски в условиях развития и модернизации производства.

2). Разработку типовой модели для интеллектуальной системы электроснабжения и управления спросом, объединяющей:

- схемы интеллектуального управления режимами электропотребления с учетом разных типов энергопотребляющих устройств и их маневренных характеристик, технических средств контроля и управления нагрузкой, а также накопителей электроэнергии;
- алгоритмы интеллектуального управления электроснабжением (диспетчеризации) у крупного потребителя, включая оптимизацию объемов электропотребления, автоматизацию управления нагрузками и собственной генерацией крупного потребителя, интеграцию с автоматизированной системой управления производственными процессами предприятия.

3). Разработку типовой модели двустороннего взаимодействия крупного потребителя с коммерческой инфраструктурой оптового рынка на базе систем интеллектуального учета электроэнергии и обеспечение их активной роли в управлении электроснабжением.

4). Разработку типовой модели активного взаимодействия с внешней питающей сетью, включая:

- схемы коммутации и активно-адаптивного взаимодействия крупного потребителя с системами передачи и распределения электроэнергии на базе новых технических средств управления режимами и надежностью энергоснабжения в сети;
- алгоритмы интеллектуального поведения и схемы информационного взаимодействия крупного потребителя как активного элемента передающей и распределительной интеллектуальной сети.

5). Разработку типовой модели взаимодействия с диспетчерской инфраструктурой и активного участия в обеспечении системной надежности, а также надежности и качества собственного энергоснабжения, включая:

- схемы интеллектуального управления качеством и надежностью энергоснабжения потребителя с учетом разных требований по типам энергопотребляющих устройств, объемов и технических параметров собственной генерации, разных типов технических средств компенсации реактивной мощности, гармонических колебаний и иных возмущений;
- схемы активного участия потребителя в управлении нормальными, предаварийными, аварийными и послеаварийными режимами в энергосистеме, включая разные типы средств защиты и противоаварийной автоматики, возможности отключения нагрузок или переход к автономному электроснабжению;
- алгоритмы взаимодействия и информационного обмена между контурами управления режимом у крупного потребителя и энергосистемы.

б). Обоснование эффективности реализации проекта по интеллектуализации системы энергоснабжения крупного потребителя с оценкой затрат и выгод реализации проекта и определением:

- предпочтительных технических средств для интеллектуального управления нагрузкой, собственной генерацией, повышения качества и надежности электроснабжения;
- эффективных масштабов и технических средств для участия в управлении режимами энергосистемы;
- предпочтительных алгоритмов и систем управления собственными нагрузками и мощностями и взаимодействия с внешней питающей сетью.

4.1.2. Принципы и требования (условия) организационно-технологического взаимодействия крупных потребителей с активно-адаптивным управлением нагрузками с другими компонентами энергосистемы.

Обеспечение нового, «интеллектуального» качества управления спросом требует комплексных инженерных решений на стороне потребителя, перехода на новый уровень автоматизации, информационной оснащенности и оперативности выработки и реализации управляющих воздействий на различные типы энергопотребляющих устройств и собственные источники производства (хранения) электроэнергии. При этом изменятся принципы и условия организационно-технологического взаимодействия крупных потребителей с активно-адаптивным управлением нагрузками на уровнях управления в интеллектуальной энергосистеме:

- центрами активного управления внешней сети (по отношению к потребителю);

- центрами диспетчерского управления режимами энергосистемы;
- коммерческой инфраструктурой оптового рынка.

Взаимодействие с центрами управления внешней сети должно обеспечить полную технологическую интеграцию энергетической системы потребителя (включая энергопотребляющие устройства, собственные генерирующие и объединяющие их внутренние сети) в энергосистему и выполнение целевых требований по надежности энергоснабжения.

При этом особое внимание необходимо уделять оптимизации схем коммутации внешних и потребительских сетей для электроснабжения цехов, производственных участков и непромышленных нужд с различной приоритетностью ограничения/отключения. Так, на одни сборные шины не должны коммутироваться энергопотребляющие устройства разных категорий надежности; особый режим коммутации для наиболее ответственных нагрузок (технологическая и аварийная бронь) должен позволять обеспечивать их электроснабжение от резервных или независимых генерирующих источников в случаях системных аварий и нарушений внешнего питания.

Оптимальные схемы коммутации, дополненные системами автоматического управления переключениями, являются важной технической составляющей в оперативном управлении режимами электропотребления и аварийными ограничениями нагрузок.

Технические устройства и системы управления режимами во внешней сети должны обладать высокой адаптивностью к изменению объемов и направления потоков мощности, передаваемой или получаемой от потребителя, и оперативно учитывать их при оптимизации загрузки элементов сети.

Для этого, в частности, необходимо развитие средств интеллектуального двустороннего учета электроэнергии с передачей в реальном времени информации о поставке из сети электроэнергии для потребителя (или о получении от него электроэнергии). Помимо этих данных двусторонний обмен информацией в темпе процесса между управляющими центрами сети и потребителя должен включать в себя также данные о состоянии внешних питающих центров и линий, собственных потребляющих и генерирующих объектов у потребителя, дополненные информацией о текущих и планируемых объемах покупки/продажи потребителем электроэнергии на рынке.

Основной целью **взаимодействия с центрами диспетчерского управления энергосистемой** является оптимизация сочетания централизованных и децентрализованных мер по управлению спросом.

Допустимый объем централизованного воздействия на нагрузки и режимы электропотребления со стороны энергосистемы в нормальных и аварийных режимах будет

различным для разных групп и категорий потребителей в зависимости от способа использования электроэнергии, возможности регулирования активной и реактивной нагрузки, а также требуемой надежности получения из сети качественного продукта (электроэнергии). Параметры внешних диспетчерских инициатив являются обязательными для их выполнения потребителем в аварийных режимах (в том числе автоматизированного, через устройства противоаварийной автоматики), когда централизованное управление нагрузками со стороны энергосистемы является приоритетным.

В то же время в нормальных режимах участие потребителей в поддержании системной надежности носит коммерчески мотивированный характер и определяется конъюнктурой рынка системных услуг. Исходя из текущей стоимости различных видов регулирования и параметров своих энергопотребляющих устройств и собственных генерирующих источников, потребитель самостоятельно оптимизирует свое участие в предложении системных услуг (при выполнении минимальных общесистемных требований, сформулированных системным оператором).

Индивидуальные особенности управления спросом для крупных потребителей должны учитываться при разработке технических условий и схем их присоединения к сети и отражать согласованные в договоре условия подключения (в том числе экономические), степень участия в регулировании баланса, надежности и качества в нормальных и аварийных режимах.

При этом между диспетчерским центром энергосистемы и локальным управляющим центром у потребителя необходимо в темпе процесса обеспечить двусторонний обмен информацией о состоянии собственных потребляющих и генерирующих объектов, средств противоаварийной автоматики у потребителя, дополненной информацией о текущих и планируемых объемах предложения на рынке системных услуг.

Все решения по автоматизированному технологическому управлению в локальной энергосистеме (на уровне крупного потребителя, города) требуют согласования с Системным оператором.

Взаимодействие с коммерческой инфраструктурой оптового рынка должно обеспечить переход к динамическому ценообразованию, позволяющему оперативно (вплоть до режима реального времени) оптимизировать объемы покупки электроэнергии за счет:

- изменения потребляемой мощности;
- вовлечения ресурсов собственной генерации;
- обратной продажи избытков электроэнергии на рынок.

Для этого потребуются внедрение интеллектуальных систем АСКУЭ у потребителей, способных решать задачи экономической оптимизации режимов и интегрированных с

промышленными EMS-системами управления энергопотреблением (energymanagementsystem), позволяющими оперативно изменять производственную и вспомогательную нагрузку в ответ на изменение ценовой ситуации на оптовом рынке.

Активное поведение потребителей, способных выступать на рынке в роли, как покупателей, так и продавцов электроэнергии потребует изменения процедур формирования коммерческого баланса спроса и предложения и создания нового формата двустороннего информационного обмена между коммерческим оператором рынка и диспетчерским центром потребителя.

Специальное внимание должно быть уделено созданию интеллектуальных систем управления спросом на электрическую и тепловую энергию в городах и у крупных потребителей с собственными ресурсами генерирующих мощностей, основанных на использовании роботизированных автоматизированных торговых систем, позволяющих организовать местные (локальные) рынки электроэнергии и реализующих следующие функции:

- создание виртуальных электростанций с общим локальным центром управления;
- создание местных рынков электроэнергии и системных услуг на городских территориях со встроенной автоматизированной торговой системой;
- автоматизацию операций конкурентных торгов (аукциона) на местной торговой площадке посредством внедрения мультиагентных технологий;
- управление режимами локальной энергосистемы при ее отделении в результате аварии (режим острова).

В условиях рынка в управлении режимами такой локальной энергосистемы на первое место выходят экономические факторы, определяющие интересы участников торговых отношений на местной торговой площадке, при безусловном выполнении требований надежности. Основным механизмом согласования интересов покупателей и продавцов электроэнергии на местной торговой площадке является механизм аукциона.

Работа аукциона по продаже электроэнергии на местном рынке организуется трейдером, работающим с интеллектуальной автоматизированной торговой системой, на базе мультиагентных технологий. Основными преимуществами использования мультиагентных технологий в автоматизированной торговой системе местного рынка являются:

- высокая точность выполнения сложных расчетов;
- высокая скорость расчетов, недоступная трейдеру;
- способность роботов (агентов) учитывать множество факторов, влияющих на ситуацию на местном рынке, и перерабатывать большие объемы информации;

- способность торговых роботов (агентов) интенсивно работать в непрерывном режиме.

Автоматизированная торговая система использует финансовые математические методы решения сложных оптимизационных задач. Это позволяет зарабатывать деньги на местном рынке и продавцам, и покупателям, и, с другой стороны, вводит механизм конкуренции с оптовым рынком электроэнергии.

4.2. Управление качеством и надежностью электроснабжения в ИЭС ААС с использованием новых технологий

Управление качеством электроснабжения – совокупность организационных, методических, технических мероприятий по достижению установленных показателей качества электроэнергии и надежности электроснабжения с целью обеспечения допустимого функционирования электроустановок потребителей и оборудования электрических сетей.

В зарубежной практике применяется термин “качество обслуживания потребителей электрической энергией”. Это, по сути, является одной из важнейших целей и назначением ИЭС ААС. В понятие качество обслуживания включаются: *надежность электроснабжения, качество электрической энергии, обеспечение потребителя информацией*, дающей возможность потребителям выбирать необходимый им режим с учетом экономических интересов. Для этого необходимо обеспечить потребителей информацией о качестве электрической энергии, надежности поставок электроэнергии, о дополнительных услугах, касающихся качества и надежности, и соответствующих затратах. Потребителями электрической энергии являются не только конечные потребители, использующие электрическую энергию для работы электрооборудования, но и потребители на границе раздела сетей. Качественное обслуживание электрической энергией - это то, что должен иметь потребитель в конечном итоге в интеллектуальных электроэнергетических системах: на основе имеющейся информации о тарифах с целью получения экономической выгоды получать электрическую энергию нужного качества с достаточной для потребителя надежностью.

Учитывая современное состояние различных сторон проблемы качества электрической энергии, экономические условия функционирования электроэнергетики, для решения задач управления качеством электроэнергии и надежностью электроснабжения необходимо решить следующие первоочередные задачи:

1. Провести оценку современного состояния качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей с целью выявления и анализа причин, вызывающих снижение качества и надежности, оценки соответствия качества и надежности

требованиям существующих нормативных документов, наличия средств управления качеством электрической энергии, надежностью и обеспечения потребителей соответствующей информацией;

2. Разработать пакет нормативных документов (стандартов, регламентов и др.), касающихся качества электрической энергии, надежности электроснабжения, обеспечения потребителей информацией о качестве и надежности в ИЭС ААС, представляющих собой комплекс взаимосвязанных документов, объединенных общей целевой направленностью и устанавливающих согласованные требования;

3. Разработать пакет юридических документов, устанавливающий ответственность всех субъектов электроэнергетики за обеспечение качества электрической энергии, надежности и обеспечении потребителей соответствующей информацией, правила предъявления претензий в случае некачественного обслуживания потребителей, оценки ущерба, невыполнения обязательств и требований качественного обслуживания;

4. Разработать пакет документов, касающихся экономических вопросов качественного обслуживания потребителей электрической энергией: методики, программы расчета экономических показателей для оценки качества электрической энергии и надежности электроснабжения, оценки ущерба из-за некачественного обслуживания, несоблюдения требований нормативных документов в этой сфере;

5. Разработать программу технического и информационного обеспечения ИЭС ААС для качественного обслуживания потребителей электрической энергией, которая бы включала создание системы мониторинга качества электрической энергии и надежности в режиме реального времени, для целей прогнозирования в планируемых режимах при изменении нагрузки и схем сетей, разработку интеллектуальных систем поддержки принятия решений по качеству и надежности электроснабжения, позволяющие анализировать режим и принимать решения для управления качеством электрической энергии, разработку методик, программ, технических проектов по разработке технических средств для управления качеством и надежностью, как хорошо зарекомендовавших себя, так и на основе новых технологий.

Некоторые конкретные положения и направления работ при создании ИЭС ААС:

1. Переход к клиентоориентированной системе электроснабжения, когда потребитель выступает в качестве активного участника технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии, а его заинтересованность в этом процессе проявляется через систему технических и экономических факторов управления электроэнергетической системой.

2. Создание системы информационной обеспеченности:

- энергосистемы о состоянии параметров функционирования ЭЭС;
- потребителей в части состояния надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

3. Технические и экономические аспекты управления качеством электроснабжения должны найти нормативно-методическое и правовое отражение, регулирующие взаимодействие субъектов электроэнергетики (участников рынка), в том числе через регламент по электромагнитной совместимости, договора электроснабжения, техническую обеспеченность электроэнергетической системы, поддерживающую такое взаимодействие, технические требования (нормы) к условиям взаимодействия.

Надежность электроснабжения и качество электроэнергии должны стать услугой с учетом обоснованных затрат электросетевой компании по поддержанию электрических сетей на уровне, обеспечивающем надлежащие надежность и качество электроэнергии, с одной стороны, и вероятного ущерба для потребителя при определенном уровне надежности – с другой. Потребитель должен иметь возможность выбора уровня надежности и качества электроэнергии.

4. Необходимо провести классификацию потребителей по ряду факторов:

- степени влияния системы электроснабжения на работу электроустановок при показателях качества электроэнергии, не соответствующих установленным требованиям (в т.ч. с учетом кумулятивного эффекта);
- степени влияния потребителей на изменение показателей качества электроэнергии (в т.ч. с учетом распространения электромагнитных помех по электрической сети);
- чувствительности к перерывам в электроснабжении, в т.ч. кратковременным, и способности сохранять и продолжать нормальную работу электроустановок после восстановления электроснабжения;
- присоединенной мощности нагрузки (крупные, средние, бытовые и мелкомоторные сектора);
- виду технологического процесса потребителя;
- по условиям технологического присоединения, в т.ч. с учетом специфики ответственных потребителей (степень резервирования схемы электроснабжения, наличие собственных источников бесперебойного питания).

Расширенная классификация потребителей приведена в таблице 4.2.

5. Необходимо создать систему интеллектуального сбора, передачи и первичного анализа показателей качества электроэнергии с учетом:

- опыта внедрения и эксплуатации АСКУЭ в электрических сетях и перспективного развития АСУ ТП объектами;

- внедрения средств управления и обеспечения качества электроэнергии (в т.ч. AMR/AMI²²) с возможностью воздействия на топологию электрической сети, схему электроснабжения потребителей при выходящих за нормативы показателей качества электроэнергии в точках присоединения потребителей и точках поставки электроэнергии системой;
- формализации единых информационных и технологических стандартов для всех субъектов – пользователей системы, в том числе единого интерфейса и протоколов информационного обмена.

Задачи управления качеством электроэнергии должны быть построены на:

- основе мониторинга (непрерывный контроль) показателей качества электроэнергии на всех уровнях производства, передачи, распределения (в т.ч. трансформации) и потребления электроэнергии;
- методике оценки взаимосвязи качества электрической энергии, надежности электроснабжения;
- методике оценки состояния системы электроснабжения по качеству электрической энергии;
- информационном обеспечении электросетевых компаний и потребителей;
- методах оценки влияния качества электроэнергии на режимы работы электроустановок потребителей и оборудования электрических сетей, развития соответствующих методов диагностики;
- установлении требований к потребителю и системе;
- применении технологии синхронизированных векторных измерений для мониторинга и управления качеством электроснабжения (WAMS- технологии);
- развитии методов обнаружения источников, влияющих на изменение показателей качества электроэнергии (как со стороны потребителей, так и со стороны энергосистемы);
- методах оценки влияния перерывов в электроснабжении, в т.ч. кратковременных, потребителей на возможность сохранения и восстановления нормальной работы электроустановок после восстановления электроснабжения;
- статистической базе данных измерений, что позволит прогнозировать процессы в электрической системе, определить ожидаемые уровни показателей качества электроэнергии в будущем, предупреждать развитие аварийных ситуаций, снизив, таким образом, риск возникновения ущерба поставщика и/или потребителя, за счёт вовремя

²² Automated meter reading (AMR), Advanced metering infrastructure (AMI)

разработанных, обоснованных и вовремя примененных мероприятий по недопущению ухудшения качества электроэнергии;

- разделении ответственности за обеспечение показателей качества электрической энергии и надежности электроснабжения между поставщиком и потребителем электроэнергии.

- оценке влияния качества электроэнергии на надежность электроснабжения.

Для ненормируемых показателей качества электроэнергии, к которым относятся провалы напряжения, в том числе и перерывы электроснабжения, временные перенапряжения и импульсы напряжения, рассчитывается частота событий по формуле (например, для провалов напряжения)

- $F_{\text{пр}} = m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}}) / M,$

- где $m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}})$ – число провалов напряжения глубиной $\delta U_{\text{пр}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{пр}}$ за период времени наблюдения T ;

- M – суммарное число провалов напряжения за период времени наблюдения T ,

- $\delta U_{\text{пр}}$ и $\Delta t_{\text{пр}}$ – измеряемые параметры качества электроэнергии.

Таблица 4.2 - Расширенная классификация потребителей

| № | Классификационная группа | Классификационный признак | Список элементов классификатора | Режим энергосистемы, для которого осуществляется регулирование |
|----|--------------------------|---------------------------|---|--|
| 1. | 1. | Тип потребителя. | 1. Промышленное производство. 2. Строительство. 3. Производственные нужды сельского хозяйства. 4. Транспорт и связь. 5. Домашние хозяйства и сфера услуг. | Для любого режима энергосистемы |
| 2. | | Мощность потребителя | 1. Заявленная мощность до 15 кВт. 2. Заявленная мощность от 15 кВт до 150 кВт. 3. Заявленная мощность от 150 кВт до 750 кВт. 4. Заявленная мощность свыше 750 кВт. | Для любого режима энергосистемы |

| № | Классификационная группа | Классификационный признак | Список элементов классификатора | Режим энергосистемы, для которого осуществляется регулирование |
|----|--------------------------|---|--|--|
| 3. | 2. | Способность сохранять нормальную работу электроустановок при показателях качества электроэнергии не соответствующих установленным требованиям (в т.ч. с учетом кумулятивного эффекта) | 1. Энергосистема 2. Потребитель | Для любого режима энергосистемы |
| 4 | 3. | Степень влияния на изменение показателей качества электроэнергии (в т.ч. с учетом распространения электромагнитных помех по электрической сети) | 1. Энергосистема 2. Потребитель | Для любого режима энергосистемы |
| 5. | 4. | Способность к сохранению и восстановлению нормальной работы электроустановок потребителей при перерывах электроснабжения, в т.ч. кратковременных | 1. Допустимая частота перерывов электроснабжения, в т.ч. кратковременных 2. Длительность восстановления нормальной работы электроустановок после перерывов в электроснабжении 3. Длительность нормальной работы электроустановок при потере электроснабжения, в т.ч. кратковременной | Для любого режима энергосистемы |
| 6. | 5. | Степень неравномерности графика нагрузки (суточного, недельного, годового) потребителя | 1. Резко неравномерный ($\alpha < 0,4$). 2. Неравномерный ($0,4 < \alpha < 0,6$). 2. Малая степень неравномерности ($0,6 < \alpha < 0,8$). 4. Равномерный ($\alpha > 0,8$) | Нормальный режим энергосистемы |
| 7. | | Степень заполнения графика нагрузки (суточного, недельного, годового) потребителя | 1. Слабо заполненный ($k_3 < 0,7$). 2. Средне заполненный ($0,7 < k_3 < 0,9$) 3. Плотный ($k_3 > 0,9$) | Нормальный режим энергосистемы |

| № | Классификационная группа | Классификационный признак | Список элементов классификатора | Режим энергосистемы, для которого осуществляется регулирование |
|-----|--------------------------|---|---|--|
| 8. | | Степень участия максимума нагрузки потребителя в максимуме нагрузки энергосистемы | <ol style="list-style-type: none"> 1. Максимум нагрузки потребителя и энергосистемы не совпадают ($k_M < 0,4$). 2. Максимум нагрузки потребителя и энергосистемы частично совпадают ($0,4 < k_M < 0,65$). 3. Максимум нагрузки потребителя и энергосистемы практически совпадают ($0,65 < k_M < 0,9$). 4. Максимум нагрузки потребителя и энергосистемы полностью совпадают ($k_M > 0,9$) | Нормальный режим энергосистемы |
| 9. | | Закономерность графика нагрузки | <ol style="list-style-type: none"> 1. Коэффициент заполнения графика из суток в сутки меняется незначительно. 2. Коэффициент заполнения графика из суток в сутки существенно изменяется. | |
| 10. | 6. | Вид технологического процесса потребителя | <ol style="list-style-type: none"> 1. Процесс неизменяем. 2. Процесс одинаков для каждого цикла, но за счет изменения времени начала цикла (скользящий график включения) можно перенести нагрузку с часов максимальной нагрузки энергосистемы; 3. Процесс непрерывен и несдвигаем, но продукция различна по электроемкости, а сам процесс регулируем по интенсивности; 4. Процесс допускает прерывание или остановку; 5. Процесс свободен от ограничений на снижение нагрузки. | Для любого режима энергосистемы |
| 11. | | Время, необходимое для реализации ситуационного снижения или отключения нагрузки (заблаговременность предупреждения). | <ol style="list-style-type: none"> 1. 0 часов; 2. 1 час; 3. 3 часа; 4. 8 часов; 5. 24 часа. | Предаварийный и аварийный режимы |

| № | Классификационная группа | Классификационный признак | Список элементов классификатора | Режим энергосистемы, для которого осуществляется регулирование |
|-----|--------------------------|---|--|---|
| 12. | | Объем допустимого снижения нагрузки без нарушения хода технологического процесса (или при минимальных нарушениях) | 1. 0 %; 2. 10 %; 3. 30 %; 4. 50 %; 5. 75 %; 6. 100 %. | Предаварийный режим |
| 13. | | Максимально возможная длительность внезапных отключений, не приводящая к срыву технологического процесса | 1. не более 1 секунды; 2. кратковременно (не более 1 минуты); 3. 30 минут; 4. не ограничена (более 30 минут). | Аварийный режим |
| 14. | | Величина удельного ущерба от перерывов в электроснабжении в случае внезапных отключений | | Аварийный режим |
| 15. | 7. | Степень участия конечного потребителя в регулировании | 1. Отсутствует. 2. Установки потребителя регулируются извне (энергосистемой, энергосбытовой компанией и т.д.). 3. Установки потребителя регулируются самим потребителем. 4. Совместное регулирование с разделением функций. | Для любого режима энергосистемы |
| 16. | | Наличие у потребителя собственного источника генерации электроэнергии | 1. Собственный источник отсутствует. 2. У потребителя имеется собственный источник, который не выдает энергию в сеть. 3. У потребителя имеется собственный источник, который выдает энергию в сеть. 4. У потребителя имеется собственный резервный или аварийный источник питания | Для любого режима энергосистемы Предаварийный и аварийный режимы |

| № | Классификационная группа | Классификационный признак | Список элементов классификатора | Режим энергосистемы, для которого осуществляется регулирование |
|-----|--------------------------|---|---|---|
| 17. | 8. | Вид эффекта получаемого при регулировании | <ol style="list-style-type: none"> 1. Снижение нагрузки в часы максимума. 2. Увеличение нагрузки в часы провала. 3. Снижение нагрузки в часы максимума и увеличение в часы минимума. 4. Поддержание баланса энергосистемы (ограничение нагрузки). 5. Сохранение баланса энергосистемы (отключение нагрузки). | <p>Нормальный режим энергосистемы</p> <p>Предаварийный и аварийный режимы</p> |
| 18. | | Период регулирования | <ol style="list-style-type: none"> 1. Суточный. 2. Недельный. 3. Сезонный. | Нормальный режим энергосистемы |
| 19. | 9. | Способы мотивации потребителей. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Экономические. 2. Административные. | Для любого режима энергосистемы |
| 20. | | Виды тарифов. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Одноставочные. 2. Двухставочные. 3. Дифференцированные по времени. 4. Ступенчатые 5. Учитывающие частоту возможных отключений или ограничений нагрузки, их продолжительность и заблаговременность предупреждений. 6. С поощрительными выплатами при снижении или отключении нагрузки. | <p>Нормальный режим энергосистемы</p> <p>Предаварийный и аварийный режимы</p> |

5. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

5.1. Распределенная генерация

5.1.1. Принципы развития распределенной генерации

Распределенная генерация подразумевает:

- распределение генерирующих источников по сети общего назначения, при котором они приближены к узлам потребления электроэнергии;
- наличие многих потребителей, которые производят электрическую энергию для собственных потребностей, направляя ее излишки в общую сеть;
- координированное управление генерирующими источниками, использующее возможности ИЭС ААС в целях повышения надежности и качества электроснабжения всей совокупности потребителей с учетом их индивидуальных требований.

Принцип распределенной генерации диктует величины установленных мощностей электростанций, в большинстве случаев до десятков мегаватт. При таких мощностях экономические преимущества имеет использование газотурбинных установок (ГТУ), как в составе газотурбинных электростанций (ГТЭС), так и вместе с паротурбинными установками (ПТУ) на комбинированных парогазовых электростанциях (ПГЭС); при меньших мощностях – использование газопоршневых или дизельных установок (ГПУ, ДУ, соответственно – ГПЭС, ДЭС). Все такие установки выпускаются отечественной и зарубежной электропромышленностью в значительном числе модификаций.

Основная область их применения в РФ – большие распределительные сети с высокой плотностью нагрузки и ограниченными возможностями развития самой сети – в крупных городах и мегаполисах. Методика определения экономической целесообразности повышения экономичности и надежности электроснабжения объектов производственной сферы с использованием распределенной генерации должна быть разработана.

В Москве и Московской области на начало 2011 г., с учетом районных тепловых электростанций (РТЭС), суммарная электрическая суммарная мощность ГТУ и ГПУ приближается к 1000 МВт (табл. 5.1).

Таблица 5.1

| Объект | Характеристика электростанции | МВт |
|------------------------------|--|-----|
| ТЭС «Международная» | По две парогазовых установки (в каждой два ГТУ и один ПТУ) | 236 |
| ТЭС «Лыково» | | 262 |
| ГТЭС «Коломенское» | ГТЭС (3 генератора по 45,3 МВт) | 136 |
| РТЭС-3 «Зеленоград» (МОЭК) | ГТЭС (2 генератора по 6 МВт) | 12 |
| РТЭС «Курьяново» (МОЭК) | | 12 |
| РТЭС «Люблино» (МОЭК) | | 12 |
| РТЭС «Пенягино» (МОЭК) | | 12 |
| РТЭС «Переделкино» (МОЭК) | | 12 |
| Мини-ТЭС «Измайлово» (МОЭК) | ГПУ | 3 |
| Мини ТЭС Водоканал Курьяново | | 10 |

Необходимо сохранять в работе источники распределенной генерации при возникновении возмущений в сети (главным образом – КЗ), поскольку выход из работы местного источника может приводить к недопустимой перегрузке соответствующего участка сети, отключениям линий и трансформаторов и развитию аварии.

Еще более важным свойством является возможность при значительной аварии в сети выделить местный источник на автономное питание примыкающего к нему сбалансированного района, сохранив электроснабжение важных объектов. К их числу относятся и собственные нужды электростанций, потеря которых значительно удлиняет время ликвидации аварии. Функцию выделения местных источников на электроснабжение собственных нужд электростанций и ближайших потребителей выполняет специальная делительная автоматика.

Следовательно, местные источники должны (в числе прочих, не рассматриваемых здесь требований) не отключаться:

- при возмущениях в сети (в пределах, определяемых условиями статической и динамической устойчивости генераторов, а также механической и термической прочности генерирующих установок в целом),
- в случае отделения от мощной сети и перехода к автономной работе (в качестве единственного источника или параллельно с другими местными источниками) и обратного перехода при восстановлении сети.

Практика показывает, что оба эти требования в значительном числе случаев оказываются при проектировании ГТУ и ГПУ не выполненными. Это выдвигает ряд проблем, которые необходимо решить при выполнении работ по созданию ИЭС ААС.

5.1.2. Специальные требования и пути повышения эффективности использования современных генерирующих газотурбинных и газопоршневых установок

Многие современные ГТУ и ГПУ ориентированы на работу в мощной сети, где поддерживается напряжение, близкое к номинальному, и где генерирующие установки в максимальной степени защищены от внешних возмущений. При этом последнее достигается не запасами конструктивной прочности, а применением электрических защит, имеющих максимально высокую чувствительность и действующих на немедленное отключение генератора.

Это может приводить к следующему:

- нарушению механической прочности установки воздействием ударного электромагнитного момента при внешнем КЗ,
- отключению установки при кратковременных сбросах мощности генератора в случае внешнего КЗ, в паузу АПВ и т. п.,
- автоматическому отключению установки, работающей в автономном режиме, из-за срабатываний защит при включениях/отключениях электроприемников.

Рекомендации в отношении выпускаемых в настоящее время ГТУ и ГПУ:

1. Неприменимость генерирующей установки для работы в автономном режиме является недостатком, требующим устранения. (При этом могут существовать две группы конструкций: установки, предназначенные только для работы в мощной энергосистеме и установки с расширенными возможностями, работающие и в том, и в другом режиме без перенастройки.)

2. Для российского рынка необходимы установки, не повреждающиеся при любых внешних КЗ, в соответствии с ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88).

3. Ограничения величины внезапного наброса мощности на ГПУ с турбонаддувом являются объективным фактором. Но необходимо, чтобы все ограничения на набросы мощности были указаны в технической документации. Также должны быть указаны допустимые длительности перегрузок по активной мощности и по току статора генератора. Отмена указаний в технической документации (GE – Jenbacher) на ограничения внезапных набросов мощности в связи с применением дополнительного комплекта генераторных защит, которые должны предотвращать недопустимые набросы мощности, ведет к многим излишним отключениям установки и, как показала практика, является неудачным решением.

4. В технической документации необходимо указывать величину максимально допустимого сброса мощности, а также давать график изменения скорости вращения генератора при максимально допустимом сбросе нагрузки (для отработки математической модели, необходимой в расчетах переходных процессов).

Пользователям ГТУ и ГПУ нужно иметь в виду следующее.

1. Для потребителей, чувствительных к кратковременным нарушениям электроснабжения, необходимо проводить предпроектные расчеты нормальных и аварийных режимов для выбора типа местного источника питания и требований к противоаварийным мерам.

При выборе типов генерирующих установок необходимо проанализировать, в какой мере указанные выше особенности ГТУ и ГПУ влияют на электроснабжение в конкретных схемно-режимных условиях. При необходимости к заказу может быть приложен пакет специальных требований к конструкции установки и (главным образом) к ее параметрам.

2. При проектировании привязки к электрической сети источников распределенной генерации аналогично традиционным электростанциям необходимо:

- выполнять расчеты возможных процессов, вызванных КЗ и АПВ;
- на основе таких расчетов определять необходимость мер, предотвращающих повреждение установки, а также отключение ее защитой или автоматикой в случаях КЗ и НАПВ, и согласовывать эти меры с электросетевой компанией:
 - реактирование для снижения воздействий КЗ и НАПВ на установку,
 - замена ТАПВ линий 220 кВ на ОАПВ, а также НАПВ на АПВ с синхронизацией или с улавливанием синхронизма.

3. При использовании современных генерирующих установок необходимо учитывать, что часть из них имеют запасы динамической устойчивости много меньшие, чем традиционные паротурбинные генераторы (см. рис. 5.1).

4. Используя ГТУ со свободной силовой турбиной или ГПУ, пользователь должен учитывать, что в распределительных сетях при КЗ существенно увеличится вероятность нарушений динамической устойчивости генераторов с возникновением асинхронного режима. С другой стороны, переход в асинхронный режим генераторов, имеющих небольшие мощности, гораздо менее опасен для энергосистемы, чем асинхронный режим крупной электростанции. Тем более, что у этих генераторов имеется значительная вероятность самопроизвольной ресинхронизации после ликвидации КЗ.

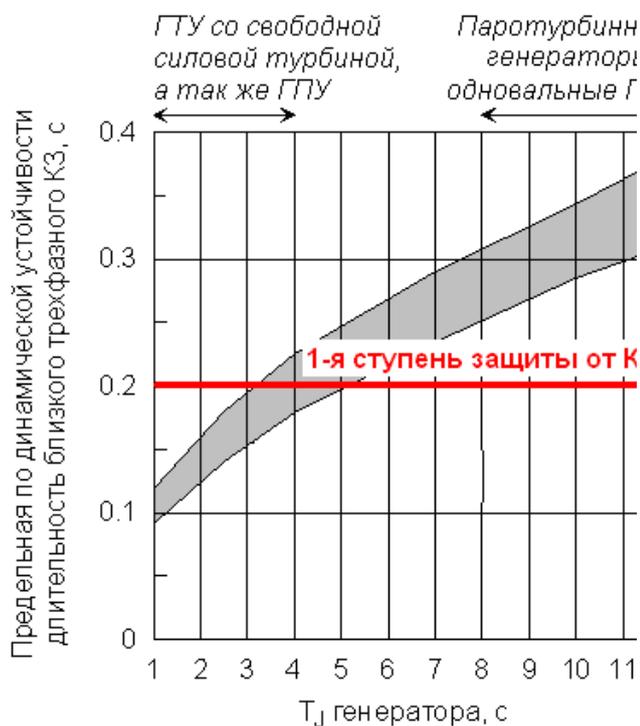


Рис. 5.1 Характерное для распределительных сетей положение границы динамической устойчивости генераторов (серая полоса) при трехфазных КЗ и нормальной схеме.

T_J – параметр установки, характеризующий суммарный момент инерции, приведенный к скорости вращения и номинальной мощности.

5.1.3. Возобновляемые источники электроснабжения. Виртуальные электростанции.

Новые малые генерирующие установки на базе использования энергии ветра, воды, солнца и других возобновляемых энергоресурсов, которые вводятся последние десятилетия, вносят все больший вклад в распределенную генерацию. В то же время стохастический характер производства электроэнергии большинством таких установок оказывает существенное влияние на поведение ЭЭС в целом.

Обязанность оператора передающей сети поддерживать баланс мощности становится все более и более сложной в условиях роста неопределенности и непредсказуемости выдачи мощности возобновляемыми источниками электроэнергии. Поэтому сервисные функции (системные услуги), которые выполнялись раньше традиционными генераторами и основной сетью (обеспечение качества электроэнергии, надежности электроснабжения, устойчивости ЭЭС и др.), должны быть расширены и во многом перенесены на уровень распределенной генерации и распределительной электрической сети.

По этим причинам имеются значительные трудности координации работы энергоисточника и централизованной сети, а также организации взаимоотношений между независимым производителем энергии и оператором сети. Эти проблемы – общее узкое место технологий распределенной генерации. Их решению может помочь создание «виртуальных электростанций».

Виртуальная электростанция представляет собой объединение под единым управлением многих небольших генераторов, расположенных в жилом секторе, в больницах,

в офисах. Организация совместной работы распределённых генераторов требует выполнения специальных условий, необходимых для безаварийного включения, вывода из действия, обеспечения устойчивой, надёжной работы в условиях эксплуатации. Сложности усугубляются в связи с различием по типу и мощности, принадлежностью субъектам с нестационарным характером собственного энергопотребления.

Распределенные генераторы, как правило, имеют незначительную мощность и в силу неопределенности режимов работы усложняют диспетчерское управление ЕЭС. Объединение множества небольших генераторов под единое управление разгружает блок общесистемного управления, который имеет дело с одним достаточно мощным источником энергии – виртуальной электростанцией, а не с каждым отдельным генератором. Таким образом, виртуальные электростанции для Системного оператора являются более удобными объектами управления, чем замещаемые ими мелкие источники распределенной генерации, т.к. они вместе имеют надежное, планируемое и управляемое поведение. Как правило, в структуру такой станции входит система накопления энергии.

В режиме обмена мощности с энергосистемой диспетчерский центр получает задания от системного оператора и перераспределяет их по распределенным генераторам, обеспечивая максимальную эффективность работы виртуальной электростанции в целом (рис. 5.2).

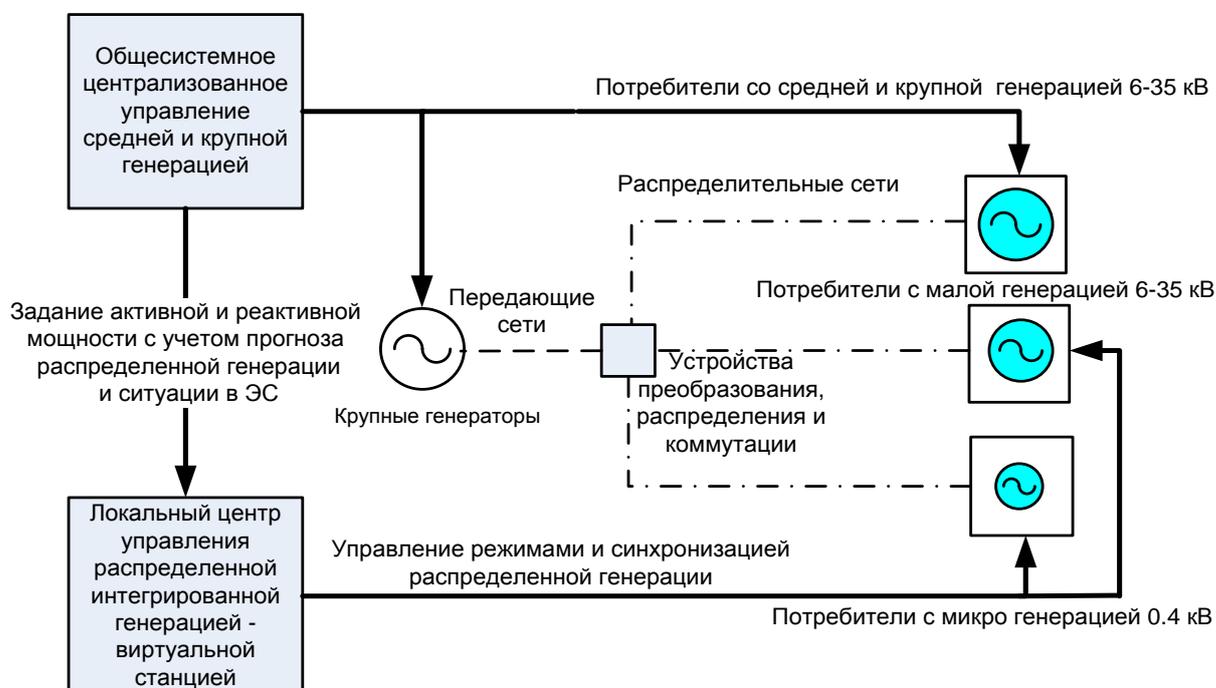


Рис. 5.2 - Управление в энергосистеме с распределенной генерацией.

При возникновении асинхронного хода интеллектуальная система управления локального центра управления переводит энергосистему территории в режим острова

посредством адаптивной реконфигурации виртуальной электростанции, не допуская погашения источников генерации. Таким образом ААС энергосистемы территории увеличивает системную надежность и живучесть в режиме возникновения опасности каскадной аварии. Кроме того, в режиме самовосстановления автоматизированного энергетического комплекса территории в перспективе возможно повышение системной надежности до уровня «N-k».

Перспективным направлением в технологии мультиагентных систем является использование механизмов аукциона на виртуальном рынке ЭЭ и системных услуг²³.

Функции управления на местном уровне могут выполнять различные компании (в том числе, сетевые, энергосбытовые, генерирующие и энергосервисные), деятельность которых координируется отраслевым органом управления (в части энергоснабжения) местной исполнительной власти.

Использование распределенной генерации ставит новые организационные задачи формирования энергосистемы:

- определение условий и дисциплины подключения к сети отдельных генераторов малой мощности,
- стратегия управления распределёнными генерирующими активами,
- стандарты подключения к сети,
- формирование ценовых сигналов в контуре обратной связи,
- охрана окружающей среды,
- измерение и расчёт тарифов на потребление, тарифов за транспортировку.

5.2. Интеллектуальные микросети

Технологии ИЭС ААС позволяют воплотить радикально новые концепции, к которым, в частности, относятся микросети (рисунок 5.3).

Микросети в общем виде определяются как сети низкого напряжения с источниками распределенной генерации, локальными устройствами хранения и контролируемой нагрузкой (напр., обогревателями и кондиционерами). Общая установленная мощность этой системы варьируется от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. Уникальным свойством микросетей является то, что, несмотря на

²³ Аналогичные технологии используются при организации аукционных торгов на фондовых биржах NASE в США (торговые роботы) На продажу в аукционе местной торговой площадки выставляются отдельные бизнес-процессы, спецификации, стартовая цена энергии или системной услуги. Билинговые системы, являющиеся составной частью интеллектуальной системы управления торговой площадки, позволяют в реальном времени дать варианты цен на поставку электрической и тепловой энергии, или системную услугу.

функционирование в рамках распределительной системы, они могут автоматически переводиться в изолированное состояние в случае аварий в сети и восстанавливать синхронизацию с сетью после устранения аварии.²⁴



Рисунок 5.3 - Пример микросети²⁵

В будущем предполагается, что функционирование энергосистемы будет осуществляться путем тесного взаимодействия между централизованными и распределенными децентрализованными генерирующими мощностями. Управление распределенными генераторами может быть собрано в единое целое, образуя *микросети (microgrid)* или «виртуальные» электростанции, интегрированные как в сеть, так и в рынок электроэнергии и мощности, что будет способствовать повышению роли потребителя в управлении энергосистемой.

Достаточно часто микросети называют виртуальными электростанциями (далее – ВЭС), так как, по сути, они являются объединением программ управления спросом и распределенными источниками энергии, что позволяет диспетчеру моделировать их, как ресурсы генерации. ВЭС позволяет энергетическим компаниям управлять значительным числом потребителей с большими объемами (емкостью), влияя на их набор опций, касающихся коммерческих операций. В этом плане использование ВЭС обеспечивает более тесную связь между оптовым и розничным рынками путем управления системой

²⁴ European Commission. Smart Grids: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf

²⁵ <http://world.honda.com/environment/ecology/2008report/japan/japan33/>

магистральных линий электропередачи и системой распределения и формирует двусторонний поток электричества и денег, который обеспечивает глубоко интегрированную систему оптимизации всем, что необходимо для эффективного управления сложным SmartGrid.

Программы управления спросом во многом схожи с функционированием традиционной генерации. Например, потребитель в рамках программы управления спросом оговаривает в качестве особого условия, что энергетическая компания не может отключать его систему кондиционирования воздуха более одного раза в день. В противном случае, более частые задержки могут заставить потребителей отказаться от участия в подобных программах. Также, потребитель может запрограммировать для энергетической компании включение «посудомойки» каждые два часа. Этот запрос, как и предыдущий, соответствует минимальному простоему на объекте генерации, что делает схожими многие характеристики программы управления спросом с работой традиционной электростанции.

В этом плане ВЭС представляет новое поколение системы управления спросом, как интегрированный стратегический ресурс для энергетической компании. По мере того, как данные программы развивались от систем ручного (неавтоматического) управления спросом на промышленную нагрузку к прямому контролю нагрузки систем кондиционирования воздуха и обогревательных систем в домах, а затем к «усовершенствованному» управлению нагрузкой с гибким ценообразованием, потребности клиентов всё теснее переплетались со способностью энергетической системы удовлетворять их в режиме реального времени. В настоящий момент ВЭС могут способствовать установлению еще более прочной связи между потребителем и коммерческими операциями.

Как и централизованная сеть, микросеть или виртуальная станция может генерировать, распределять и регулировать поток электричества потребителям. Smart- микросети включают локальные источники резервного питания и аккумуляции энергии, обладают более высоким уровнем гибкости и позволяют подключать более широкий диапазон генерирующих источников энергии, включая те, интеграция которых представляет собой проблему для централизованной энергетической системы: ветровые и солнечные.

Микросети будут являться частью национальной энергетической системы: они связаны с региональными сетями, и через них – с национальной электрической сетью. Электроэнергия от микросетей будет направляться к потребителям и обратно в региональную сеть в зависимости от условий спроса и предложения. Мониторинг и регулирование в масштабе реального времени обеспечит информационный обмен и позволит мгновенно обрабатывать все поставки на национальном уровне. Потребители в этом случае будут иметь возможность корректировки поставки электричества в соответствии со своими

потребностями. Энергопотребляющие приборы внутри жилых зданий и заводов с микросетью связывают системы датчиков и регуляторов.

Будучи автономными или подключенными к национальной энергетической сети, микросети могут размещаться в непосредственной близости от потребителей (небольших городов, деревень, заводов) и производить электроэнергию «на месте», существенно снижая потери при передаче по проводам и повышая, таким образом, КПД с 35-40% до 80%²⁶.

Smart-микросети позволяют эффективно покрывать растущий потребительский спрос за счет роста поступлений электроэнергии от возобновляемых источников энергии. Эффективность внедрения Smart- микросетей, по оценкам ученых из США, в четыре раза может превысить эффективность существующих сетей за счет выгод, получаемых в экономике, надежности и эффективности использования электроэнергии потребителем.

В микросети энергетические ресурсы не могут быть полностью «распланированы», интеллектуальные системы сочетаются с коммуникационной инфраструктурой, чтобы обеспечить контроль на стороне спроса, и посредством него – баланс между спросом и предложением. Принцип микросети может найти намного более широкое применение, чем только для географических островов.²⁷

Выделяются следующие выгоды микросетей (однако для каждого проекта требуется тщательная оценка выгод и издержек):

- Энергетическая эффективность;
- Минимизация общего энергопотребления;
- Улучшение влияния на окружающую среду;
- Увеличение системной надежности и устойчивости;
- Выгоды для сетевого комплекса;
- Экономически эффективные стратегии замены электрической инфраструктуры.²⁸

В Европейском Союзе с 2003 по 2006 год проходил крупный исследовательский проект Microgrids, направленный на изучение разных аспектов функционирования микросетей. С 2006 по 2010 год в качестве его продолжения был реализован проект More-Microgrids, в котором приняли участие 11 стран Европейского Союза.

²⁶ <http://elementy.ru/news/164839>

²⁷ КЕМА. RPI-X@20: Technological change in electricity and gas networks. A Sample Survey of International InnovationProjects.Final Report <http://www.microgrids.eu/documents/549.pdf>

²⁸ Hatziaargyriou N., Strbac G. Microgrids – A Possible Future Energy Configuration? <http://www.microgrids.eu/micro2000/presentations/10.pdf>

В рамках этого проекта была построена микросеть на острове Кифнос, Греция.²⁹ Рассмотрим ее в качестве примера уже функционирующей микросети (рисунок 5.4).

Данная система представляет собой однофазную микросеть, состоящую из ВЛ и коммуникационных кабелей, идущих параллельно им. Система объединяет 12 домов. Данная сеть используется для тестирования централизованных и децентрализованных стратегий управления в автономном режиме, а также коммуникационных протоколов, являющихся основным вызовом для подобных микросетей.

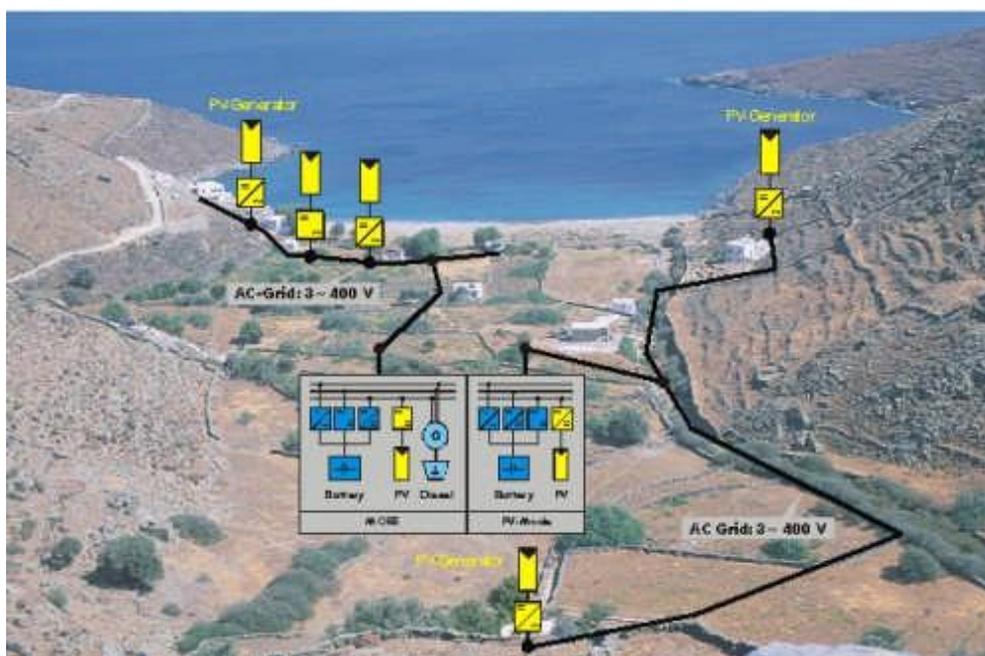


Рисунок 5.4 – Микросеть о-ва Кифнос³⁰

Проект был инициирован производителями и исследовательскими институтами. С коммерческой точки зрения проект обуславливается социальной и экологической потребностью электрификации малых поселений в удаленных районах на основе местных возобновляемых ресурсов, где традиционные системы электроснабжения слишком дорого устанавливать, эксплуатировать и обслуживать.

Выгоды для участников данного проекта относятся к категории технических, научных и коммерческих, а местные жители сообщили о своей удовлетворенности электроснабжением. Производитель силовой электроники (инверторов для преобразования постоянного тока в переменный) получил опыт и доступ на новые рынки благодаря публичному освещению проекта. Исследовательские институты также приобрели опыт, который поможет им в реализации других проектов, расширяющих их компетенции.

²⁹ КЕМА. RPI-X@20: Technological change in electricity and gas networks. A Sample Survey of International InnovationProjects.Final Report <http://www.microgrids.eu/documents/549.pdf>

³⁰ www.micro-grids.eu

По сообщениям, одним из вызовов в процессе реализации стало вовлечение потребителей в управление микросетью: из-за недостаточного участия потребители имели тенденцию перегружать систему. Это привело к нескольким остановам в летний период, когда дома находились все жители, что увеличивало спрос на электроэнергию. Оказалось, что потребители не обладают необходимыми техническими компетенциями для несения ответственности за управление электрической микросетевой системой даже на базовом уровне.

В настоящее время не существует схемы для управления системы ее пользователями, которая, быть может, является ключевым вопросом для удаленных систем. Энергоснабжение следует модели обычного снабжения услугами местной коммунальной службы, хотя сетевые условия и основа энергоснабжения сильно отличаются.

Проект получил финансовую поддержку в рамках программы JOULE и Шестой рамочной программы исследований Европейского Союза. Объем инвестиций в оборудование и установку инфраструктуры, включающую трехфазную сеть низкого напряжения общей длиной около 700 м для электрификации 12 домов, составил 280 000 евро. В сумму не входит стоимость оборудования для мониторинга и работа инженеров проекта, разработавших и реализовавших его.

Разработки в сфере микросетей также имеются в Канаде, США и Японии.

В 2005 году в США была разработана дорожная карта внедрения микросетей, согласно которой процесс должен завершиться к 2020 году (рисунок 5.5).

Smart-микросети позволяют эффективно покрывать растущий потребительский спрос за счет роста поступлений электроэнергии от возобновляемых источников энергии.

В США была проведена оценка выгод от внедрения микросетей по категориям (таблица 5.2).



Рисунок 5.5 – Дорожная карта микросетей, США

Таблица 5.2 – Выгоды от микросетей, млрд.долл.³¹

| Категория | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Энергетическая эффективность | 0,02 | 0,03 | 0,07 | 0,13 | 0,20 | 0,36 |
| Системная эффективность | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,04 |
| Надежность | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,04 |
| Безопасность | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Снижение выбросов в атмосферу | 0,02 | 0,05 | 0,10 | 0,20 | 0,29 | 0,55 |
| Всего | 0,04 | 0,09 | 0,18 | 0,36 | 0,54 | 1,0 |

Однако исследователи отмечают, что реализация микросетей будет сильно зависеть от рыночных условий. Если условия будут близкими к сегодняшним, то к 2020 году в США планируется ввести микросетевые системы с общей мощностью генерации 5,5 ГВт. Если же условия будут менее благоприятными для микросетей, мощность составит около 1 ГВт.

5.3. Умный дом – квартал – город

Рынок «умных домов» уже активно развивается, в том числе в нашей стране. Особенностью такого дома является высокий уровень автоматизации, который обеспечивает энергетическую эффективность, поскольку устройства в нем могут быть запрограммированы на определенный режим энергопотребления, что позволяет сэкономить и снизить пиковую

³¹DOE, Overview of DOE Microgrid Activities <http://www.microgrids.eu/documents/163.pdf>

нагрузку в энергосистеме. Кроме того, дом оборудуется интеллектуальными счетчиками электроэнергии и воды.

Однако вне комплексной интеллектуальной энергетической системы такой дом не может полностью реализовать свой потенциал: у потребителей при существующей системе недостаточно стимулов для управления своим электропотреблением.

«Умные дома» иногда объединяются в кварталы. В Москве планируется создать такой энергоэффективный квартал из «умных домов» в Восточном Измайлово.

Более масштабным и комплексным проектом, следующим по логике за «умным кварталом», является формирование интеллектуальной энергетической системы на городском уровне – так называемый «умный город». В России такой проект реализуется в Белгороде, с участием ОАО «МРСК Центра» и компании Accenture.

Международная компания Accenture выступила инициатором создания консорциума «умных городов», который в настоящее время является глобальной площадкой для кооперации и продвижения «интеллектуальных технологий» путем обмена знаниями, опытом и идеями, основываясь на принципах активного действия, синергии и использования преимуществ³².

«Умный город» – город, инфраструктура которого основывается на новых технологиях, позволяющих рационально использовать источники энергии и минимизировать воздействие на окружающую среду. К ним относятся новые решения в сфере электроэнергетики, водоснабжения, учета энергетических ресурсов, утилизации отходов, а также создание более эффективной транспортной системы и так называемых «умных зданий». Руководить энергетическим обменом в «умном городе» должна, по замыслу разработчиков, «умная сеть» – интеллектуальная, автоматически балансирующая и самоконтролирующая система, способная принимать электроэнергию и преобразовывать её в конечный продукт при минимальном участии людей (рисунок 5.6).

Так как полностью все элементы концепции SmartGrid в настоящее время не разработаны, в «умных городах» внедряются элементы интеллектуальной энергосистемы, функционирующие и на уровне локальной системы или микросети. Наиболее широкий спектр и объем работ по созданию интеллектуальных городов развернут в 9 пилотных городах, среди которых Боулдер, Амстердам, Майами, Гавайи, Огайо, Западная Вирджиния и др. В России первым городом, вступившим в консорциум и приступивший к инновационным преобразованиям в системах электроснабжений и взаимодействия с потребителями стал уже упомянутый Белгород.

³²www.accenture.com



Рисунок 5.6 - Структура «умного города»³³

В качестве примера «умного города» из мирового опыта кратко рассмотрим Амстердам, который также является участником консорциума «умных городов» Accenture.

Амстердам в рамках политики энергоэффективности и после установления ЕС экологических стандартов, включая контроль климатических изменений, поставил перед собой следующие цели: стать городом с нулевым показателем углекислого газа к 2015 году, использовать 20% возобновляемой энергии к 2025 году и достичь 40% снижения уровня выброса углекислого газа к 2025 году (по сравнению с показателями 1990 года).

Руководство Амстердама совместно с компанией Accenture и другими участниками консорциума «умных» городов определило инициативы, с помощью которых будет обеспечено достижение данных целей, была осуществлена их приоритезация и структуризация по четырем рабочим направлениям:

- устойчивый уровень жизнеобеспечения;
- обеспечение работой;
- надежная система городского управления;
- надежная транспортная система.

В Амстердаме концепция создания умного города базируется на трех основных принципах:

- максимизация коллективных усилий;
- приверженность техническому прогрессу;
- экономическая обоснованность (рисунок 5.7).

³³ Путь к созданию «Интеллектуальных сетей». Взгляд Accenture. 2009.

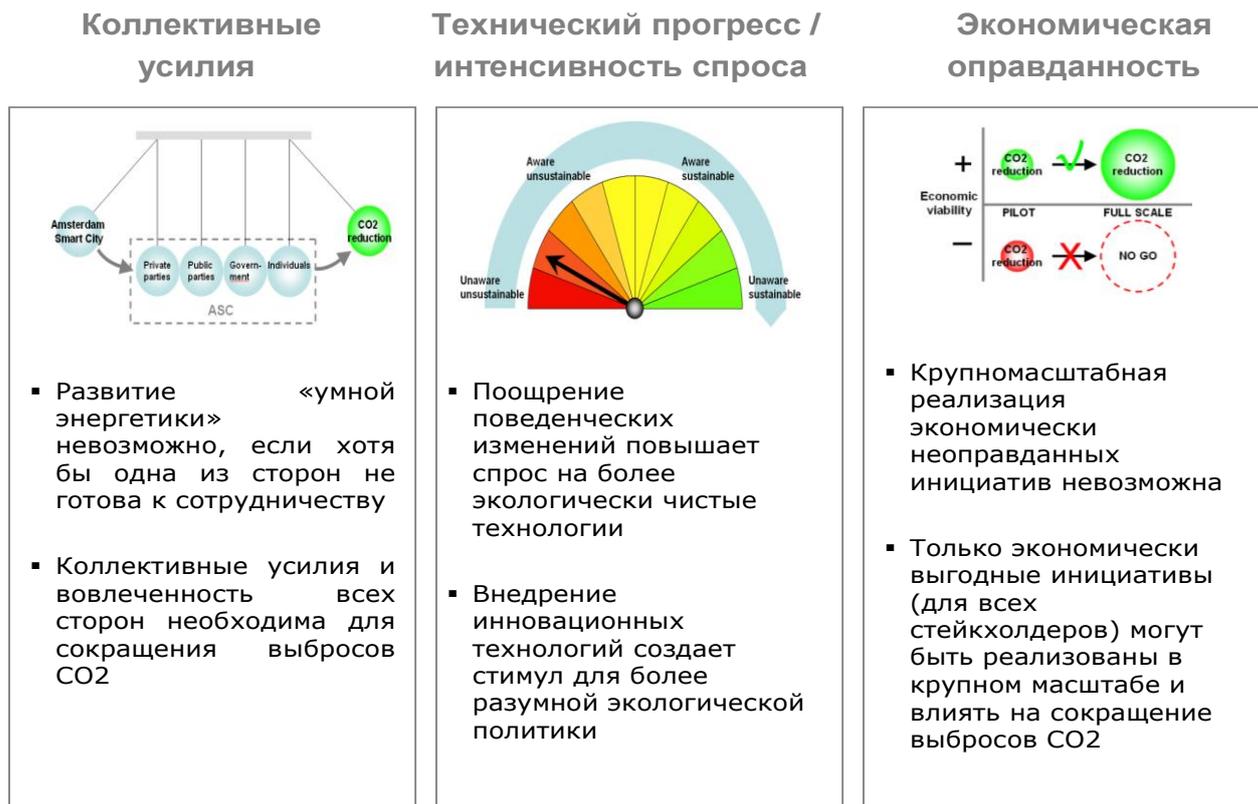


Рисунок 5.7 - Принципы создания «умного» города в Амстердаме³⁴

Проект создания «умного» города в Амстердаме сфокусирован на комбинации инновационных технологий с программами стимулирования изменения поведения его жителей (рисунок 5.8). Все запланированные проекты реализуются в рамках частно-государственного партнерства, причем в некоторых из них участвуют и сами жители города. В 2009-2010 годах реализованы пилотные проекты, проведена оценка их фактической эффективности для использования наиболее перспективных решений и достижения следующих целей³⁵:

- обеспечение инновационного лидерства в охране окружающей среды, что позволит Амстердаму быть экологически чистым регионом («экологически чистая долина»);
- создание благоприятного места для жизни;
- создание новых экономических активностей, включая новые рабочие места;
- достижение устойчивых результатов в снижении выбросов углерода и снижение выбросов углерода на 25% благодаря реализации пилотных проектов.

³⁴ Путь к созданию «Интеллектуальных сетей». ВзглядAccenture. 2009.

³⁵ <http://www.amsterdamsmartcity.com/#/nl/home>

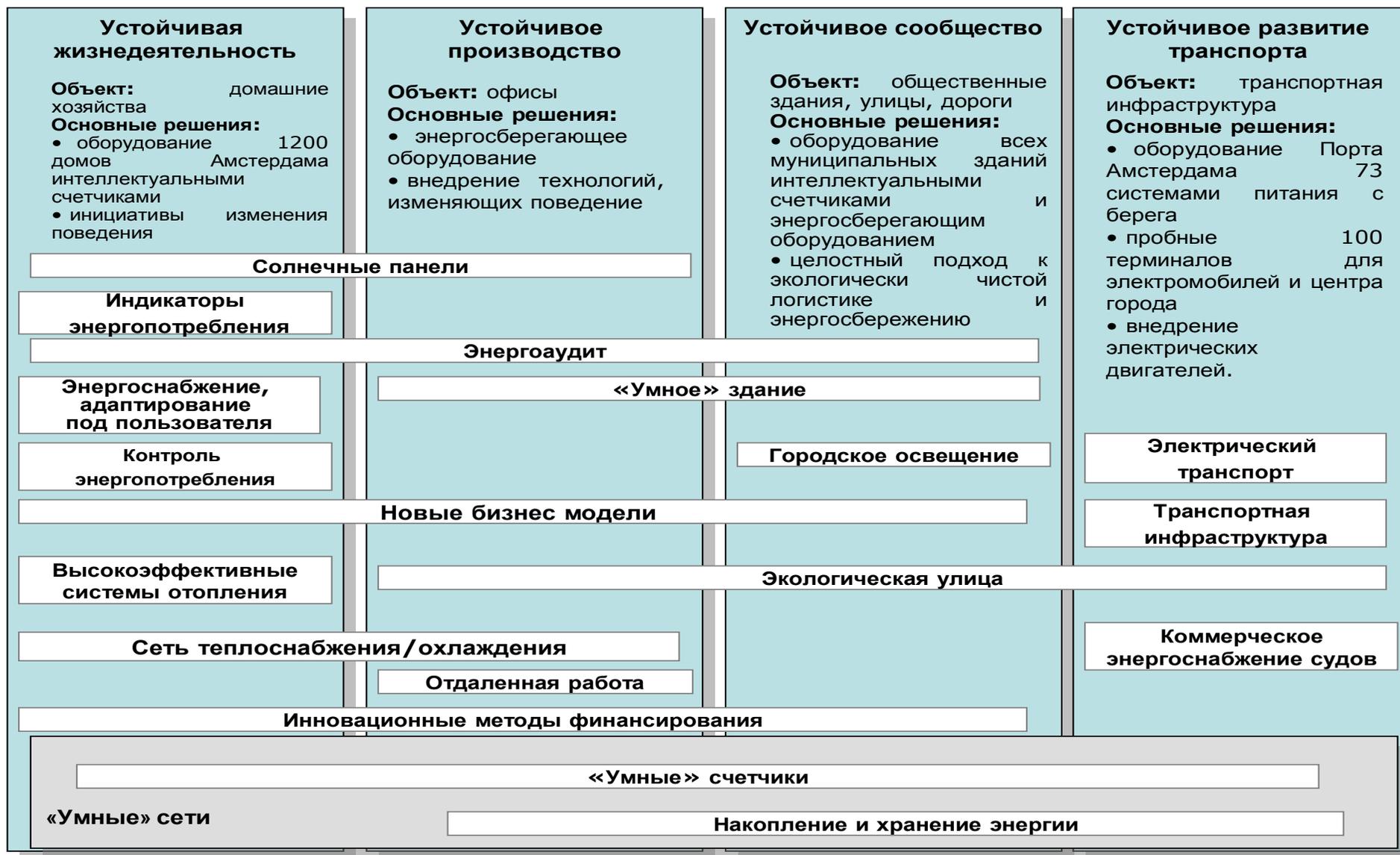


Рисунок 5.8 - Основные задачи и механизмы их решения в проекте создания «умного» города в Амстердаме

Другим известным «умным городом» является проект «Майами - город интеллектуальной энергетики» (EnergySmartMiami). Его инициатором является муниципалитет города, который предполагает вложить 200 млн. долларов из федерального фонда экономического стимулирования проекта на внедрение технологий Smart Grid и повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии³⁶. Проект был поддержан компаниями Florida Power & Light Company (FPL), GE, Cisco и Silver Spring Networks³⁷.

Проект включает в себя следующие основные технологические составляющие:

1. Автоматизация и коммуникации, обеспечивающие:

- непрерывный мониторинг состояния сети;
- определение и автоматическую ликвидацию неисправностей, либо обеспечение отправки специалистов на места отказов и сбоев;
- предоставление информации для повышения надежности, эффективности и производительности всей сети.

2. Интеллектуальные счетчики. Проект предусматривает оборудование интеллектуальными счетчиками более миллиона жилых домов и корпоративных зданий³⁸. Таким образом, потребитель получит возможность управление своей нагрузкой в он-лайн режиме с целью снижения стоимости потребляемого электричества.

3. Использование возобновляемых источников энергии. В ряде местных школ и вузов будут установлены солнечные энергетические системы, удовлетворяющие энергетические потребности с помощью возобновляемых источников энергии, не загрязняющих окружающую среду. Аккумуляторные батареи помогут сохранять избыточную электроэнергию и использовать ее в часы пиковой нагрузки.

4. Гибридные электромобили. Автопарк компании FPL (Florida Power & Light Company –англ.) пополнят 300 гибридных электромобилей, а также сеть из 50 зарядных станций.

5. Испытания потребительских технологий. Установка интеллектуальных счетчиков позволит провести испытания других пользовательских коммуникационных и управляющих систем для выявления наиболее экономичных и привлекательных для потребителя. На начальном этапе в тысяче домов округа будут испытаны:

³⁶ www.rsci.ru/

³⁷ <http://www.energysmartmiami.com/>

³⁸ Через пять лет компания FPL намерена установить интеллектуальные счетчики в свыше чем четырех миллионах домов во всем штате Флорида (на это потребуется еще 500 млн. долларов)

- домашние энергетические информационные дисплеи, или «эко-панели» для управления энергетической нагрузкой и снижения энергопотребления в часы пик;

- интеллектуальные устройства, связанные с интеллектуальными счетчиками, задача которых будет состоять в автоматическом изменении настроек энергопотребления и сокращении энергопотребления в часы пик);

- программируемые термостаты, управляемые с помощью интеллектуальных счетчиков;

- программное обеспечение для управления спросом и предложением электроэнергии для питания бытовой техники, систем освещения и других устройств на основе показаний интеллектуальных счетчиков.

Ожидаемые результаты и эффекты: проект является самой крупномасштабной программой внедрения интеллектуальных систем распределения электроэнергии в США. Установленные интеллектуальные приборы учета будут предоставлять заказчикам энергетической компании FPL более подробную информацию и возможность контроля над использованием электричества, а также позволят оценить эффективность и надежность ее энергетических систем. Счетчики будут подключены к сети с открытой архитектурой, позволяющей другим поставщикам разрабатывать и устанавливать в ней новые приложения, рассчитанные на то, чтобы помочь пользователям лучше управлять потреблением электроэнергии в системах кондиционирования воздуха и других бытовых приборах.

По оценке представителей администрации США, такие проекты, как «Майами - город интеллектуальной электроэнергетики», стимулируют экономическое развитие страны, кроме того, в течение двух лет реализация инициативы «Майами - город интеллектуальной энергетики» поможет как прямо, так и косвенно создать 800- 1000 новых рабочих мест.

6. СОЦИАЛЬНЫЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОЖИДАЕМЫЕ ЭФФЕКТЫ

6.1. Основные эффекты при создании ИЭС ААС

Проектирование и последующая реализация ИЭС ААС невозможны без развернутого **технико-экономического обоснования**, в основе которого лежит анализ ожидаемых эффектов для самой энергосистемы, потребителей, основных участников инвестиционного процесса (энергокомпаний, инвесторов и государства), для экономики и общества в целом.

При этом создание ИЭС ААС должно рассматриваться не как совокупность программ технического перевооружения энергетических компаний с набором отдельных инвестиционных проектов, а как целостный стратегический план модернизации всей российской электроэнергетики на новой технологической базе, принципах управления и коммерческих отношений. Именно такая постановка задачи позволяет системно подойти к технико-экономическому обоснованию создания ИЭС ААС не с позиции эффективности отдельных технологических мероприятий, а с точки зрения эффективности модернизации всей национальной энергосистемы, учитывая также значимые (хотя и трудно оцениваемые количественно) макроэкономические, социальные, экологические аспекты такой модернизации.

Основой для последующей оценки всех типов эффектов создания ИЭС ААС является детальная инженерная проработка изменений **функциональности** отдельных структурных подсистем электроэнергетики (генерации, передачи, распределения, потребления электроэнергии). Переход к интеллектуальной энергетике вызовет не просто количественное изменение производственного потенциала, но и приведет к изменению существующих или появлению новых технических свойств в отдельных подсистемах отрасли. Примерами таких изменений, полная характеристика которых приведена в Приложении к разделу 6, являются:

- повышение наблюдаемости состояния технических устройств генерации, сетевого комплекса, потребителей;
- автоматизация и удаленное управление техническими устройствами при передаче, распределении и учете потребления электроэнергии;
- возможности двустороннего активного взаимодействия с энергосистемой потребителей, имеющих распределенную генерацию и/или технологии хранения электроэнергии.

На качественном уровне предварительная инженерная оценка подобных изменений функциональности может быть выполнена экспертно для каждой структурной подсистемы с учетом предлагаемого набора технологических элементов и элементов систем управления. Впоследствии данная экспертная оценка должна быть количественно уточнена с использованием специальных моделей технологических процессов и процессов управления на уровне потребителя, распределительной сети, ЕНЭС, ОЭС и ЕЭС в целом.

На основе оценки изменений функциональности определяется перечень и характеристики **технологических эффектов** от создания ИЭС ААС, которые ~~определяют~~ отражают меру изменения производственных параметров энергосистемы в целом и ее структурных подсистем. Перечень основных технологических эффектов при создании ИЭС ААС также приведен в Приложении к разделу 6.

Состав технологических эффектов различается по структурным подсистемам электроэнергетики. При этом одна часть эффектов имеет **локальный** характер, т.е. изменение функциональности (технических свойств) в одной подсистеме за счет внедрения элементов интеллектуальной энергетики приводит к изменению производственных параметров только для данной подсистемы. Так, повышение автоматизации и удаленное управление сетевыми объектами позволяет снизить численность обслуживающего персонала, а повышение наблюдаемости состояния ВЛ и ПС позволяет снизить объемы и продолжительность ремонтных работ в сетевом комплексе.

Другая часть технологических эффектов носит **системный** характер, т.е. внедрение элементов интеллектуальной энергетики в одной подсистеме и изменение ее производственных параметров одновременно ведет к изменению параметров других подсистем. В частности, системным является эффект снижения максимума нагрузки в результате управления спросом у конечных потребителей, который влечет за собой оптимизацию режимов работы генерирующих мощностей. Повышение возможностей по управлению пропускными способностями и режимами сети также создает системный эффект, связанный с оптимизацией режимов загрузки электростанций (в случаях, когда при этом удается обеспечить выдачу «запертой» мощности).

Определение технологических эффектов при создании ИЭС ААС создает базу для последующей **стоимостной оценки** изменения основных производственных параметров энергосистемы. Общим свойством интеллектуальной энергетики является более эффективное использование существующего производственного потенциала электроэнергетики и снижение потребности в его наращивании для обеспечения целевых

балансовых требований и критериев системной надежности и надежности энергоснабжения конечных потребителей. Поэтому, **прямые экономические эффекты**, сопровождающие создание ИЭС ААС, формулируются в виде снижения (экономии) затрат на функционирование и развитие энергосистемы.

Часть экономических эффектов также имеет локальный характер и определяется в основном локальными технологическими эффектами, проявляющимися с отдельной подсистеме электроэнергетики. Примером является снижение эксплуатационных затрат в сетевом комплексе за счет сокращения численности персонала, объемов и сроков ремонтных работ в условиях удаленного мониторинга и контроля состояния, автоматизированного управления устройствами по передаче, распределению и учету электроэнергии.

Другая часть **экономических эффектов** имеет **системный** характер и является результатом совместного влияния системных технологических эффектов (например, снижение капиталовложений в генерирующие мощности), в том числе;

- снижение капиталовложений в дополнительные генерирующие мощности «общесистемных» электростанций с учетом снижения максимума нагрузки, общего электропотребления, развития распределенной генерации;
- снижение капиталовложений в дополнительное увеличение пропускных способностей межсистемных связей в ЕНЭС, а также в развитие распределительной сети, с учетом более эффективного мониторинга и активного управления существующими линиями, а также эффектов от управления спросом и развития распределенной генерации у потребителей, снижающих требования к объему резервирования сетевыми мощностями;
- снижение топливных затрат за счет улучшенной оптимизации режимов загрузки электростанций, вовлечения распределенной возобновляемой генерации и сокращения общего электропотребления (включая потери в сетях);

Опыт разработки концепций и стратегий развития интеллектуальной энергетики в разных странах мира показывает, что ее создание должно оцениваться не только как сложнейшая инженерная задача, нацеленная на преодоление конкретных технических, управленческих и экономических проблем в электроэнергетике. Интеллектуальная энергетика справедливо рассматривается как целостная технологическая платформа, отвечающая энергетическим нуждам новой, инновационной экономики 21 века, запросам постиндустриального общества, требованиям устойчивого развития (sustainable development). Именно поэтому все большую актуальность (и политическую

значимость) приобретает оценка так называемых **внешних, экстерналильных эффектов**, ожидаемых от создания SmartGrid.

Данные эффекты акцентируют внимание на том, в какой мере создание ИЭС ААС соответствует социальному запросу общества и экономики к новым стандартам энергоснабжения, и потому также должны стать составной частью развернутого технико-экономического обоснования создания интеллектуальной энергетики, дополняя основные технологические и прямые экономические эффекты. В качестве наиболее значимых эффектов можно выделить:

1). Снижение экологической нагрузки.

Создание новых технологических возможностей для масштабного развития возобновляемой энергетики, повышение энергоэффективности при передаче, распределении и конечном потреблении электроэнергии потенциально может обеспечить заметное снижение использования органического топлива в электроэнергетике и, следовательно - снижение выбросов загрязняющих веществ, а также парниковых газов.

Применение новых технологий в сетевом комплексе позволяет также снизить уровни электромагнитного излучения при передаче и распределении электроэнергии, а более компактные решения по оборудованию линий электропередач и подстанций обеспечивают значительное сокращение объемов отчуждаемой земли.

2). Инновационный импульс для экономики.

Развитие интеллектуальной энергетики формирует массовый спрос на научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы, результатом которых станут действительно инновационные продукты энергомашиностроения и электротехнической промышленности (включая, например, разработку и освоение новых технологий возобновляемой энергетики, хранения электроэнергии). Не менее важным является ее влияние на развитие информационных и коммуникационных технологий, без которых невозможно будет достичь качественно нового уровня в автоматизации, наблюдаемости и управляемости электроэнергетики.

3). Повышение энергетической безопасности.

Наиболее очевидным и значимым эффектом в этой сфере является повышение надежности энергоснабжения. Интеграция и оперативность управления генерацией, сетями (как на уровне межсистемных связей, так и на уровне систем распределения) и конечным спросом позволяют значительно снизить вероятность нарушений энергоснабжения, частоту и продолжительность отключений. Наличие источников распределенной генерации, максимально приближенных к потребителю, различные формы аккумулирования электроэнергии, развитие микросетей, повышают уровень

локальной энергообеспеченности, создавая возможности для оперативного перехода потребителей к автономному энергоснабжению в случае системных аварий.

Ключевым экономическим показателем для оценки данного эффекта является снижение экономических ущербов у различных категорий потребителей, связанных с упущенной выгодой или увеличенными производственными затратами при нарушении нормального режима производственной или коммерческой деятельности.

Кроме этого, интенсивное вовлечение локальных (прежде всего – возобновляемых) энергоресурсов при создании SmartGrid позволяет снизить уровень зависимости от внешних поставок (или импорта) органического топлива или электроэнергии на уровне отдельных регионов или страны в целом.

4). Улучшение условий для экономической интеграции и конкуренции

Повышение гибкости режимов функционирования сетевой инфраструктуры, новые средства управления пропускными способностями и потоками мощности позволяют преодолеть существующие ограничения для более тесного коммерческого взаимодействия спотовых рынков электроэнергии (пулов) и перейти к новому этапу экономической интеграции в электроэнергетике, формированию более крупных, объединенных рынков в национальном и транснациональном масштабах (в частности – формирование единого электроэнергетического рынка ЕС).

Внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии, развитие возможностей двусторонней коммуникации и автоматизация совместного управления режимами передачи, распределения и потребления электроэнергии, а также распределенной генерацией делают реальным качественно новое, динамическое ценообразование для конечных потребителей и обеспечивают возможности их активного включения в формирование кривой спроса на рынке. В целом, переход к интеллектуальной электроэнергетике считается уже необходимым условием для запуска полномасштабной конкуренции на уровне конечных потребителей. Это в итоге отражается на снижении средней стоимости счета за электроэнергию и оптимизации финансовых расходов потребителей.

5). Повышение производительности и безопасности труда.

Активное внедрение автоматизированных систем удаленного контроля и управления в сфере SmartGrid (цифровые подстанции, датчики, интеллектуальные счетчики и т.д.), новые типы технических устройств с пониженными показателями аварийности, увеличенным эксплуатационным ресурсом позволяют заметно сократить численность обслуживающего персонала, необходимого для обеспечения нормального функционирования всех технологических подсистем. Одновременно с этим, создается

более безопасная и комфортная среда для производственного персонала, как в электроэнергетике, так и для обслуживания устройств у конечных потребителей.

Как и прямые экономические эффекты, экстерналильные эффекты определяются изменениями функциональности структурных подсистем электроэнергетики и порождаемыми ими «базовыми» технологическими эффектами. Практически все экстерналильные эффекты могут быть оценены количественно, однако их последующая корректная стоимостная оценка далеко не всегда возможна либо существующие в настоящее время подходы дают чрезвычайно широкий диапазон неопределенности. Поэтому в рамках технико-экономического обоснования создания ИЭС ААС целесообразно в качестве основных рассматривать прямые экономические эффекты, используя экспертные оценки экстерналильных эффектов как дополняющие (либо ограничивающие) условия.

6.2. Методология оценки эффективности ИЭС ААС

Оценка эффективности создания ИЭС ААС на уровне всей электроэнергетики страны или региональной энергосистемы должна выполняться на тех же базовых методических принципах, которые используются при оценке эффективности любых инвестиционных программ в электроэнергетике и предполагают:

- сопоставление необходимых капитальных затрат на реализацию программы с ожидаемыми экономическими эффектами: увеличением объемов реализации или экономии затрат на функционирование и развитие энергосистемы;
- количественную оценку затрат и экономических эффектов, возникающих в ходе модернизации всей электроэнергетики/энергосистемы в виде разности натуральных и стоимостных показателей двух вариантов ее развития: «базового» (или «инерционного») - без ИЭС ААС; «инновационного» с ИЭС ААС.
- качественную (а при наличии методологии и информации – количественную) оценку внешних (экстерналильных) эффектов перехода к интеллектуальной энергетике, которая выполняется также для двух вариантов развития отрасли/энергосистемы: с ИЭС ААС и без ИЭС ААС.

Многообразие технологических эффектов, которыми сопровождается переход к интеллектуальной энергетике, делает задачу их количественной оценки многомерной и многоуровневой. Дополнительная сложность оценки связана с тем, что совокупный эффект в энергосистеме формируется за счет частных эффектов, создаваемых множеством различных типов технологических элементов и элементов систем управления ИЭС ААС.

При этом его величина при этом не равна простой сумме этих частных эффектов – в результате различных комбинаций элементов интеллектуальной энергетики достигается разный уровень их синергии и взаимного усиления и/или компенсации.

Множественность элементов ИЭС ААС, возможностей и пропорций их сочетания при создании интеллектуальной энергосистемы требует рассматривать задачу оценки эффективности как оптимизационную, состоящую из нескольких последовательных этапов (рис. 6.1).



Рисунок 6.1 – Этапы технико-экономического обоснования и оценки эффективности создания ИЭС ААС

1). На **первом этапе** формируются и оцениваются альтернативные варианты развития и «интеллектуализации» отдельных структурных подсистем электроэнергетики (как совокупности технологических элементов и элементов систем управления), различающиеся составом и уровнем насыщения элементами ИЭС ААС. Примерами таких альтернативных вариантов являются:

- в производстве электроэнергии – варианты развития распределенной генерации на разных типах энергоресурсов и с разной степенью удаленности от потребителей, варианты развития аккумулирующих технологий на базе ГАЭС и иных типов аккумулирующих источников;

- в передаче электроэнергии – варианты развития высоковольтной сети с различными комбинациями новых технологий (гибкие передачи, постоянный ток и т.д.) при одновременном повышении целевого уровня (или одного из нескольких заданных) по качеству управляемости и наблюдаемости сети, предупреждения и снижения тяжести аварийных ситуаций, снижения объемов, времени и стоимости работ по их ликвидации;

- в распределении электроэнергии – варианты развития распределительной инфраструктуры с различными сочетаниями активно-адаптивных элементов в сетях и подстанциях (возможно – с детализацией по уровням напряжения или типам воздушных/кабельных линий), сопряженные с системами автоматизации, контроля и управления, обеспечивающими целевой (или один из нескольких заданных) уровень надежности энергоснабжения потребителей, эффективности использования основного оборудования, снижения сетевых потерь;

- в потреблении электроэнергии – варианты комплексных мероприятий по управлению спросом и нагрузкой у разных категорий потребителей, объединяющие в себе технологические изменения и улучшения систем учета, хранения электроэнергии, варианты развития потребителей с собственными источниками генерации (собственные источники ВИЭ, микроТЭЦ, электромобили), участвующих на рынке в инверсном режиме (потребление/поставка).

При разработке альтернативных вариантов развития каждой структурной подсистемы отрасли (генерации, передачи, распределения, потребления электроэнергии) на основе интеллектуальной энергетики, определяются:

- основные технические характеристики и экономические показатели отдельных элементов ИЭС ААС, возможных сроков массового освоения и рациональных масштабов внедрения (уровня насыщения);
- изменения функциональности (изменение существующих или появление новых технических свойств) всей подсистемы (на основе исходных технических характеристик отдельных новых элементов и с учетом суперпозиции/синергии их влияния в рамках единого инженерного решения);
- локальные технологические эффекты (изменения производственных параметров) в самой подсистеме в результате изменений ее функциональности;
- локальные прямые экономические эффекты (изменение капиталовложений, эксплуатационных затрат, снижение экономических ущербов для

потребителей и экологических ущербов), обусловленные локальными технологическими эффектами;

- системные технологические эффекты, возникающие в других подсистемах электроэнергетики в результате изменений функциональности рассматриваемой подсистемы.

Для решения задач первого этапа могут быть использованы экспертные оценки и предварительные инженерные расчеты по отдельным технологическим элементам и элементам систем управления, с последующим переходом к математическим моделям технологических процессов и процессов управления в генерации, передаче, распределении и потреблении электроэнергии, позволяющими включать в их состав отдельные элементы интеллектуальной энергетики.

2). На **втором этапе** альтернативные варианты развития интеллектуальной энергетики в отдельных структурных подсистемах комбинируются в допустимые с технической точки зрения варианты создания интеллектуальной энергосистемы в целом.

При этом, во-первых, оцениваются допустимость и возможные ограничения на интеграцию полученных на первом этапе альтернативных вариантов развития разных структурных подсистем в единые варианты ИЭС ААС в масштабах всей энергосистемы.

Во-вторых, для каждого полученного рационального варианта развития энергосистемы проводится оценка совместного влияния изменений функциональности в отдельных структурных подсистемах электроэнергетики и на ее основе **уточняется** состав и характеристики локальных технологических эффектов и масштабы связанных с ними **локальных прямых экономических эффектов** по всем подсистемам.

В-третьих, формируется комплексная оценка состава и характеристик **системных технологических эффектов**, совокупность которых оказывает влияние на перспективную балансовую ситуацию в энергосистеме за счет изменения:

- составляющих потребности в установленной мощности, в т.ч. максимума нагрузки, требуемого резерва генерирующих мощностей, объемов неиспользуемой мощности электростанций;
- составляющих потребности в электроэнергии, в т.ч. спроса конечных потребителей и снижения потерь при передаче и распределении электроэнергии;
- предельных объемов балансовых перетоков по существующим и новым межсистемным связям;
- масштабов и режимов использования распределенной генерации в балансах электроэнергии и мощности энергосистемы.

Для решения задач, поставленных на данном этапе, используются модели технологических процессов и процессов управления в энергосистеме, имитирующие основные (технологические, управленческие, информационные и т.д.) взаимодействия конечных потребителей (включая распределенную генерацию и сети), распределительной сети общего пользования, ЕНЭС и общесистемной генерации.

3). На **третьем этапе** выполняется полномасштабная оптимизация альтернативных вариантов создания ИЭС ААС на уровне всей энергосистемы с учетом комплексного влияния системных технологических эффектов на условия формирования перспективных балансов мощности и электроэнергии. Полученные результаты оптимизации сопоставляются с исходным «базовым» вариантом развития энергосистемы, не предусматривающим ее дополнительной интеллектуализации. Это позволяет получить для каждого варианта создания ИЭС ААС интегральную оценку изменений производственных параметров энергосистемы, включая объемы:

- вводов генерирующей мощности и сетевых мощностей для усиления межсистемных связей и выдачи мощности;
- производства электроэнергии и уровней загрузки электростанций разного типа;
- потребления органического топлива на электростанциях и выбросов вредных веществ, в том числе парниковых газов.

Стоимостная оценка данных изменений позволяет определить результирующие **системные экономические эффекты** от создания ИЭС ААС, включая необходимые капиталовложения и условно-постоянные затраты на электростанции и сетевое хозяйство, а также топливные затраты на ТЭС.

Величина системных экономических эффектов должна быть дополнена **локальными экономическими эффектами**, возникающими внутри отдельных структурных подсистем электроэнергетики как результат локальных технологических эффектов. Их количественные значения определяются на предыдущем этапе формирования альтернативных вариантов ИЭС ААС.

Полученный **общий прямой экономический эффект** (сумма локальных и системных эффектов) и его составляющие по капиталовложениям, топливным и условно-постоянным затратам позволяют на завершающем этапе спроецировать их на итоговое изменение цен электроэнергии для конечных потребителей.

Итоговая–Комплексная оценка системных экономических эффектов может быть выполнена с использованием балансовой экономико-математической модели развития энергосистемы, обеспечивающей оптимизацию в динамике системы балансов мощности и

электроэнергии по территориальным энергосистемам или их объединениям (энергоузлам) совместно с оптимизацией балансов централизованного тепла и в увязке с балансами основных видов топлива, потребляемого электростанциями (газ, уголь, мазут).

При оценке ценовых последствий создания ИЭС ААС для потребителей необходимы специальные финансово-экономические модели отрасли и отдельных видов деятельности, позволяющие согласовать необходимые затраты и финансовые ресурсы, обосновывающие необходимый уровень цен для конечных потребителей, а также тарифов на услуги по передаче и распределению электроэнергии.

В результате третьего, завершающего этапа формируется обоснованная количественная оценка и динамика реализации предпочтительного варианта(ов) ИЭС ААС, максимизирующего полный прямой экономический эффект от комплексного внедрения различных технологических элементов и элементов управления во всей производственной цепочке электроэнергетики: от генерации до конечного потребления.

На данном этапе при наличии соответствующей методологии выполняется качественная или количественная оценка внешних, экстерналичных эффектов, соответствующих рекомендуемому варианту (или вариантам) создания ИЭС ААС (в стоимостном или ином виде). При необходимости более жесткого учета экстерналичных критериев, некоторые из них (например, уровень экологической нагрузки) могут быть учтены как формальные дополнительные условия при оптимизации.

6.3. Предварительная экономическая оценка создания ИЭС ААС в ЕЭС России до 2030 года

Создание ИЭС ААС в электроэнергетике России будет сопровождаться целым рядом общесистемных технологических эффектов, серьезным образом влияющих на балансовую ситуацию в ЕЭС России. Основные типы этих эффектов включают в себя:

- эффекты управления спросом, обеспечивающие изменение режимов электропотребления, снижение максимума и уплотнение графика нагрузки в энергосистеме, которые в ряде случаев сопровождаются и общим снижением уровня электропотребления;

- эффекты управления потерями при передаче и распределении электроэнергии, которые в совокупности формируются за счет сокращения ненагрузочных потерь при внедрении новых типов проводов и силового оборудования и уменьшения нагрузочных потерь при переходе к интеллектуальному качеству управления режимами сети, а также вследствие изменения режимов электропотребления при реализации эффектов управления спросом;

- эффекты управления пропускными способностями линий в основной и распределительной сети, обеспечивающие увеличение допустимых балансовых перетоков мощности за счет внедрения технологий гибких передач и новых систем автоматизированного мониторинга статической устойчивости сети;

- эффекты управления генерацией, позволяющие добиться рационального сочетания крупной и распределенной генерации при одновременном неувеличении (а в ряде случаев – при снижении) относительного резерва мощности в энергосистеме. Одним из важных эффектов в этой сфере является интеграция в энергосистему больших объемов распределенной генерации и повышение управляемости потоками электроэнергии, производимой на ветровых, солнечных и т.п. ВИЭ-электростанциях с нерегулярными режимами выработки.

- эффекты управления надежностью и качеством энергоснабжения, проявляющиеся в снижении частоты и продолжительности аварийных ситуаций, приводящих к прямому недоотпуску электроэнергии потребителям или ненадлежащему качеству поставки и, как следствие – к снижению прямых экономических потерь у потребителей из-за упущенной финансовой выгоды, порчи сырья, оборудования, расходных материалов и проч.

Для предварительной оценки возможных системных эффектов в ЕЭС России при создании интеллектуальной электроэнергетики были использованы данные по результатам пилотных проектов и более комплексным программам развития SmartGrid, реализация которых начата в различных странах. Из-за низкого уровня готовности многих новых технологий, отсутствия опыта их интеграции, совмещения с системами интеллектуального управления сохраняется крайне высокая неопределенность ожидаемых эффектов от внедрения элементов SmartGrid.

В качестве базы для количественной оценки системных технологических эффектов в ЕЭС России при создании интеллектуальной электроэнергетики были использованы данные по результатам отдельных пилотных проектов и более комплексным программам развития SmartGrid, реализация которых начата в различных странах. В настоящее время из-за достаточно низкого уровня готовности многих новых технологий, отсутствия опыта их интеграции, совмещения с системами интеллектуального управления сохраняется крайне высокая неопределенность ожидаемых эффектов от внедрения элементов SmartGrid.

Однако представленные в таблице 6.1 обобщения целевых установок или первых результатов пилотных проектов, позволяют на основе мирового опыта уточнить ранее приведенные диапазоны возможного влияния ИЭС ААС на балансовую ситуацию в ЕЭС

России. Принятые для расчетов параметры, как правило, отражают средние и нижние показатели приведенного диапазона эффектов для рассмотренных пилотных проектов. При этом, на 2020 г. возможные изменения оценены, исходя из реализации ¼ проекта ИЭС ААС.

Таблица 6.1 – Параметры изменения балансовых условий, принятые для оценки эффектов создания ИЭС ААС в ЕЭС России, %%

| Условие | Пилотные проекты SmartGrid | Целевые показатели интеллектуальной энергосистемы в ЕЭС России | |
|--|----------------------------|--|---------|
| | | 2020 г. | 2030 г. |
| Снижение прогнозного максимума нагрузки | 10—20 | 2,5 | 10 |
| Снижение конечного электропотребления | 5—15 | 2 | 8 |
| Снижение потерь в сетях (относительно отчетного уровня) | 20—50 | 7,5 | 30 |
| Снижение необходимых резервов мощности в генерации (относительно отчетного уровня) | 20—30 | 5 | 20 |
| Увеличение пропускных способностей межсистемных связей | 5—10 | 2,5 | 10 |

Совокупность данных изменений повлияет на показатели прогнозной потребности в электроэнергии и установленной мощности. Их количественная оценка применительно к условиям базового варианта развития ЕЭС России (соответствующего по основным параметрам к базовому сценарию Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года), приведена в таблице 6.2.

1). Снижение потребности в электроэнергии в результате сокращения нагрузочных и ненагрузочных потерь в сетях (в % к конечному электропотреблению), а также самого конечного электропотребления в результате активного управления спросом и к 2030 г. составит до 9% (140 млрд кВт.ч) от базового уровня. При этом относительный уровень потерь в сетях последовательно снизится на 30%: с 12 % до 10% в 2020 г. и 8% в 2030 г.

2). Изменение потребности в установленной мощности связано с целым рядом факторов, включая снижение максимума нагрузки потребителей, относительных потерь мощности при передаче и распределении и пропорционального снижения абсолютных объемов резерва генерирующих мощностей. Кроме этого за счет интеллектуализации сетевого комплекса (в т.ч. с учетом расширения ограничений по межсистемным балансовым перетокам) и энергетического хозяйства потребителей (в т.ч. с учетом развития собственных источников генерации и хранения электроэнергии) при сохранении целевого уровня надежности энергоснабжения может быть снижен относительный резерв

генерирующей мощности в энергосистеме. В целом, к 2030 году интеллектуализация ЕЭС России позволит снизить потребность в установленной мощности более чем на 10% (на 34 ГВт).

Таблица 6.2 – Количественная оценка изменения балансовых условий при создании ИЭС ААС до 2030 года (относительно для «базового» варианта развития электроэнергетики по Генеральной схеме).

| | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. |
|---|-------------|------------|------------|
| Снижение требуемой установленной мощности, ГВт, в т.ч. | 7.2 | 23.6 | 34.1 |
| – Снижение максимума нагрузки при управлении спросом | 4.8 | 16.0 | 23.4 |
| – Снижение резерва с учетом повышения надежности средствами ИЭС ААС и снижения максимума | 2.4 | 7.6 | 10.8 |
| Снижение потребности в электроэнергии, млрд кВтч, в т.ч. | 23.3 | 92.9 | 140.1 |
| – Снижение конечного электропотребления при управлении спросом | 23.2 | 77.8 | 113.8 |
| – Снижение потерь в сетях с учетом новых технологий и управления потерями и снижения конечного электропотребления | 0.1 | 15.1 | 26.3 |
| <i>Потери в сетях, %</i> | <i>10.3</i> | <i>8.8</i> | <i>7.9</i> |

Следствием изменения балансовых условий станет перестройка производственной структуры электроэнергетики, включая структуру установленной мощности и объемы вводов новых электростанций, производства электроэнергии и расхода топлива на ТЭС.

Количественная оценка изменений параметров развития ЕЭС России на период до 2030 г. была выполнена с использованием разработанной в ИНЭИ РАН динамической оптимизационной модели развития электроэнергетики в рамках ТЭК страны (EPOS), которая также использовалась для оптимизации структуры генерирующих мощностей в рамках разработки и корректировки Генсхемы отрасли.

При оптимизации производственных параметров электроэнергетики для новых балансовых условий изменения в структуре и масштабах развития генерирующих и сетевых мощностей были оценены в целом по ЕЭС России и ее отдельным энергообъединениям (табл. 6.3):

- изменение балансовых условий при создании ИЭС ААС приведет к снижению вводов мощности на КЭС (на 18,8 ГВт к 2030 г.) и ТЭЦ (на 7 ГВт к 2030 г.); вводы нетопливных АЭС и ГЭС снижаются меньше (соответственно, на 4 и 4,4 ГВт к 2030 г.);

- снижение электропотребления приведет к замедлению темпов роста **производства/выработки** электроэнергии, в основном на тепловых электростанциях, прежде всего – на КЭС, выработка которых сократится более чем на 80 млрд кВт·ч или 17

% к 2030 г. по сравнению с базовым. При этом коэффициент использования установленной мощности практически для всех видов ТЭС увеличится.

- следствием структурных изменений в отрасли станет сокращение потребления органического топлива в электроэнергетике страны – более чем на 27 млн т у.т. в 2030 г. или на 8 % по сравнению с базовым вариантом. При этом подавляющая доля этого снижения приходится на газ.

Еще одним следствием создания ИЭС ААС станет возможность более умеренного (по сравнению с вариантом развития без ИЭС ААС) ввода новых электросетевых объектов за счет:

- снижения требований к необходимому вводу (а также расширению или модернизации) сетевых объектов для выдачи мощности при более низком объеме ввода новых электростанций.
- увеличения предельных значений для балансовых перетоков по действующим и новым межсистемным ЛЭП при переходе к интеллектуальному управлению пропускными способностями межсистемных связей в ЕНЭС;
- снижения потребности в наращивании объемов балансовых перетоков при более низких уровнях потребности в мощности и электроэнергии. снижения вводов сетевых объектов, необходимых для повышения системной надежности крупных потребителей или энергоузлов в случаях, если данные проблемы полностью и частично решаются в рамках ИЭС ААС на уровне распределительной сети, потребителей и распределенной генерации.

Приведенные выше результаты показывают, что главным результатом создания ИЭС ААС станет не просто техническая модернизация электроэнергетики (прежде всего, ее сетевого комплекса). По сравнению с инерционным вариантом развития ЕЭС России переход к интеллектуальной энергетике позволяет решать одну и ту же самую задачу энергоснабжения растущей экономики страны за счет более интенсивного использования производственного потенциала отрасли (в том числе уже существующего), а также ресурсов на стороне потребителя (через управление спросом и распределенную генерацию). Это в свою очередь позволяет снизить темпы экстенсивного наращивания генерирующих и сетевых мощностей для обеспечения целевых требований по балансовой надежности и качеству энергоснабжения конечных потребителей.

Таблица 6.3 – Изменение основных производственных показателей ЕЭС России при создании ИЭС ААС

| | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. |
|--------------------------------------|---------|---------|---------|
| Снижение установленной мощности, ГВт | -7.8 | -23.1 | -34.1 |

| | | | |
|---|-------|-------|--------|
| ГЭС-ГАЭС | -1.7 | -4.3 | -4.4 |
| АЭС | -1.0 | -5.1 | -4.0 |
| ТЭЦ | -0.8 | -4.5 | -7.0 |
| КЭС | -4.4 | -9.2 | -18.8 |
| Снижение производства электроэнергии, млрд. кВт.ч | -23.3 | -92.9 | -140.1 |
| ГЭС-ГАЭС (вкл. ВИЭ) | -3.4 | -10.1 | -10.8 |
| АЭС | -6.1 | -35.1 | -29.0 |
| ТЭЦ | -0.9 | -10.2 | -19.6 |
| КЭС | -12.9 | -37.5 | -80.8 |
| Снижение потребности в топливе, млн т у.т. | -4.7 | -13.5 | -27.6 |
| Газ | -4.1 | -11.5 | -25.8 |
| Мазут | 0.1 | -0.1 | 0.0 |
| Уголь | -0.7 | -1.6 | -1.5 |
| прочие (вкл. биотопливо) | 0.0 | -0.4 | -0.3 |

Получаемый в результате суммарный экономический эффект в ЕЭС России в период до 2030 года проявляется в виде экономии капитальных и эксплуатационных затрат, которая составит 3,3 трлн рублей (в ценах 2010 г.). Сводная характеристика полученных в результате системных экономических эффектов приведена в таблице 6.4.

Наиболее значимым системным экономическим эффектом является снижение необходимых капиталовложений в развитие электростанций и сетей, которое в период до 2030 г. составит почти 2 трлн рублей 2010 г. Вторым наиболее крупным эффектом является снижение топливных затрат электростанций – на 750 млрд. рублей. Снижение условно-постоянных затрат в электроэнергетике при меньших объемах мощностей оценивается в период до 2030 года на уровне 560 млрд. рублей. Таким образом, суммарный экономический эффект в электроэнергетике при создании ИЭС ААС до 2030 года может составить 3,2 трлн. рублей.

Таблица 6.4 – Итоговые экономические эффекты при реализации ИЭС ААС в электроэнергетике России в период до 2030 года³⁹.

| | до 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. | За период 2015-2030 гг. |
|--|---------------|------------|------------|----------------------------|
| Снижение потребности в генерирующей мощности, ГВт | 7.8 | 15.3 | 11.0 | 34.1 |
| Снижение капиталовложений в отрасль, млрд рублей 2010 г., в т.ч. за счет: | 682 | 744 | 526 | 1953 |
| генерирующих мощностей | 612 | 671 | 451 | 1734 |
| сетевой инфраструктуры для выдачи мощности электростанций и межсистемных связей | 70 | 73 | 76 | 219 |
| Снижение ежегодных условно-постоянных эксплуатационных затрат, млрд рублей 2010 г., в т.ч. за счет: | 17 | 52 | 73 | 560 |
| Снижение расхода топлива на ТЭС, млн т у.т., всего - в т.ч. | 4.7 | 13.5 | 27.6 | 173.6 |

³⁹По оценке ОАО «СО ЕЭС», данные эффекты являются завышенными

| | | | | |
|---|------------|------------|------------|-------------|
| Газомазут | 4.0 | 11.6 | 25.7 | 155.0 |
| Уголь | 0.7 | 1.6 | 1.5 | 15.8 |
| Прочие | 0.0 | 0.4 | 0.3 | 2.8 |
| Снижение ежегодных топливных затрат, млрд рублей 2010 г. | 12 | 56 | 139 | 756 |
| Итого снижение капитальных и текущих затрат, млрд рублей 2010 г. | 711 | 852 | 738 | 3269 |
| Снижение эмиссии парниковых газов, млн т CO ₂ | 8.4 | 23.4 | 46.2 | 297.6 |
| Снижение платы за эмиссию парниковых газов, млрд рублей 2010 г. | 5 | 14 | 28 | 183 |

Оценка необходимых капиталовложений для создания ИЭС ААС на данном этапе была выполнена на основе типовых показателей затрат на устройства и системы интеллектуального управления, применяемые для аналогичного по сути проекта интеллектуализации национальной энергосистемы США, выполненной EPRI в 2011 г.

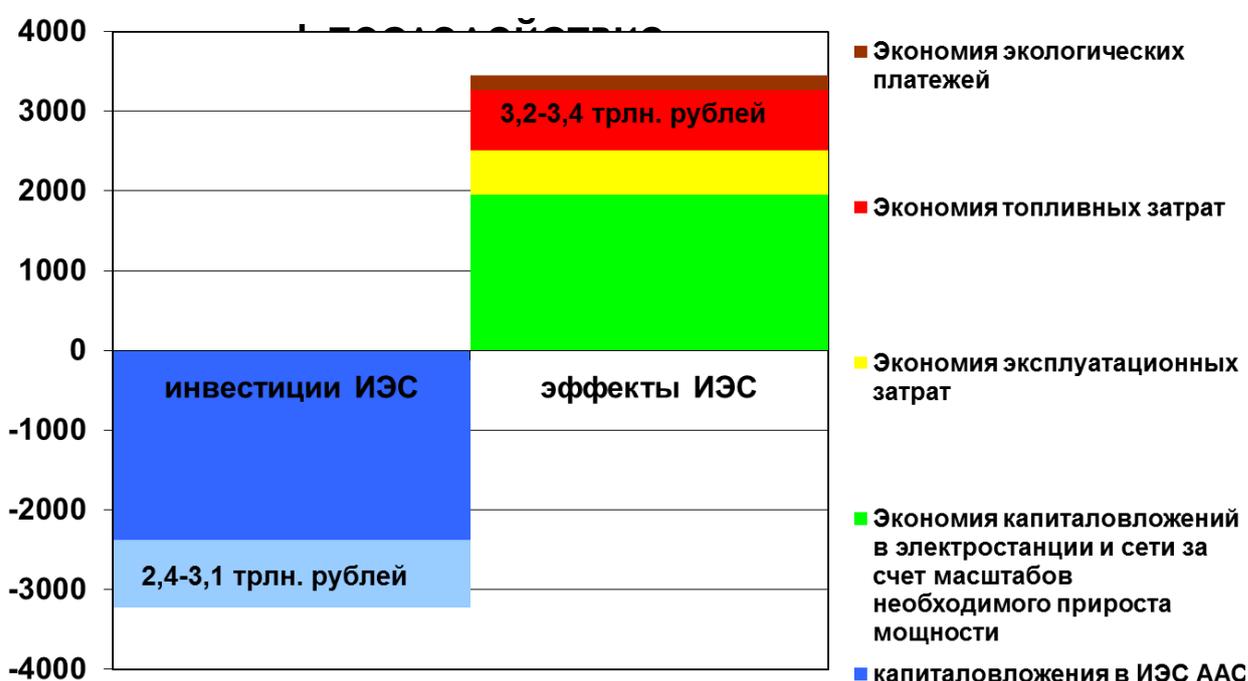
С учетом ряда технологических особенностей и масштаба ЕЭС России, предварительная потребность в капиталовложениях на создание ИЭС ААС в России на базе глубокой модернизации существующей инфраструктуры ЕНЭС и распределительной сети, потребителей электроэнергии, а также систем управления в ЕЭС России может составить в период до 2030 года или 2,4-3,2 трлн. рублей (в ценах 2010 г.).

Сопоставление недисконтированных значений экономических эффектов и необходимых затрат на создание ИЭС ААС (рис. 6.2) показывает, что уже к 2030 году экономические выгоды от реализации проекта интеллектуальной энергетики в масштабе ЕЭС России окажутся сопоставимыми с необходимыми капиталовложениями. Даже при пессимистической оценке капиталовложения на интеллектуализацию ЕЭС России будут полностью компенсированы эффектами, а при более низкой оценке стоимости реализации программы ИЭС ААС эффекты превысят капитальные затраты на 800 млрд. рублей. При этом значение чистого эффекта после 2030 г. будет дополнительно прирастать примерно на 1 трлн. рублей за пятилетие в ~~последующий~~ период после 2030 года из-за в период последствий принятых ранее инвестиционных решений по развитию интеллектуальной энергетики. С учетом этого, дисконтированный прямой экономический эффект создания ИЭС ААС составит 1,95-2,50 трлн. рублей.

Полученная количественная оценка прямых экономических эффектов может быть также усилена за счет дополнительных экологических эффектов. С учетом экономической стоимости выбросов парниковых газов – даже при ее сравнительно невысоком уровне в 600 рублей за тонну CO₂ (эквивалентно 20 долл./т) экономия за счет снижения платы за эмиссию составит 180 млрд. рублей только за период до 2030 г., но при переходе к

стоимости выбросов, прогнозируемых в этот же период в ЕС (до 100 долл/т) вырастет уже до почти 1 трлн. рублей.

Как было отмечено выше, стоимостная оценка прямых экономических эффектов является лишь частью обоснования эффективности создания ИЭС ААС, так как не учитывает возникающие при этом макроэкономические, социальные, экологические и проч. эффекты. Таким образом, выполненная оценка эффективности показывает, что даже в наиболее жестких условиях создание ИЭС ААС, обеспечивающей комплексную модернизацию технологической базы и управления в ЕЭС России, является экономически целесообразным.



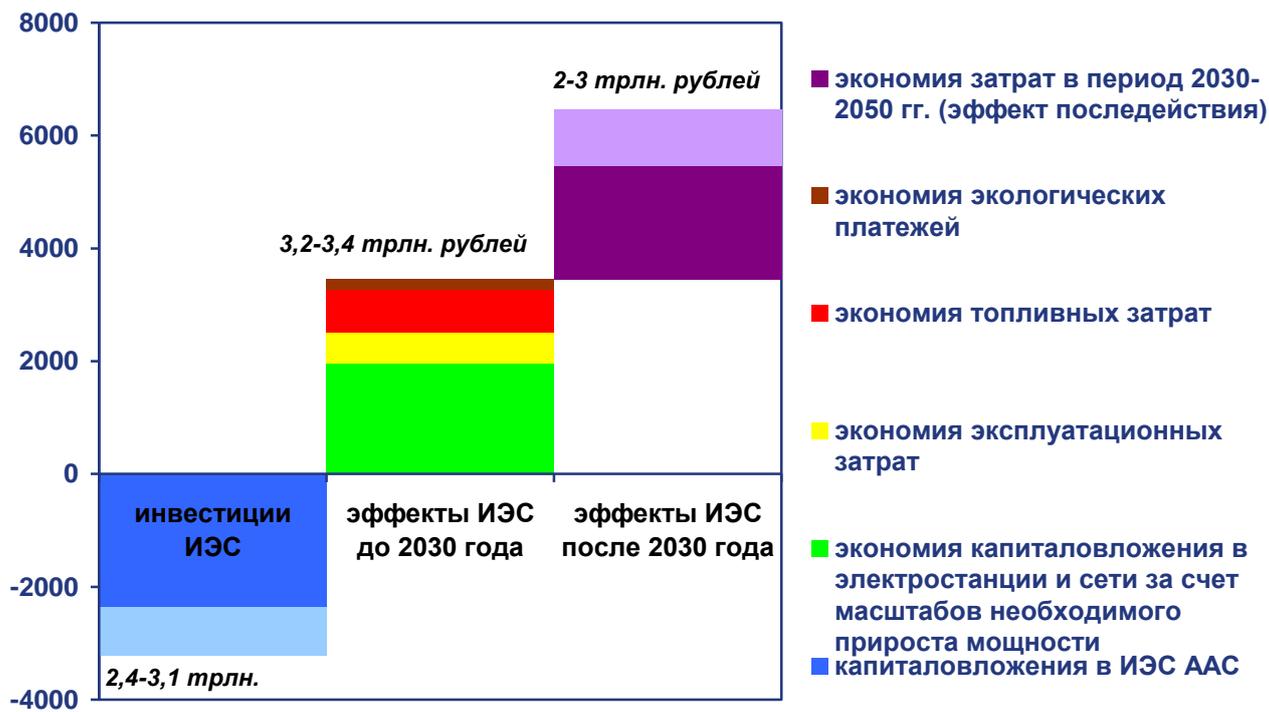


Рисунок 6.2 – Характеристика затрат и эффектов создания ИЭС ААС в электроэнергетике России до 2030 года (с учетом эффектов последействия), млрд рублей 2010 г..

Приложение к разделу 6 – Характеристика изменения технических свойств структурных подсистем электроэнергетики и состава основных технологических и экономических эффектов при создании ИЭС ААС.

| Изменение функциональности (технических свойств) в электроэнергетике | Локальные эффекты в отдельной подсистеме | | Системные эффекты | |
|--|---|---|--|--|
| | Технологические | Экономические | Технологические | Экономические |
| Потребители электроэнергии (включая распределенную генерацию и собственные сети) | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> – повышение регулировочного диапазона активной и реактивной нагрузки – двустороний обмен мощностью энергосистемой (собственная генерация, электромобили, аккумуляторы) – возможности хранения электроэнергии – информационное взаимодействие энергосистемой в реальном времени – дополнительные источники активной и реактивной мощности энергосистеме – возможность работы в параллельном и автономном режимах | <ul style="list-style-type: none"> – снижение максимума потребления мощности – изменение суточной неравномерности потребления | <ul style="list-style-type: none"> – снижение энергетических расходов потребителей – снижение ущерба потребителей (по типам отключений и категориям потребителей) | <ul style="list-style-type: none"> – снижение максимума нагрузки энергосистемы – изменение объемов размещения резервов энергосистеме – снижение требований к внутрисуточной разгрузке генерирующего оборудования – оптимизация режимов загрузки электростанций и сети – снижение потребности в резерве сетевых мощностей в сети общего пользования – снижение потерь в сетях всех классов напряжения | <ul style="list-style-type: none"> – снижение капиталовложений в строительство электростанций – снижение топливных затрат электростанций – снижение капиталовложений в расширение сети общего пользования |

| Изменение функциональности (технических свойств) в электроэнергетике | Локальные эффекты в отдельной подсистеме | | Системные эффекты | |
|---|--|---|---|--|
| | Технологические | Экономические | Технологические | Экономические |
| Передача и распределение электроэнергии (сети общего пользования) | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> – расширенные возможности по оптимизации пропускных способностей и режимов загрузки сети с учетом резервирования – удаленный контроль и управление устройствами – повышение наблюдаемости, точности измерений состояния сети – повышение качества мониторинга и диагностики состояния оборудования, в т.ч. без вывода из работы – повышение уровня автоматизации функционирования сети – повышенная устойчивость к повреждениям/авариям, пониженные коэффициенты аварийности – оперативность и простота восстановления при повреждениях/авариях – более компактные технические решения – увеличенный срок службы оборудования | <ul style="list-style-type: none"> – снижение потерь при передаче электроэнергии – увеличение балансовых потоков мощности – снижение количества отказов оборудования – сокращение времени ремонтных работ – снижение количества персонала – снижение числа секундных, длительных и крупномасштабных отключений – снижение площадей землеотводов под сетевые объекты | <ul style="list-style-type: none"> – снижение капиталовложений в расширение сети – снижение затрат на оплату потерь электроэнергии – снижение затрат на ремонты – снижение затрат на оплату труда – снижение затрат на эксплуатацию для новых типов оборудования | <ul style="list-style-type: none"> – снижение объемов производства электроэнергии и оптимизация режимов загрузки электростанций – снижение потребности в резерве генерирующей мощности – повышение надежности энергоснабжения потребителей – повышение качества электроэнергии и усиление интеграции ценовых зон конкурентных рынков энергии и мощности | <ul style="list-style-type: none"> – снижение топливных затрат электростанций – снижение капиталовложений в строительство электростанций – снижение ущерба у потребителей от недоотпуска и низкого качества электроэнергии – снижение средней оптовой цены электроэнергии за счет уменьшения ценовой дифференциации и по зонам рынка – снижение ущерба у потребителей (по типам отключений и категориям потребителей) |

| Изменение функциональности (технических свойств) в электроэнергетике | Локальные эффекты в отдельной подсистеме | | Системные эффекты | |
|--|--|--|-------------------|---------------|
| | Технологические | Экономические | Технологические | Экономические |
| Генерация | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> – увеличение диапазонов регулирования мощности базисных и маневренных электростанций – повышение наблюдаемости и качества диагностики оборудования – взаимодействие с активными элементами управления в сетях в реальном времени | <ul style="list-style-type: none"> – оптимизация режимов загрузки разных типов электростанций с учетом резервирования и возможностей сети – снижение количества отказов оборудования – сокращение времени ремонтных работ | <ul style="list-style-type: none"> – снижение топливных затрат электростанций – снижение затрат на ремонты | | |

6.4. Оценки качества и управление риском ИЭС ААС

Отечественная и зарубежная документная база (законы, регламенты, конвенции, директивы, стандарты) в сфере обеспечения безопасности энергетических систем в значительной степени базировались на фундаментальном требовании недопустимости аварий и катастроф. Это требование эквивалентно требованию достижения нулевых рисков аварий и катастроф на всех стадиях жизненного цикла. Вместе с тем, в последние десятилетия в мировой и отечественной гидроэнергетике имели место тяжёлые аварии и катастрофы, не предусмотренные действующими законами, нормами и правилами, последний пример: - авария на АЭС Фукусима-1,2 (Япония). Это указывает на необходимость пересмотра сложившейся практики обоснования и обеспечения безопасности эксплуатации энергообъектов и перехода к управлению проектированием, строительством, эксплуатацией энергообъектов и их систем управления на базе теории и критериев ненулевых рисков.

Сложность состава решаемых задач ИЭС ААС, применение распределенных виртуализованных цифровых технологий для ее построения, заставляет обратить особое внимание на методы оценки качества ИЭС ААС и анализ возможных отказов в ней и связанные с ними риски для объекта управления и потребителей. Качество системы управления ИЭС ААС характеризуется оценками, задаваемыми в пространстве параметров, характеризующих выполнение объектом заданного требованиями технической документации набора функций. Среди этого набора функций выделяют

подмножество функций, называемых основными. Нарушения способности выполнения в полном объёме с заданными характеристиками, какой либо функции с требуемыми характеристиками считается нарушением исправности. Нарушения исправности при выполнении функций из основного набора – считается потерей работоспособности. Можно ввести меры исправности и работоспособности и выделить уровни исправности и работоспособности. При функционировании объекта к значениям его параметров можно привязать доходы и потери (функции доходов и потерь) и районировать эти доходы и потери в соответствии с уровнями исправности и работоспособности.

Основными характеристиками качества объекта, которые строятся на доходах и потерях, районированных по уровням исправности и работоспособности, являются характеристики надёжности (технической эффективности) - при функционировании объекта в нормальных условиях; живучести - при функционировании в условиях, отличных от нормальных, а также безопасности (с уровнями исправности и работоспособности связывают негативные эффекты от функционирования объекта, вызывающие вредные воздействия на персонал или окружение объекта).

В рамках оценок надёжности, живучести и безопасности могут производиться оценки возможности переходов с одних уровней доходов и потерь на другие более низкие уровни – эти оценки иногда называют рисками. Переходы могут быть обусловлены различными причинами – отказами элементов объекта и (или) его системы управления, несоответствиями в программном обеспечении или его повреждении, действиями людей, неблагоприятными воздействиями. Наряду с оценками возможности переходов с уровней на уровни проводятся также оценки возможностей появления дестабилизирующих факторов, к которым также применяют термин «риски». Оценки рисков проводятся либо в вероятностных пространствах, либо с использованием аппарата нечётких множеств, либо с использованием мер, определённых в пространстве детерминированных характеристик.

Соответствующие методы оценок рисков для систем управления, построенных на аналоговой элементной базе, известны и применяются в практике, однако удовлетворительного решение данной проблемы для цифровых систем управления (ЦСУ), в части их программных компонент, несмотря на интенсивные исследования, не найдено⁴⁰.

⁴⁰NRC, "Regulatory Guide 1.172, Software Requirements Specifications for Digital Computer Software Used in Safety Systems of Nuclear Power Plants", U.S. Nuclear Regulatory Commission, Office of Nuclear Regulatory, WashingtonD.C. September 1997.

W. Farr. Handbook of Software Reliability Engineering, M. R. Lyu, Editor, chapter Software Reliability Modeling Survey, pages 71--117. McGraw-Hill, NewYork, NY, 1993.

Следует разработать набор документов включающий:

- Идентификация опасностей аварий.
- Количественная оценка риска аварий, ранжирование аварий по уровню риска.
- Методы, позволяющие получить количественные оценки качества программных компонент для использования их в анализа рисков аварий ИЭС ААС
- Определения организационных и технических мероприятий по управлению риском аварий ИЭС ААС.
- Методы анализа, оценки и прогнозирования риска аварий ИЭС ААС.
- Требования, обеспечивающие безопасность ИЭС ААС на основе анализа, оценки и прогнозирования риска аварий.

7. МЕХАНИЗМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЕНЭС

7.1. Подходы к стимулированию развития интеллектуальной электроэнергетики и поддержки пилотных проектов

Активное формирование стратегических документов в сфере SmartGrid в ведущих экономиках мира сопровождается быстрорастущими объемами финансовых вложений в научные и инженерные разработки, их апробацию в рамках пилотных проектов, а в ряде случаев – в массовое внедрение отдельных элементов интеллектуальной энергетики (таких как «умные счетчики»).

Практически во всех странах стимулирование инновационной активности в сфере интеллектуальной энергетики осуществляется в формате государственно-частного партнерства. При этом государство не только формирует благоприятное регулятивное поле, но и в значительных объемах напрямую финансово поддерживает конкретные программы и проекты, задавая тем самым темпы и направления технологического обновления отрасли. Так, в 2010 г. наиболее крупные государственные инвестиции в развитие «интеллектуальной» электроэнергетики были выделены правительствами Китая (7,3 млрд долл.), США (7,1 млрд долл.), Японии, Южной Кореи и Испании (каждая – около 0,8 млрд долл.). Европейский Союз выделил 2 млрд долл. на 9-летнюю (2010-2018 гг.) программу НИОКР в области SmartGrid.

1) В США государственное финансирование развития интеллектуальной энергетики законодательно является частью принятого Конгрессом комплекса мер по стимулированию национальной экономики. По сравнению с 2009 г., в 2010 году объем государственных инвестиций в SmartGrid увеличился почти на 60%⁴¹. Кроме этого, в стране активно развивается система венчурного финансирования внедрения данной концепции.⁴²

2) В Канаде государство активно поддерживает лишь часть технологий SmartGrid, которые относятся к «чистой», возобновляемой энергетике. На федеральном уровне действует программа ecoENERGY по развитию возобновляемой (ветровой, океанической, геотермальной, солнечной, био- и гидроэнергетики) с бюджетом около 1,5 млрд долл.⁴³ Государственно-частный Фонд чистой энергии в следующие пять лет планирует

⁴¹ Smart Grid: China Leads Top Ten Countries in Smart Grid Federal Stimulus Investments, Zpryme Reports

<http://zpryme.com/news-room/smart-grid-china-leads-top-ten-countries-in-smart-grid-federal-stimulus-investments-zpryme-reports.html>

⁴² См., например, Smart Grid Funding Activity for Q2 2010 <http://www.mercomcapital.com/MercomSmartGridFundingQ22010.pdf>

⁴³ ecoENERGY for Renewable Power. <http://www.ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/power-electricite/index-eng.cfm>

инвестировать в развитие чистых технологий 795 млн долл, из них федеральная государственная поддержка составит около 20%.⁴⁴ Экономическая поддержка возобновляемой энергетики на региональном уровне носит косвенный характер и осуществляется через тарифы. Вместе с тем, другие направления интеллектуальной энергетики в Канаде не имеют прямой государственной поддержки и иницируются и реализуются как коммерческие проекты энергетических компаний. Наиболее крупными примерами таких проектов является массовая установка интеллектуальных счетчиков; при этом расходы сетевых организации по их установке впоследствии включаются в тарифы на поставку электроэнергии потребителям.⁴⁵

3). На уровне Европейского союза принята программа НИОКР по развитию общеевропейских сетей (EuropeanElectricityGridInitiative, EEGI) финансируется совместно за счет централизованных средств Евросоюза, стран-членов и участников рынка:

- из средств Европейского Союза финансируется 65-70% программы в части развития магистральных сетей, а также 30-40% в части развития распределительных сетей

- страны-члены ЕС финансируют 40-50% программы в части развития распределительных сетей;

- из тарифных источников финансируется 25-30% программы в части развития магистральных сетей и 10-30% в части развития распределительных;

- инвестиции независимых участников рынка составляют 5-15%.

4) В Германии реализуется государственная программа E-Energy, направленная на развитие интеллектуальной энергетики и включающая шесть региональных пилотных проектов с общим объемом финансирования 185 млн долл. Более половины бюджета программы формируется частными инвесторами, в основном - энергетическими компаниями.

В практике государственно-частного партнерства прямые государственные инвестиции всегда сопровождаются пакетом мер по косвенной экономической поддержке частных инвестиций со стороны энергокомпаний или потребителей. Это особенно важно на нынешнем, начальном этапе концептуальной проработанности и инженерной готовности новой технологической платформы отрасли, когда инвесторы опасаются делать масштабные инвестиции в действительно инновационное направление, если они не сопровождаются дополнительной и значительной поддержкой со стороны государства, снимающей большую часть рисков.

⁴⁴Investments made in smart grid technology project.
http://www2.gnb.ca/content/gnb/en/news/news_release.2010.07.1271.html

⁴⁵Ontario Energy Board.Smart Meter Implementation Plan. Report of the Board To the Minister. January 26, 2005.<http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/ontario/plan.pdf>

В настоящее время наибольшее развитие в электроэнергетике получили механизмы экономической поддержки инноваций в сфере возобновляемой энергетики. Однако большинство из применяемых механизмов являются универсальными и в перспективе могут быть использованы для стимулирования других сегментов интеллектуальной энергетики.

1). **Налоговое стимулирование** является распространенным механизмом для поддержки инновационных проектов и активно используется в странах Европейского Союза, США, Японии, Китае.

Стандартные методы предполагают:

- полное освобождение от налогов (например, НДС, налога на прибыль);
- снижение налоговой ставки (инвестиционные скидки);
- дифференцирование ставок налога по различным параметрам.

Одним из примеров применения стандартного налогового стимулирования является Китай, где в соответствии с «Законом о возобновляемой энергии» для проектов в сфере возобновляемой энергетики (энергия биомассы, ветряная, малая гидроэнергетика) снижен НДС и налог на прибыль (с 17% до 8,5%).

Налоговое стимулирование может применяться также в виде:

- налоговых каникул - предоставляемого законодательством срока, в течение которого компании разрешено не уплачивать налоги;
- налогового кредита, предполагающего изменение срока исполнения налогового обязательства и возможность для компании уменьшить платежи по налогу на прибыль с последующей уплатой суммы кредита и процентов (обычно от 1 до 5 лет);
- ускоренной амортизации, позволяющей более быстрыми темпами переносить балансовую стоимость активов на издержки производства и, снижая налогооблагаемую прибыль, увеличивать свободные средства компании за счет более низких налоговых платежей;
- льгот косвенного налогообложения, в частности - сниженных ставок таможенных пошлин на оборудование.

Налоговые каникулы для развития ВИЭ применяются местными властями, например, во многих провинциях и автономных регионах Китая.

2) **Бюджетное финансирование** предполагает прямое использование государственных средств в форме:

- субсидий, предполагающих безвозмездное получение компаний/потребителем бюджетных денег для компенсации части

капитальных затрат или убытков от работы на рынке электроэнергии в условиях, когда рыночная цена оказывается ниже необходимой для окупаемости новых технологий.

- льготные кредиты, предполагающие участие государства в предоставлении гарантий по кредитам (что снижает ставки банков), либо прямое субсидирование части процентной ставки, установленной на обычном уровне.

Меры бюджетной поддержки достаточно распространены в странах Евросоюза, Японии. Примером может служить Германия, где субсидии, компенсирующие определенную часть капиталовложений или процентной ставки, выдаются на строительство солнечных установок для обеспечения горячей водой и отопления, теплонасосов и малых котлов с автоматической загрузкой, работающих на биомассе (дрова, щепа). Там же действуют дотации на электроэнергию, полученную на ВИЭ, предоставляющие производителям вне зависимости от текущего уровня цен на рынке продавать электроэнергию в сеть по установленному тарифу в течение определенного времени.

3) **Тарифное стимулирование** в части возобновляемой и интеллектуальной энергетики является очень эффективной мерой, которая может применяться как для стимулирования компаний для дополнительного предложения на базе новых технологий, так и для стимулирования спроса потребителей на инновационное предложение компаний.

- льготные тарифы (feed-intariff) гарантируют в течение нескольких лет минимальную цену или надбавку к рыночной цене, которые платятся производителям электроэнергии на ВИЭ. Однако впоследствии тариф может быть пересмотрен, чтобы стимулировать дальнейшее снижение издержек. Этот механизм обычно сопровождается обязательствами сетевых операторов принять и оплатить э/э по специальному тарифу. Льготные тарифы для стимулирования развития возобновляемой энергетики применяются в Германии, Испании, Франции и Дании;
- «зеленая цена» (greenpricing) – применяется уже на стороне спроса и основана на добровольном согласии населения и коммерческих потребителей оплачивать дополнительные надбавки к счетам за электроэнергию. Используется в Австрии, Финляндии, Германии, Нидерландах, Великобритании;

- предварительная доходность капитала (InterimRateTreatment)⁴⁶ – специальная мера, введенная в США специально для проектов SmartGrid и позволяющая компаниям получить особые условия по доходности для инвестиций в технологии интеллектуальной энергетики на период, пока не будут разработаны и приняты стандарты технологий SmartGrid. Ставка действует для проектов, отвечающих определенным требованиям по принадлежности к концепции SmartGrid. Сетевые компании, желающие инвестировать в интеллектуальную энергетику и подпадающие под действие IRT, смогут получать доход на инвестиции без необходимости проверки (с возможным последующим изменением) регулятором всех норм доходности компании.

4) Прочие меры стимулирования, включают в себя:

- законодательно закрепленные обязательства сетевых компаний по приоритетности подключения источников ВИЭ к сети и первоочередность покупки от них электроэнергии на рынок (широко распространены в странах Европейского Союза, например, в Германии);
- обязательства по обязательной «обратной» покупке избыточной электроэнергии у потребителей с собственной распределенной генерацией. Так, в Японии реализуется программа по покупке лишней электроэнергии домашних систем на солнечной энергии.⁴⁷
- механизмы экологической политики в части лимитирования объемов выбросов парниковых газов в атмосферу и введения платы за выбросы;
- система квот на производство или покупку электроэнергии на базе возобновляемых ресурсов. При стимулировании дополнительного предложения (Италия) регулятор устанавливает для производителей и импортеров минимальный объем (квоту), который должен быть произведен на ВИЭ. При этом производители могут либо развивать свои мощности, либо купить этот объем электроэнергии посредством торгуемых «зеленых сертификатов». При стимулировании спроса на ВИЭ регулятор устанавливает требования к распределительным, сбытовым компаниям и потребителям, по обязательному потреблению. Этот механизм применяется в Великобритании, Бельгии и Швеции.

⁴⁶ Federal Energy Regulatory Commission. Smart Grid Policy. July 16, 2009 <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2009/071609/E-3.pdf>

⁴⁷ Ichimura T. Renewable Energy and Smart Community <https://app3.infoc.nedo.go.jp/informations/koubo/other/FF/nedooothernewsplace.2009-02-09.3960481985/nedooothernews.2010-07-14.7324681214/Ichimura%20Tomoya.pdf>

Создание интеллектуальной энергосистемы на базе активно-адаптивных сетей в ЕЭС России может стать одной из крупнейших инновационных программ в экономике России в ближайшие два десятилетия. Реализация такой программы потребует целостной системы управления и финансирования инновационной деятельности, включая проблемно-ориентированные научные исследования, опытно-конструкторские (ОКР) и опытно-технические (ОТР) работы в сфере интеллектуальной энергетики, которые должны обеспечить полный цикл возникновения инноваций: от научных идей и моделей через опытные образцы и пилотные проекты к массовому внедрению новых типов технических устройств и систем управления в электроэнергетике.

Такая стратегическая задача не может быть решена разрозненными усилиями энергетических компаний и потребителей и требует ведущего участия государства не только в форме координации корпоративных инновационных программ (например, в рамках соответствующей технологической платформы), но и в виде набора мер по финансовой поддержке и экономическому стимулированию новых решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности работы энергетической инфраструктуры страны.

Мировой опыт показывает, что государственно-частное партнерство (ГЧП) является эффективным инструментом для создания ИЭС ААС. Основной функцией такого партнерства является формирование системы законодательных, организационно-административных, финансово-экономических механизмов снижения рисков инвестирования в масштабное техническое переоснащение и интеллектуализацию сетевого хозяйства, энергетического хозяйства потребителей, систем диспетчерского управления всех уровней.

Наибольшая финансовая поддержка государства (в основном, в виде прямых бюджетных инвестиций) необходима для осуществления начального этапа проблемно-ориентированных научных исследований, обладающих наиболее высокими рисками для бизнеса. При этом не менее важным является создание эффективной административной процедуры для отбора и коммерциализации научных разработок, их перевода на следующий уровень ОКР и ОТР.

Выполнение опытно-конструкторских и опытно-технических работ может быть эффективно построено на условиях совместного финансирования со стороны государства и бизнеса. Это, с одной стороны, обеспечит разделение рисков и защиту инвесторов от убыточности проекта, а с другой стороны – обеспечит для государства возможность контролировать последующий процесс становления инновационного продукта. Немаловажным аспектом совместного финансирования является также обеспечение

возможностей для последующего более широкого внедрения результатов ОКР и ОТР в отрасли, масштабирования, типизации и модификации проектов интеллектуальной энергетики (тогда как в случае только корпоративного финансирования интеллектуальные результаты остаются в собственности инвестора, обеспечивая ему конкурентное преимущество).

Наиболее важным (с точки зрения объемов инвестиций) является завершающий этап массового внедрения технологий интеллектуальной энергетики. На данном этапе формат ГЧП позволит максимально эффективно координировать объемы и состав пилотных и коммерческих проектов и инвестиционных программ, реализуемых его участниками: энергетическими компаниями и потребителями, предоставляя взамен стимулирующие меры не прямой бюджетной, налоговой и тарифной поддержки.

Для сетевых компаний, находящихся в сфере тарифного регулирования, наиболее эффективными будут меры тарифного стимулирования в части доходности инвестиций в новые интеллектуальные технологии. В ряде случаев к проектам может применяться повышенная ставка доходности (по аналогии с переходной нормой доходности для энергокомпаний США). Однако с учетом масштабов инвестиционной программы по интеллектуализации сетевого комплекса и макроэкономических требований по ограничению роста цен в электроэнергетике, применение повышенной доходности должно быть ограничено, а в качестве альтернативы применяться меры косвенной государственной поддержки в виде льготного (по срокам и процентам) кредитования банками с государственным участием или субсидирования процентных ставок. Еще одной возможно, но не основной мерой является налоговое стимулирование в части ускоренной амортизации инвестиций в развитие интеллектуальной энергетики в сфере передачи и распределения электроэнергии.

Реализация программ интеллектуальной энергетики на уровне сбытовых компаний и конечных потребителей потребует в большей степени мер налоговой и кредитной поддержки. В частности, для этих участников ГЧП может применяться ускоренная амортизация по активам (техническим устройствам, системам управления, связи, обработки информации), отвечающим требованиям ИЭС ААС, а также предоставляться различные виды налоговых кредитов. Как и в сетевом комплексе, важной мерой является кредитная поддержка за счет кредитования более дешевыми средствами банков с госучастием или субсидирование до этого уровня процентной ставки по кредитам, привлекаемым в коммерческих банках.

В настоящее время значительная часть технологий, планируемых к использованию при создании ИЭС ААС, опережающими темпами развивается за пределами России и

должна быть импортирована в промышленных масштабах. В этой ситуации отдельным механизмом стимулирования (и снижения стоимости) создания интеллектуальной энергетики является снижение (для этапа ОКР и ОТР, пилотных проектов) таможенных пошлин на ввоз инновационного оборудования с последующим замещением растущего импорта готовой продукции импортом технологий и локализацией производства в России (на этапе массового внедрения) – при соответствующей модернизации существующего сектора энергомашиностроения и электротехнической продукции.

7.2. Методическое и нормативно-правовое обеспечение, стандартизация

7.2.1. Анализ зарубежного опыта создания законодательной и нормативно-правовой базы ИЭС ААС

Для того чтобы оценить объем предстоящей работы по созданию законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической документации, необходимо обратиться к имеющемуся опыту зарубежных стран. Доступными оказались лишь самые общие сведения о создании законодательной базы интеллектуальной системы США и Китая. Механически копировать наработанные зарубежные стандарты не представляется возможным, поскольку: во-первых, понимание «интеллектуальных систем» в России и за рубежом неоднозначно, и во-вторых, российская энергосистема, расположенная на самой большой в мире территории и являющаяся одной из крупнейших по электропотреблению, имеет свою специфику.

По данным Национального института по стандартам и технологиям (NIST, США), для интеллектуальной системы необходимы переработка и создание сотни стандартов, спецификаций и требований. На сегодня уже установлено 75 существующих стандартов, спецификаций и руководств, регламентирующих функционирование интеллектуальной системы, которые подлежат немедленному пересмотру и применению. Однако это лишь небольшая группа из множества стандартов, которые, по предложению NIST, необходимо переработать для построения безопасной и надежной интеллектуальной системы. По предварительным подсчетам NIST, необходимо разработать 70 новых стандартов. Из них 15 подлежат немедленной разработке, поскольку им надлежит регламентировать приоритетные области интеллектуальной системы. Целесообразность разработки других стандартов только обсуждается.

NIST исходит из двух основных принципов построения системы стандартов, спецификаций и руководств: первоочередность создания стандартов по функциональной совместимости, ставящих во главу угла взаимоувязанность и взаимообусловленность основных составляющих интеллектуальной системы; открытость обсуждения проектов

стандартов и предложений и замечаний к ним; ориентация на применение созданных стандартов в международном масштабе.

Исходя из конечного списка основных составляющих интеллектуальной системы (генерация, передача, распределение, рынки, операции, сервисный провайдер и клиент) приоритетными областями, подлежащими стандартизации, названы следующие:

- широкозонная ситуационная осведомленность,
- реакция спроса и энергоэффективность для клиентов,
- аккумулялирование электроэнергии,
- киберзащищенность,
- сетевая система связи,
- усовершенствование инфраструктуры измерения энергопотребления,
- управление сетью распределения электроэнергии.

Ниже приводится краткая характеристика приоритетных областей.

Широкозонная ситуационная осведомленность: контроль и отражение элементов энергосистемы и рабочих характеристик на взаимных подключениях и в крупных географических зонах (почти в реальном времени). Целями ситуационной осведомленности являются понимание и в конечном итоге оптимизация управления элементами энергосети, режимом работы и рабочей характеристикой, а также предотвращение нарушений в сети и реакция на возникающие проблемы до возможного появления нарушений в сети.

Реакция на стороне спроса и энергоэффективность для клиента: механизмы и стимулы для энергокомпаний, бизнеса, клиентов в промышленном и жилом секторе по снижению использования энергии в периоды пикового спроса или при риске для надежности энергопоставки. Реакция на стороне спроса необходима для оптимизации достижения баланса энергопоставки и спроса.

Аккумулялирование электроэнергии: средства хранения энергии. Значительной крупной технологией хранения энергии в настоящее время является использование технологии ГАЭС. Новые технологии хранения, в частности, «распределенное хранение», выгодны для всей сети, от генерации до конечного использования.

Киберзащищенность: средства, которые обеспечивают конфиденциальность, целостность и рабочую готовность электронных информационных систем связи и систем управления, необходимых для управления, работы и защиты интеллектуальной системы, инфраструктур информационной технологии и телесвязи.

Сетевые системы связи: домены и субдомены (основные составляющие) интеллектуальной системы будут использовать проводные и беспроводные сети связи (в

том числе частные). При таком разнообразии сетей идентификация исходных параметров различных программ-агентов и доменов интеллектуальной системы весьма затруднительна.

Усовершенствованная измерительная структура (AMI) разрабатывается как инструмент ценообразования на потребление электроэнергии в жилом секторе. Она состоит из аппаратной части, программного обеспечения системы связи и программного обеспечения управления данными и системой. Структура устанавливает связь усовершенствованных измерительных устройств с бизнес-системами энергокомпаний, обеспечивая обмен информацией между клиентами, поставщиками электроэнергии, другими энергокомпаниями. Клиенты информируются о ценах на электроэнергию в режиме реального времени (или почти реального времени). Энергокомпании получают широкие возможности для снижения пиковых нагрузок электропотребления.

Управление распределительной сетью предполагает контроль рабочих характеристик фидеров, трансформаторов и других элементов системы распределения и взаимоувязанность эффективности систем передачи и запросов клиентов. Автоматизация распределительных систем становится первоочередной задачей по обеспечению эффективной и надежной эксплуатации всей энергосистемы. К ожидаемым выгодам управления распределительной сетью относятся повышенная надежность, снижение пиковых нагрузок и более эффективное управление распределенными источниками возобновляемой энергии.

Полный перечень стандартов и других руководящих документов интеллектуальной системы, разработанный в NIST, является закрытой информацией. В открытом доступе имеются единичные сведения о создании стандартов, руководств, например, отдельные наименования уже подготовленных законодательных и нормативно-технических документов:

- Стандарт по модернизации интеллектуального измерительного устройства,
- Спецификация цены и определение продукта,
- Планирование энергетических сделок,
- Информационная модель управления распределительной сетью,
- Стандарт сигналов реакции на стороне спроса,
- Стандарт по информации по использованию энергии,
- Модели нанесения на карту энергосистем передачи и распределения электроэнергии,
- Руководство по использованию комплекта Интернет-протоколов в интеллектуальной системе,

- Руководство по использованию беспроводной системы связи в интеллектуальной системе,
- Стандарт по протоколу измерения данных,
- Гармонизация стандартов устройств связи, установленных в домах потребителей,
- Руководство по подключению аккумулирующих установок.

По данным NIST, для интеллектуальной системы в итоге потребуются сотни стандартов. Некоторые из них необходимы более срочно, чем другие. Так, киберзащищенность и сетевые системы связи определены институтом NIST как приоритетные направления, поэтому стандарты, регулирующие эти предметные области, должны быть разработаны в первую очередь.

Государственная энергосетевая корпорация Китая сообщила о создании перечня технических стандартов интеллектуальной системы. В «Плане разработки системы технических стандартов интеллектуальных систем энергоснабжения» обозначены общие положения и направления развития системы технических стандартов интеллектуальных систем энергоснабжения, а именно 8 специализированных отраслей: интеллектуальная генерация электрической энергии, интеллектуальная передача электроэнергии, интеллектуальное преобразование электрического тока, интеллектуальное энергопотребление, интеллектуальный диспетчерский контроль и управление, применение информационных технологий и телекоммуникаций; 26 технологических направлений, 92 серии стандартов.

«План разработки ключевого оборудования интеллектуальных систем энергоснабжения» предусматривает 7 технологических направлений, 28 специальных технических решений и 137 наименований ключевого оборудования. В плане приводится анализ состояния разработок в области ключевого оборудования интеллектуальных систем энергоснабжения в Китае и за его границами. В отношении всех видов оборудования – уже разработанного, находящегося в стадии разработки и предполагаемого к разработке в перспективе – обозначена четкая производственная стратегия. По каждому виду оборудования утверждена программа разработки и выпуска продукции.

Ознакомление с доступными источниками о создании за рубежом законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической базы позволило сделать следующие выводы:

- есть четкое понимание того, что развитие ИЭС ААС невозможно без изменения существующих и появления новых законов;
- накоплен опыт реформирования существующей и создания новой законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической базы;

– создаются специальные законодательные структуры, призванные привести в соответствие развитие интеллектуальных сетей и законодательную базу, их регулирующую;

– очевиден колоссальный объем законотворческой работы, которую предстоит осуществить законодательным структурам (например, США и Китая).

В условиях известного отставания российской законодательной базы ИЭС ААС от требуемого нормативного обеспечения, по-видимому, целесообразно максимально учесть зарубежный опыт и методологию разработки нормативных документов, регулирующих создание и регулирование интеллектуальных сетей.

7.2.2. Основные положения существующих законодательных и нормативно-технических документов, подлежащих уточнению и пересмотру при переходе к ИЭС ААС

Существующая ЕЭС и будущая ИЭС ААС, как было показано в первой главе, имеют технологические, экономические, экологические и др. отличия, поэтому для создания и функционирования ИЭС ААС необходима качественно новая законодательная, нормативно-правовая и нормативно-техническая база, для создания которой потребуются значительные финансовые ресурсы и время.

На начальном этапе действующая отечественная законодательная, нормативно-правовая и нормативно-техническая база с минимальными изменениями может быть применима к создаваемой ИЭС ААС. К моменту реализации ИЭС ААС в полном технологическом объеме законодательная, нормативно-правовая и нормативно-техническая база должна быть не только разработана, но и утверждена.

Предложенное видение законодательной и нормативно-правовой базы является лишь инструментом для разработки последующих документов, регулирующих функционирование ИЭС ААС.

Работа по ее созданию на начальном этапе предполагает определение перечня действующих документов, в которые необходимо внести изменения и уточнения для того, чтобы они могли быть применимы при переходе к ИЭС ААС. Необходимо также определить основные направления и предметные области ИЭС ААС, для которых потребуется разработка новых законодательных и нормативно-технических документов, а также наметить приоритетные направления и предметные области ИЭС ААС и документы, которые их регулируют и которые должны разрабатываться в первую очередь.

На данном этапе достаточно сложно предугадать динамику развития законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической базы ИЭС ААС. В

настоящее время СПО НП «Союзатомпроект», членом которой является ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», формирует «Реестр действующих нормативных документов в области архитектурно-строительного проектирования электроэнергетических объектов, в том числе АЭС, на период до создания соответствующих стандартов НП «Союзатомпроект».

В реестре представлены 1782 документа, относящиеся к проектированию атомных электростанций, и 1136 документов – к проектированию электроэнергетических сетей.

Проведенный специалистами института экспертный анализ показал, что для перехода к ИЭС ААС необходимо уточнить или переработать 12% документов, относящихся к проектированию электроэнергетических сетей, и 6% документов – к проектированию атомных электростанций (из представленных в Реестре). Таким образом, в процентном отношении количество документов, подлежащих уточнению и корректировке, незначительно в отличие от числа документов, которые пересматриваются за рубежом, например, в США и Китае (см. стр. 12-15). Однако общий объем требующих пересмотра документов достаточно велик.

Общий объем документов, регулирующих проектную, строительную, эксплуатационную, экономическую области электроэнергетики и подлежащих пересмотру на предмет применимости к ИЭС ААС, по экспертным оценкам, составит порядка 500-700 наименований.

Ниже приводятся предложения по уточнению существующей законодательной и нормативно-правовой базы с целью ее применимости для ИЭС ААС.

Нуждаются в обосновании понятия «интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью», «объекты и субъекты ИЭС ААС.

Внести в Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ понятие надежность ЭЭС (системная надежность).

Особенно тщательной проработки требуют положения ФЗ «Об электроэнергетике» о широком использовании в ИЭС ААС нетрадиционной и распределенной генерации и, как следствие, о необходимом учете автоматизации управления режимами (ст.13.1), о возможности выбора потребителем ИЭС ААС тарифа на основе тарифной сетки, зависимой от требований к надежности. В законе должны быть представлены классификация видов потребителей, их основные характеристики; положение о гибкости потребления и возможности ограничения электроснабжения; положение об определении механизмов установления ценовых диапазонов (гл.5, ст. 23.1; гл. 6-7).

Становление и развитие ИЭС ААС предполагает формирование качественно новых отношений между субъектами электроэнергетического рынка, в частности между

производителями и поставщиками электроэнергии, с одной стороны, и потребителями электроэнергии – с другой. Для формирования новых отношений между энергосистемой и ее потребителями необходимо установить эффективную двустороннюю связь. Эти положения должны найти отражение на законодательном уровне.

В действующем в настоящее время Федеральном законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности....» (принят Государственной Думой 11 ноября 2009г., одобрен Советом Федерации 18 ноября 2009г.) прописана государственная поддержка инвестиционной деятельности с применением мер стимулирующего характера, предусмотренных законодательством о налогах и сборах, путем возмещения части затрат на уплату процентов по кредитам, займам на осуществление инвестиционной деятельности (глава 8, статья 27). При составлении энергосервисных договоров (контрактов) между потребителями и организациями, осуществляющими мероприятия в области энергосбережения, в соответствии со статьей 19 (глава 5), предусмотрены участие заинтересованной организации в финансировании энергосбережения у потребителей (предоставление кредита за счет собственных средств на заранее определенных условиях возврата – процентная ставка, график погашения и др.); взаимовыгодное распределение прибыли от экономии энергоресурсов. В соответствии со статьей 25 (глава 7) при установлении тарифов, дифференцированных по времени суток (ТДВ), предполагается дифференциация указанных тарифов по иным критериям, отражающим степень использования энергетических ресурсов. Репрезентативный отбор предприятий обеспечит возможность оценки потенциальных объемов УС в привязке как к территориям СФ, так и сегментам ИЭС ААС. Вероятно, такие обследования по договоренности сторон могли бы проводиться в рамках энергетического обследования потребителей (статья 15, глава 4).

На законодательном уровне необходимо проработать вопросы привлечения потребителей к управлению спросом (УС) на электроэнергию, а также меры, обеспечивающие их заинтересованность в оптимизации процесса энергоснабжения, как в нормальных, так и в экстремальных ситуациях.

В настоящее время, когда субъекты электроэнергетического рынка (органы власти, генерирующие и энергоснабжающие компании, потребители) нередко преследуют различные цели, создание ИЭС ААС должно обеспечить в реальном времени оптимальное функционирование единой электроэнергетической системы, одним из звеньев которой являются потребители электрической энергии с соответствующими токоприемниками (как единичные концентрированные, так и крупные промышленные комплексы, распределенные по территории страны) и требованиями к поддержанию заданных условий надежности и показателей качества.

Оснащение потребителей многотарифными приборами учета электрической энергии, позволяющими осуществлять учет используемой электроэнергии, в том числе по времени суток и сезонам, – первая ступень в создании системы УС. Это должно найти отражение в законодательной базе ИЭС ААС.

Разработка механизмов УС базируется на классификации потребителей по принадлежности к крупным видам экономической деятельности (ВЭД) с выделением массовых и электроемких потребителей, что соответствует представлению статистической отчетности органами Росстата, в том числе и по потреблению электроэнергии. На законодательном уровне должны быть прописаны режимные характеристики, которые определяются особенностями технологических процессов и использованием оборудования. Необходимо учесть, что основной потенциал управления спросом связан с промышленными потребителями (до 50 % суммарного электропотребления по России), населением (12%), а также предприятиями сферы услуг (12%).

Законодателю необходимо учесть, что не существует жестких границ разделения потребителей, что на загрузку оборудования, помимо технологий, влияет множество факторов, как то: колебания спроса на продукцию как на внутреннем, так на внешнем рынке, качество используемых сырья и материалов (добавок, катализаторов), глубина переработки продукции, характеристики используемого оборудования, степень его изношенности, возможность использования альтернативного энергоносителя и др. Поэтому в привязке к территории (крупному потребителю) условия работы предприятий, производящих одинаковую продукцию, могут изменяться.

Законодатель должен уделить особое внимание предприятиям цветной и черной металлургии, химическим, нефтеперерабатывающим, выпускающим основную массу электроемкой продукции (60% электропотребления в обрабатывающей промышленности приходится на эти ВЭД).

На законодательном уровне должно быть установлено общее правило, в соответствии с которым привлечение потребителей к управлению спросом на энергоресурсы осуществляется комплексно, наряду с модернизацией и реконструкцией предприятий, использованием инновационных решений, обеспечивающих повышение энергоэффективности производства. При этом механизмы привлечения потребителя в УС (использование энергоэффективного оборудования и новых технологий, работа предприятия в режиме потребителя-регулятора) базируются на гибкой системе тарифов, предусматривающих поощрительные и штрафные санкции, предоставлении налоговых льгот, доступных условий кредитования. Законодатель исходит из понимания того, что дифференцированные тарифы и другие взаимные льготы, которые влияют на выбор

характера потребления, являются наиболее эффективным средством достижения цели при управлении нагрузкой. Управление спросом выявляет нужды и пожелания потребителей, поэтому у энергосистем возникает необходимость более глубокого понимания тех факторов, которые влияют на решения потребителей. Более подробная информация о запросах потребителя – самое важное условие развития методов и форм управления спросом на электроэнергию.

В действующие законы в части управления спросом должно быть внесено положение о необходимости работы с потребителем по обеспечению его заинтересованности в участии в УС. Работа с потребителем должна быть вменена в обязанности конкретной структуре, что также необходимо отразить в законодательном документе. Следует указать на необходимость проведения обследования потребителей с учетом специализации регионов, режимов электропотребления и перспектив развития.

На законодательном уровне должно быть прописаны экономические выгоды, выражающиеся в уменьшении капиталовложений, снижении эксплуатационных расходов, экономии топлива, повышении КПД и снижении потерь в системе со стороны потребителя. Управление спросом предоставляет возможность выбора вида услуг и усиливает контроль за расходами на электроэнергию. Общество выиграет от более эффективного использования энергоресурсов. Сбыт энергии – это деятельность, направленная на удовлетворение нужд и пожеланий потребителя посредством обеспечения его необходимыми услугами, но одновременно учитывающая также и интересы производителя. Центральное положение законодательной нормы в этой части – взаимовыгодность отношений ИЭС ААС и потребителей.

В базовых законах об электроэнергетике необходимо привести в соответствие термины «энергосбытовая» и «энергоснабжающая» компания.

Действующее законодательство в области электроэнергетики не содержит норм, касающихся границ ответственности субъектов интеллектуальной системы (поставщиков энергоресурсов, производителей электроэнергии, системных операторов, потребителей сетевых и распределительных компаний) за поддержание качества электроэнергии, надежности электросетей, экологической безопасности. На уровне законодательства должны быть утверждены экономические санкции и порядок их применения к участникам рынка.

ИЭС ААС мыслится как совокупность деловых, партнерских отношений в пределах ее подсистем и между ними. При этом центральной подсистемой является потребитель, поскольку ИЭС ААС по своей сути «клиентоориентированна». Потребитель имеет право выбора любого провайдера обслуживания, присутствующего на рынке. Он

заклучает договор с энергосбытовой компанией, которая продает электроэнергию, поставляемую из распределительных сетей сетевых компаний, без фиксации обязательств в отношении качества электроэнергии. Но даже при наличии в договоре между энергосбытовой и сетевой компаниями пункта об обязательствах контроль со стороны потребителя может устанавливаться только по формальным признакам. Это противоречие должно быть устранено законодательно.

В пересмотре и более полной регламентации нуждаются положения базовых законов о повышении эффективности и рациональности использования энергоресурсов. Это касается линий электропередач, электрических станций и источников тепловой энергии, нефтедобывающих и газодобывающих компаний, трубопроводов, предприятий топливно-энергетического комплекса в целом. Эти положения не могут быть расшифрованы в подзаконных актах, они должны быть урегулированы на законодательном уровне.

С учетом требований информационного обмена и управления в ИЭС ААС необходимо переработать:

- Руководящие указания по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем;
- Положение «О порядке организации и использования средств радиосвязи на предприятиях и в организациях электроэнергетики»;
- Руководящие указания по проектированию ультракоротковолновой радиосвязи в энергосистемах.

Активно проходящие в последние годы процессы модернизации системы технологической связи значительно актуализировали проблему совершенствования законодательства в этой области. Формирование новой подсистемы, внедрение новых технологий и оборудования, а также управленческих и экономических механизмов требуют их надлежащего законодательного оформления. Так, необходимо пересмотреть «Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше» и «Типовые технические требования к аппаратуре ВЧ связи».

Особенно тщательной проработки требуют положения базовых законов, закрепляющие финансово-экономические основы функционирования ИЭС ААС, а также механизмы обеспечения доступности электроэнергии потребителям.

ИЭС ААС является сетью многих систем и подсистем: системы, управляемые и принадлежащие различным владельцам, взаимодействуют для того, чтобы обеспечить предоставление своих услуг. Строительство, реконструкция и техническое

первооружение технологических и корпоративных систем связи осуществляется в составе открытых титулов на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение конкретных энергообъектов. Часто один приемо-передающий полукомплект системы передачи линии связи устанавливается на одном объекте, второй приемо-передающий полукомплект – на другом. Одной из серьезных проблем действующего законодательства является отсутствие правового регулирования отношений, возникающих в подсистемах электроэнергетики.

В условиях, когда объекты электросетевого хозяйства (подстанции, линии) находятся во владении разных собственников, возникают значительные трудности по внедрению новой техники и инновационных технических решений. Например, на объектах, не входящих в планы финансирования реконструкции и технического перевооружения, из-за отсутствия источника финансирования собственники отказываются реализовывать технические решения, принятые по титулу строительства объекта другого собственника, и настаивают на малозатратных для них технических решениях, что приводит к необходимости жертвовать рядом функциональных возможностей проектируемых систем связи. Данная проблема также существует для систем РЗА и ПА, проектируемых в составе титулов на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение конкретных энергообъектов, когда решение принимается для объектов на противоположных концах линий, отходящих от проектируемого объекта и принадлежащих разным собственникам.

В связи с развитием рыночных отношений и реструктуризацией электроэнергетики возникают новые требования к диспетчерской и технологической дисциплине, которая обеспечивается организацией взаимодействия системного оператора с диспетчерскими и технологическими службами. Основой оптимального управления режимом является разработка почасовых (получасовых) графиков на сутки вперед и оперативная или автоматическая дооптимизация отклонений текущего режима от заданных графиков.

В условиях существования рынка электроэнергии/мощности развивается конкурентный рынок системных технологических услуг (регулирование частоты и мощности, отключение нагрузки при авариях и т.п.). Для эффективного функционирования рынка цены на технологические услуги должны быть выгодны как продавцам, так и покупателям. Данное положение необходимо регламентировать законодательно.

Все субъекты рынка обязаны обеспечивать квалифицированное эксплуатационное обслуживание размещенных на их объектах устройств общесистемного назначения. Эти требования должны быть предусмотрены в отдельном нормативном акте, таком как

Технологические правила функционирования ЭЭС по аналогии с Системными (сетевыми) кодексами в энергосистемах зарубежных стран.

Распределение обязанностей и ответственности субъектов рынка по развитию и эксплуатации средств общесистемного назначения должно быть закреплено на законодательном уровне.

7.2.3. Предложения по разработке новых федеральных законов, постановлений Правительства и других нормативно-правовых актов, обусловленные особенностями технологии создания, процесса организации, функционирования и развития ИЭС ААС

Основной идеей законодательной и нормативно-технической базы ИЭС ААС является установление правового регулирования отношений, возникающих в ИЭС ААС, обеспечение стабильности и преемственности в развитии законодательства ЭЭС и ИЭС ААС, совершенствование существующих законодательных основ электроэнергетики, обеспечивающих ее эффективное функционирование и развитие по мере развертывания ИЭС ААС, а также формирование принципиально новой законодательной, нормативно-правовой и нормативно-технической базы ИЭС ААС.

Актуальность и своевременность задачи разработки законодательной и нормативно-технической базы ИЭС ААС обусловлена, с одной стороны, динамичным развитием и процессами модернизации существующей электроэнергетики, с другой – несоответствием между потребностями субъектов ИЭС ААС и ее законодательным обеспечением.

Целью разработки законодательной и нормативно-технической базы ИЭС ААС является обеспечение модернизации существующего законодательства Российской Федерации в области электроэнергетики, направленной на приведение его в соответствие с новыми отношениями, возникающими в сфере функционирования ИЭС ААС, повышение эффективности механизма ее правового регулирования, создание правовых условий для развития ИЭС ААС в соответствии с запросами субъектов ИЭС ААС, потребностями развития самой ИЭС ААС, международными обязательствами Российской Федерации в сфере электроэнергетики.

Предметом правового регулирования законодательной и нормативно-технической базы ИЭС ААС являются отношения, связанные с ее функционированием, обеспечением гарантий прав субъектов ИЭС ААС, а также процесс государственного регулирования и контроля исполнения законодательства в области ИЭС ААС.

Действие норм законодательной и нормативно-технической базы ИЭС ААС должно распространяться на всех субъектов ИЭС ААС.

В законодательной и нормативно-технической базе ИЭС ААС должны быть отражены требования к ИЭС ААС, направленные на удовлетворение запросов ее субъектов, потребностей социально-экономического развития страны; определены условия для внедрения новых технологий и оборудования в ИЭС ААС. Законодательное оформление должны получить такие важные аспекты, как правовой статус субъектов ИЭС ААС, правовые гарантии обеспечения доступности и качества ИЭС ААС в соответствии с потребностями ее субъектов и др.

Для перехода к ИЭС ААС в ее полном технологическом объеме потребуется разработка дополнительных стандартов, регламентов и других нормативно-правовых и нормативно-технических документов. Последовательность их разработки определяется приоритетами, установленными «Основными положениями Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью», а также экспертными оценками.

Приоритетными областями, подлежащими законодательному урегулированию, представляются следующие:

- организация сетевой системы связи;
- управление распределительной сетью;
- использование экономически эффективных технологий малой и средней генерации, включая альтернативные источники энергии (ветер, солнце, приливы-отливы, геотермальные и биологические источники и пр.);
- наличие конкурентного рынка системных технологических услуг;
- участие в управлении режимом работы энергосистемы и обеспечении надежности и качества электроснабжения всех участников технологической цепи генерация – передача – потребление;
- применение нового силового оборудования, придающего электрической сети активные свойства;
- обеспечение защиты программных средств и продуктов.

Для внесения изменений в действующую нормативно-правовую и нормативно-техническую базу, а также разработки новых документов необходимо убедительное основание. Таким основанием, по нашему мнению, должен быть нормативный документ, определяющий общие требования к ИЭС ААС. В нем необходимо представить технические характеристики и охарактеризовать технологические связи, регламентирующие надежное и безопасное функционирование ИЭС ААС на всех этапах

технологической цепочки (от генерации до потребления), с перераспределением ответственности и обязательств участников этой цепочки. Регламент обеспечит преемственность и стабильность законодательства, сохранив концептуальные положения действующих законодательных актов, имеющие прогрессивный характер, и включение в законодательство новых положений, отражающих современные требования к качеству электроэнергии и предлагаемым услугам.

Кроме того, необходимо разработать пакет новых законодательных, нормативно-правовых и нормативно-технических документов, в которых будут определены законодательные механизмы, обеспечивающие динамичное развитие ИЭС ААС, в том числе способствующие увеличению спектра предоставляемых услуг, развитию различных форм потребления электроэнергии, обеспечению мобильности ИЭС ААС, внедрению нового оборудования, технологий, методик.

Можно условно выделить две группы законодательных и нормативно-технических документов, подлежащих разработке.

Первую группу составляют документы, необходимость разработки которых очевидна уже сегодня, но статус документа пока не определен окончательно:

- Положение о технической политике генерирующих компаний, сетевых компаний и потребителей ИЭС ААС;
- Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и субъектами ИЭС ААС в сфере обмена технологической информацией;
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты, телеметрической информации, технологической связи в рамках создания ИЭС ААС;
- Технические требования на разрабатываемое новое силовое оборудование, системы защит и локальной автоматики, системы комплексного управления в нормальных и аварийных режимах;
- Стандарты на системы доступа к технологической информации для субъектов рынка и инфраструктурных организаций;
- Стандарты на алгоритмы и программные комплексы локальных и общих систем управления в нормальных и аварийных ситуациях;
- Концепция развития ЕТССЭ;
- и др.

Вторую группу составляют предлагаемые к разработке документы, названия которых пока не определены, но ясна область их регулирования:

- федеральные программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- перечень товаров, которые должны содержать информацию об энергетической эффективности, и правила донесения такой информации;
- требования энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд;
- правила определения классов энергетической эффективности товаров, многоквартирных домов;
- требования энергетической эффективности зданий, строений, сооружений;
- принципы определения перечня обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме;
- системные технические требования к участникам единого технологического процесса в ИЭС ААС, управления и организации энергетического производства, в том числе оперативно-диспетчерского управления;
- регламентация процесса привлечения потребителей и генерирующих объектов к участию в функционировании систем управления, способствующих развитию рынка соответствующих услуг;
- регламентация процесса создания и функционирования системы управления качеством электроэнергии;
- регламентация процесса организации систем управления режимом ЭС (или сети) по напряжению и реактивной мощности в условиях ИЭС ААС, т.е. с привлечением множества управляемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), устанавливаемых в узлах ААС;
- регламентация процесса организации систем управления режимом ИЭС ААС (АРЧМ, ПАУ, АСУРНМ) с использованием векторных измерений;
- регламентация инфраструктурных изменений в ЭС при переходе к технологиям ИЭС ААС с учетом новых принципов сегментирования ЭС, оптимального распределения задач управления по уровням и по центрам управления и т.п.);
- система оценки (испытаний и сертификации) оборудования о возможности допуска (и приемке в эксплуатацию) его к работе при реконструкции и строительстве объектов ИЭС ААС;
- правила взаимодействия между субъектами рынка (генераторов и потребителей) и инфраструктурными организациями, а также инфраструктурных организаций между

собой в части технологического пространства, определяющего их поведение в рамках функционирования ИЭС ААС;

- технические требования и методические рекомендации по построению «цифровых» подстанций как объектов ИЭС ААС;

- регламентация процесса организации автоматизированных систем производственно-технического управления (АСПТУ) процессами эксплуатационного обслуживания, ремонтов и развития объектов электросетевого хозяйства в условиях ИЭС ААС;

- порядок осуществления государственного контроля за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

- правила создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и обеспечение ее функционирования;

- требования к региональным, муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, в случае, если цены (тарифы) на товары, услуги таких организаций подлежат установлению федеральными органами исполнительной власти;

- тарифы на электроэнергию;

- структура (принципы) взаимодействия различных собственников-субъектов ИЭС ААС;

- управление интеллектуальной системой;

- формирование мотивации энергосбережения и повышения энергоэффективности;

- методика оценки допустимого уровня искажений, вносимых потребителями, и фактического определения качества электроэнергии после подключения к питающей сети;

- нормативы показателей надежности и безопасности электроснабжения;

- достоверность информационных потоков и статистических данных о повреждениях на электросетевых объектах, их анализ и доступность;

- обеспечение защиты информации ИЭС ААС;

- идентификация и внедрение новой техники и технологий и использование их энергопотребителями;

- требования к оборудованию (высоковольтному оборудованию подстанций, новым типам линий электропередач, силовому, комплексам технических и программных

средств), устанавливаемому на генерирующих объектах и у потребителей, привлекаемых к участию в функционировании систем управления (прежде всего, АСДУ и АСОТУ);

– нормирование, метрология и стандартизация, качество продукции и подготовка персонала.

Отдельный законодательный акт должен предписывать обязательное выполнение всеми субъектами, входящими в ИЭС ААС, требования:

– Методических рекомендаций по предоставлению инфраструктуры электроэнергетики во временное ограниченное пользование для целей подвески волоконно-оптических кабелей;

– Типовых технических требований на поставку цифровых систем передачи информации ВОЛС.

Каждый новый стандарт ИЭС ААС должен разрабатываться по мере ее развертывания, то есть появления новых потребностей, технологий и оборудования, определения новых приоритетных направлений.

Для обеспечения успешности и целостности работы по созданию и реализации перехода существующей ЕЭС России к ИЭС ААС должен быть определен орган или комиссия, несущие ответственность за учреждение нормотворческих процессуальных действий, определение приоритетов при разработке новых и совершенствовании существующих нормативно-правовых документов.

В условиях глобализации, информационного и технологического бума ИЭС ААС во многом определяют личное благополучие граждан и общества в целом. Вместе с тем она отражает инновационное развитие страны, становление «экономики знаний», повышение конкурентоспособности государства в мире. При этом наличие стабильного законодательства ИЭС ААС является не только необходимым условием ее эффективного функционирования и развития, но и условием, обеспечивающим превращение ИЭС ААС в ресурс социально-экономического развития, а также механизмом повышения конкурентоспособности страны.

Целью разработки законодательной и нормативно-правовой базы ИЭС ААС является обеспечение комплексной модернизации электроэнергетики Российской Федерации, направленной на приведение ее в соответствие с новыми отношениями, возникающими в энергетической сфере, повышение эффективности механизма правового регулирования, создание правовых условий для обновления и развития российской энергетики в соответствии с современными запросами всех субъектов ИЭС ААС,

потребностями развития инновационной энергетики, международными обязательствами Российской Федерации в энергетической сфере.

На рассматриваемом этапе создания концептуальной модели ИЭС ААС предложена экспертная оценка существующей нормативно-правовой базы и рассмотрены предложения по согласованию и уточнению существующей регулирующей инфраструктуры с появляющимися целями и задачами, связанными с переходом к ИЭС ААС:

- значительный объем существующих законодательных, нормативно-правовых и нормативно-технических документов (с учетом единой технологической цепи «производство – передача – потребление электроэнергии – передача информационных потоков и обеспечивающих ее нормальное функционирование финансовых потоков») должен быть дополнен или переработан;

- переход на «интеллектуальную систему» повлечет появление многих проблем, требующих своего решения на законодательном уровне. Решение значительной части вопросов может оказаться за пределами юрисдикции и потребует согласования законодателей и Правительства;

- необходимо уже на этапе создания концептуальной модели ИЭС ААС наметить подходы и определить принципы разработки нормативного документа с общими требованиями к ИЭС ААС;

- вновь создаваемая законодательная и нормативно-правовая база должна обеспечить переход к модернизированной сети и ее дальнейшую эволюцию и соответствовать существующим целям и задачам на каждом конкретном отрезке времени;

- базовые законодательные и нормативно-правовые документы, и прежде всего нормативный документ с общими требованиями к ИЭС ААС России, могут быть использованы как полезный инструмент при регулировании сети на всех уровнях, решении экономических и социальных проблем, в том числе по защите интересов всех субъектов ИЭС ААС, стимулировании инвестиций в модернизацию сети, обеспечении развития «экономной» и «экологичной» электроэнергетической системы.

8. ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ИЭС ААС

8.1. Пилотный проект по созданию элементов интеллектуальной энергосистемы для Московского региона

Главным аспектом создания ИЭС ААС является решение научно-технической проблемы повышения режимной надежности, энергоэффективности, экономичности и управляемости ЭЭС с помощью новых средств и систем управления, позволяющих значительно увеличить ресурс управления и получить дополнительный технико-экономический эффект.

1. Рассматривается Московская энергосистема как технологический объект (в границах Московской области и соответствующей операционной зоны ОАО «СО ЕЭС»). Установленная мощность электростанций 24 ГВт, электрическая сеть включает Московское кольцо 500 кВ, развитую питающую сеть 220 кВ и распределительную сеть 110 кВ. Потребление составляет 170 ТВт-час, «собственная» генерация 150 ТВт-час, часть нагрузки покрывают «внешние» электростанции.

В Москве, как и вообще в крупных городах - в условиях очень высокой плотности населения - предъявляются повышенные требования к инфраструктурным системам жизнеобеспечения (энергоснабжение, включая обеспечение теплом и электроэнергией, водопровод, канализация, транспорт, связь, телевидение и радио, снабжение продовольствием, медицинское обеспечение, система детских учреждений, др. с выделением также объектов повышенной ответственности). Нарушения в функционировании этих систем угрожают безопасности населения и являются экстраординарными событиями, которые нейтрализуются с помощью заранее предусмотренных эффективных мер.

2. Основой указанных инфраструктур является система энергоснабжения, которая содержит две упомянутые составляющие и в крупных городах имеет характерные особенности:

- высокая концентрация генерирующих мощностей и электрической нагрузки на сравнительно небольшой территории;
- широкое применение ТЭЦ, с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, взаимосвязь электрических и тепловых режимов энергосистемы, в т.ч. в условиях аварийных нарушений,
- высокая доля централизованного теплоснабжения,
- большая плотность электрической сети с высоким уровнем резервирования.

При этом к системе энергоснабжения предъявляются дополнительные требования, обычные для крупных городов:

- необходимость компактного исполнения энергообъектов и сооружений вследствие высокой стоимости земли,
- более жесткая по отношению к другим регионам экологическая политика.

3. Следствием указанных особенностей являются следующие основные проблемы («узкие места») Московской энергосистемы:

- пониженная управляемость электрической сети, приводящая к перегрузкам части линий и повышенным потерям вследствие транзитных, в частности, «кольцевых» перетоков мощности,
- высокая загрузка в сетях всех напряжений при отключении элементов сети 500 кВ;
- высокая нагрузка и перегрузка питающих автотрансформаторов 500/220, 220/110 кВ,
- высокий уровень токов короткого замыкания, необходимость применения различных мероприятий по их ограничению, в частности секционирования электрической сети, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей.

4. Переход к интеллектуальной энергосистеме, управляемым электрическим сетям, сопровождающийся внедрением инновационных технологий как в силовой части энергосистемы, так и в системах технологического управления позволяет решить многие из указанных проблем энергосистем мегаполисов. При этом в таких системах могут быть эффективны практически все рассматриваемые технологии:

- создание и применение системы глубокого ввода на основе газоизолированных линий и компактных подземных элегазовых подстанций,
- замена в черте города воздушных ЛЭП 110-220 кВ на кабельные, с целью существенного уменьшения землеотвода под энергетическое строительство,
- применение кабелей постоянного тока,
- применение в дальнейшем кабельных линий переменного и постоянного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников, позволяющих, кроме снижения потерь, повысить управляемость электрической сети в нормальных и аварийных условиях, в т.ч. ограничивать подпитку токов КЗ,
- оснащение ответственных потребителей и подстанций накопителями электроэнергии,
- переход на современные цифровые подстанции (подстанции нового поколения),

- широкое внедрение систем диагностики оборудования,
- применение ситуационного управления нагрузкой для повышения энергоэффективности,
- развитие распределенной генерации, позволяющей уменьшить концентрацию мощности, снизить потери, повысить надежность электроснабжения,
- оснащение электрической сети энергосистемы устройствами FACTS (поперечного включения: СТК, СТАТКОМы, АСК, реакторно-вакуумные группы, др.) для эффективного регулирования напряжения в электрической сети,
- создание системы мониторинга режимов работы сети и энергосистемы в целом,
- интеллектуализация локальных комплексов и устройств ПА,
- переход на современные информационные технологии и технические средства в системах контроля и управления.

В целом речь идет о поэтапном переходе на современные технологии генерации, передачи и распределения энергии, а также контроля и управления этими процессами - за счет размещения источников распределенной генерации, применения новых типов линий передачи, включая ВТСП-кабели, насыщения электрической сети активными элементами, повышающими ее управляемость, создания глобальной системы сбора и обработки информации и, на ее основе – системы мониторинга и управления в нормальных и аварийных режимах энергосистемы с использованием современных информационных технологий и технических средств управления.

5. Объекты применения новых технологий управления уточняются в рамках начатой НИОКР, задачей которой является выбор пилотного проекта ААС в Московском регионе МЭС Центра на базе активных устройств и систем ААС, устанавливаемых на объектах электрической сети с целью повышения экономичности, надежности, управляемости и наблюдаемости, а также отработка технологии их последующего применения в ЕНЭС и определения их эффективности на основе опытно-промышленной эксплуатации.

5.1. Для снижения токов к.з. необходимо рассмотреть мероприятия, рекомендованные работой «Разработка стратегических направлений развития Московской энергосистемы с учетом роста уровня токов короткого замыкания».

5.3. Комплексные решения по глубоким вводам в мегаполис на основе газоизолированных линий (ГИЛ) 220-500 кВ, КРУЭ 110 – 500 кВ и компактных полностью автоматизированных цифровых подстанций 110 – 500 кВ подземного исполнения рассматриваются для следующих вариантов их применения:

- ГИЛ 220-500 кВ от 30-го км МКАД до Третьего транспортного кольца параллельно Варшавскому шоссе на месте существующих высоковольтных линий и встроенной в дублер Варшавскому шоссе . Протяженность трассы 13,4 км .
- ГИЛ -220кВ между подстанцией «Очаково» и строящимся районом «Сколково».
- Замена подходящих ЛЭП 500кВ к подстанциям «Чагино», «Бескудниково», «Очаково» на ГИЛ 500кВ подземного исполнения.
- В среднесрочной перспективе при развитии схем электроснабжения г.Москвы формирование мощных участков линий передач на основе ГИЛ 220-500кВ от ТЭЦ-27 до ПС «Бескудниково», соединение прямыми связями ПС 500кВ в г. Москве .

5.4. Предполагается оценить целесообразность применения кабельных линий на основе ВТСП-технологии напряжением 20 кВ с учётом принятого решения по сооружению ВТСП кабеля длиной 200 метров на ПС Динамо, а также оценить возможность применения ВТСП кабеля для питания потребителей в Сколково.

5.5. Потребность в установке СКРМ в Московском регионе (с учетом ввода в эксплуатацию АСК на ПС Бескудниково) уточняется по результатам анализа баланса реактивной мощности на период до 2020 г.

5.5. Подлежат проработке предложения по применению накопителей энергии на основе экономически эффективных аккумуляторных батарей большой энергоёмкости (АББМ).

5.6. В целом предполагается дополнительно уточнить состав и разработать требования к устройствам и системам ААС, которые должны войти в состав пилотного проекта ААС Московского региона.

6. Для эффективного функционирования пилотного проекта предполагается разработать информационно - моделирующий комплекс (ИМК) оценки текущего состояния и перспективных возможностей ААС на подстанциях Московского региона. ИМК устанавливается в центре управления сетями МЭС Центра (Московского ПМЭС) для выполнения следующих задач

- отображение текущего режима (I,U, перетоки) рядом с элементами подстанции;
- моделирование аварийной ситуации в районе подстанции с расчетом соответствующих переходных процессов;
- предоставление информации об участии элементов подстанции в устранении аварии (графики, диаграммы, мультимедийные изображения).

Комплекс базируется на динамической модели энергосистемы, входящей в комплекс программ по управлению электрическими сетями (КУЭС) разработки ОАО «НТЦ Электроэнергетики».

8.2. Предложения по применению технических средств активно-адаптивной сети в ОЭС Востока

1. Характеристика ОЭС Востока

Объединенная энергосистема Востока (ОЭС Востока) в составе Южно-Якутского энергорайона (ЭР) Республики Саха Якутия, энергосистем Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области и Приморского края, работает изолированно от Единой энергосистемы России, протяженные электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока по двум электропередам 220 кВ, идущим вдоль Транссиба и работают в разомкнутом режиме. В восточной части ОЭС Сибири эти электропередачи одновременно выполняют функции системообразующей сети, а также служат для выдачи мощности Гусиноозерской, Харанорской ГРЭС и Читинской ТЭЦ-1 и электроснабжения электроотряды Транссиба, БАМа и прочих местных потребителей.

Максимум нагрузки ОЭС в 2009г. составил 5020 МВт. Крупные электростанции ОЭС (Зейская и Бурейская ГЭС, Приморская ГРЭС) размещаются вдали от центров электрических нагрузок.

Системообразующая сеть ОЭС 500/220 кВ имеет цепочечный характер и большую протяжённость. На юге Приморской ЭС имеются одноцепные участки сети 500 кВ. (Приморская ГРЭС-Дальневосточная-Владивосток и Приморская ГРЭС-Чугуевка), в настоящее время осуществляется строительство новых ВЛ 500 кВ, образующих транзит Чугуевка-Лозовая-Владивосток, который замкнет кольцо 500 кВ (2012 г.). Имеется три межгосударственные линии электропередачи.

Распределительная сеть сформирована - на напряжении 110 - 35 кВ.

2. Пилотный проект объединения на постоянном токе ОЭС Востока с ЕЭС России

Изолированная работа может считаться основным «узким» местом ОЭС Востока. В соответствии с **Распоряжением Правительства РФ от 22.02.08.** в период до 2020 года рекомендуется объединение для совместной работы на постоянномтоке энергосистем Сибири и Дальнего Востока за счет установки на подстанциях Могоча (в энергосистеме Забайкальского края) и Хани (в энергосистеме Амурской области) напряжением 220 кВ вставокпостоянноготока мощностью по 500 МВА каждая.

Выполнено ТЭО «Создание межсистемной связи на напряжении 220 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Востока на основе Забайкальского преобразовательного комплекса на ПС Могоча (ЗБК)».

Разрабатывается вставка постоянного тока на базе двух СТАТКОМ, имеющая следующие *технические характеристики*:

- проходная мощность ± 200 МВт;
- установленная мощность основного оборудования 450 МВА;
- автоматический перевод в режим работы на выделенную нагрузку;
- возможность работы в условиях низкой мощности короткого замыкания в месте включения, искажения формы кривой напряжения, несимметрии напряжения сети, разности частоты объединяемых ОЭС до 3 Гц;
- независимое автоматическое регулирование напряжения в объединяемых энергосистемах.

Принципиальная схема вставки с использованием преобразователей напряжения на базе полностью управляемых вентилей (СТАТКОМ) состоит из двух параллельных цепей с проходной мощностью по 100 МВт (рис.).

При установке преобразователей подстанция подлежит реконструкции с установкой 4х трансформаторных ячеек по схеме «две рабочие и обходная системы шин». Для размещения оборудования, входящего в ЗБК необходимо увеличение территории ПС Могоча.

Объединение энергосистем обеспечит:

- снижение вероятности перерывов электроснабжения тяговых подстанций Забайкальской железной дороги на участке Холбон – Могоча – Сквородино;
- возможность оперативного обмена аварийным резервом мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
- повышение стабильности и качества напряжения в зоне влияния ЗБК;
- более полное использование пропускной способности существующей электрической сети 220 кВ.

3. Энергосистема Приморского края (Приморская ЭС)

3.1. Основными источниками энергоснабжения в Приморской энергосистеме являются пять тепловых электростанций, из них четыре – в южной части края суммарной установленной мощностью 1089 МВт (2009г., Владивостокская ТЭЦ-2, Артёмовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, мобильные ГТЭС на ВТЭЦ-1) и одна – в северной части - Приморская ГРЭС мощностью 1467 МВт.

В системообразующей сети 500-220 кВ края имеются следующие «узкие места» и проблемы:

- не обеспечивается надежное электроснабжение потребителей юга Приморского края, проблема облекается после упомянутого замыкания кольца 500 кВ;

- на ряде ПС 220кВ понижена надежность электроснабжения части потребителей из-за отсутствия вторых АТ 220/110 кВ (ПС Береговая-2, Широкая, Высокогорск, Кировка и др.), подключения двух АТ 220/110 кВ (по 125 МВ.А) под один выключатель на ПС Уссурийск-2, отсутствия АТ 220/110 кВ на ПС Дальневосточная;

- ненадежны схемы внешнего электроснабжения и схемы внутренних электрических сетей городов Владивосток и Находка и схемы выдачи мощности Владивостокской ТЭЦ-2;

- понижена мощность и имеются проблемы эксплуатации морально и физически устаревших (1976,1988,1991г.) синхронных компенсаторов ПС 500 кВ Дальневосточная и ПС 220 кВ Горелое.

Общей проблемой является наличие морально и физически изношенных, устаревших, электросетевых объектов 220-110-35 кВ, состояние которых не соответствует нормативным требованиям (60-70 %).

3.2. Для увеличения пропускной способности передачи в сечении Приморская ГРЭС – юг Приморья и повышения надёжности электроснабжения потребителей энергосистемы Приморского края, в том числе объектов саммита АТЭС, осуществляются упомянутые выше вводы объектов 500 кВ, а также развитие сети 220 кВ с сооружением:

- ВЛ 220 кВ Широкая — Лозовая с заходом на сооружаемое ОРУ 220 кВ ПС 110 кВ Находка ;

- кольца сети 220 кВ г. Владивостока;

- ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная ;

- ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток (вторая цепь);

- заходов на Уссурийскую ТЭЦ двух ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток.

3.3. Отдельной является проблема обеспечения энергоснабжения городов (Владивосток, Артём, Находка, Партизанск, др., сети 110-35 кВ). Имеет место:

- недостаточная пропускная способность электрических сетей в городах Владивостоке, Артеме, Находке, Уссурийске, которая приводит к невозможности подключения новых потребителей;

- не полное соответствие требованиям надежности схемы сетей городов.

3.4. Для обеспечения электроснабжения новых потребителей г.Владивостока, предусмотренных Подпрограммой ФЦП «Развитие города Владивостока как центра международного сотрудничества в АТР», с требуемой степенью надёжности необходимо:

- выполнить реконструкцию и техперевооружение морально и физически устаревших, исчерпавших пропускную способность электросетевых объектов 35-110 кВ города, состояние которых не соответствует нормативным требованиям;
- увеличить пропускную способность и надёжность схемы сети города с сооружением новых центров питания;
- повысить надёжность схем выдачи мощности энергоисточников города;
- усилить связь схемы сети города с энергосистемой;
- создать надёжную электрическую сеть на о.Русский, предназначенную для электроснабжения сооружаемых на полуострове Сапёрный и о.Русский объектов саммита АТЭС, государственной резиденции и прочих потребителей.

3.5. В качестве пилотных проектов по внедрению технологий активно-адаптивной сети в Приморской ЭС предлагается замена СК на ПС Дальневосточная и ПС Горелое на устройства FACTS (увеличение располагаемой мощности – увеличение пропускной способности сети, существенное упрощение эксплуатации, снижение длительности ремонтов, увеличение надёжности, возможность уменьшения уровня гармоник и несимметрии, связанных с большой долей тяговой железнодорожной нагрузки Транссиба, питаемой по сети 220 кВ).

Кроме того, применение инновационных технологий запланировано в связи с проведением упомянутого саммита - с созданием элементов «интеллектуальной сети», обеспечивающих интеграцию ветрогенерации и мини-ТЭЦ (о.Русский и о.Попова) в сеть энергосистемы (с использованием подводного кабеля через пролив «Босфор Восточный»), а также противоаварийное и режимное управление с использованием сетевых накопителей электроэнергии на базе АББМ.

4. Энергосистема Хабаровского края (Хабаровская ЭС)

4.1. Развитие Хабаровского края до 2020г. предусматривается за счёт реализации промышленного потенциала с учётом реконструкции и модернизации машиностроения и обрабатывающего сектора, осуществления Проектов по развитию транспортных магистралей и транспортных узлов, выполняющих основные межрегиональные связи.

На территории Хабаровского края выделены три промышленно-транспортные зоны, одной из которых является Ванино–Советско-Гаванский транспортно-

промышленный узел где намечается расширение железнодорожной инфраструктуры, ввод в эксплуатацию новых перегрузочных портовых мощностей и др.

Одним из механизмов развития Ванино-Советско-Гаванского транспортного узла является создание на территории Советско-Гаванского района первой в России *портовой особой экономической зоны (ПОЭЗ)* с размещением предприятий по судоремонту, переработке морепродуктов, перегрузочных комплексов.

4.2. Электроснабжение энергоузла осуществляется от Майской ГРЭС (МГРЭС, 90,2 МВт) и от энергосистемы Хабаровского края по одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская (500 кВ) – Селихино – Уктур - Высокогорная – Ванино протяжённостью 388 км с ПС 220 кВ Ванино (АТ-125 МВА, 2хТ-40 МВА).

Максимум электрической нагрузки – 74 - 80 МВт.

4.3. В рассматриваемом энергоузле имеется ряд «узких мест»:

- ненадёжна связь Ванино-Советско-Гаванского ЭУ с энергосистемой по одноцепной, протяжённой (388 км) ВЛ 220 кВ,
- пропускная способность ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Ванино у шин ПС Ванино ограничена по условиям статической устойчивости передачи,
- при отключении в послеаварийных и ремонтных режимах указанной ВЛ 220 кВ, возникает необходимость в пуске неэкономичного оборудования МГРЭС;
- от ПС 220 кВ Ванино не обеспечивается электроснабжение всего ЭУ от из-за отставания сооружения ВЛ 110 кВ в район города Советская Гавань;
- величина мощности, передаваемой от ПС Ванино в сети 35 кВ ЭУ, ограничена пропускной способностью этой ВЛ и загрузкой установленных трансформаторов 110/35/10 кВ 2х40 МВА;
- не отвечает современным требованиям система автоматического регулирования средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), установленных на шинах 10 кВ ПС 220 кВ Ванино в 2003г. (конденсаторная часть – 6х4,8 Мвар, реакторная часть – 2х11,7 Мвар), что создаёт сложности в управлении режимом напряжения.
- исчерпана пропускная способность значительной части сетей 35 кВ, что является сдерживающим фактором для дальнейшего развития ЭУ, исчерпан нормативный срок эксплуатации (40 лет) трети ВЛ 35 кВ

4.4. Для ликвидации «узких мест» и обеспечения возможности развития Ванино-Советско-Гаванского ЭУ с присоединением к нему новых крупных потребителей предлагается выполнить следующие мероприятия:

- соорудить вторую ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Ванино и установить 2-ой АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС Ванино;
- создать в энергоузле сети 110 кВ, связывающие ПС 220 кВ Ванино с новой узловой ПС 110 кВ Ожоча в районе г. Советская Гавань;
- выполнить реконструкцию и техперевооружение действующих электрических сетей 35 кВ, а также значительный объем работ по сооружению новых ПС и ВЛ напряжением 35-110 кВ,
- соорудить новый источник генерирующей мощности – ТЭЦ в г. Советская Гавань.
- установить дополнительные средства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности – регулируемые источники реактивной мощности (ИРМ) мощностью ± 50 МВА на шинах ПС Ванино.

Без установки ИРМ на ПС Ванино в послеаварийных режимах зимнего максимума 2020 г. потребуются ограничение нагрузки энергоузла при некоторых возмущениях.

4.5. В целом основными проблемами в рассмотренных энергосистемах являются:

- ограничение пропускной способности электропередачи 500 и 220 кВ в направлении Приморская ГРЭС – юг Приморской ЭС;
- ограничение пропускной способности электропередачи 220 кВ Приморская ЭС – Горелое и нормализация параметров послеаварийных режимов прилегающей сети;
- ограниченная пропускная способность и недостаточное резервирование внешней связи 220 кВ Ванино-Советско-Гаванского энергоузла .

Для их решения предусматривается прежде всего развитие сети, а также реконструкция сетевых объектов и применение инновационных технологий.

В качестве пилотных проектов по внедрению технологий активно-адаптивной сети в энергосистемах Приморского края и Хабаровского края ОЭС Востока, предлагаются следующие:

- замена синхронных компенсаторов на ПС Дальневосточная и Горелое на современные управляемые СКРМ и внедрение элементов современной автоматики управления электрическими режимами.

- наряду с сооружением второй ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Ванино и установкой 2-го АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Ванино - также установка на ПС 220 кВ Ванино устройств СКРМ с современными системами управления.

- создание интеллектуальной сети о.Русский и о.Попова с распределенной генерацией (ветрогенерация на о. Попова, рядом с о.Русский) , подводный кабель через

пролив «Босфор Восточный», и интеллектуальной системой технологического управления

В Приложении 2 дается иллюстративный материал по перспективным пилотным проектам в ЕНЭС.

8.3. Предложения по применению технических средств активно-адаптивной сети в ОЭС Северо-Запада

В ОЭС Северо-Запада в перспективе 2015-2020 годов, существуют проблемы и «узкие места» (ограничения на выдачу мощности электростанциями, недостаточный уровень надежности электроснабжения потребителей и пр.), в т.ч.:

- ограничивается выработка электроэнергии Кольской АЭС и выдача мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелии;
- не обеспечивается достаточная надежность электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского энергоузла энергосистемы Республики Коми и Котласского энергоузла Архангельской энергосистемы;
- не обеспечивается достаточная надежность электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга.

Для решения указанных проблем планируется, прежде всего, необходимое развитие электрической сети, которое сопровождается и дополняется внедрением инновационных технологий ИЭС ААС, способствующих повышению качества электроэнергии, увеличению управляемости и, соответственно, надежности режимов работы электрической сети и, в целом, энергосистемы. Разработаны проекты и конкретные предложения по решению выявленных проблем в ОЭС Северо-Запада с применением современных и инновационных технологий.

В качестве технических средств интеллектуальной (активно-адаптивной) сети и современных инновационных технологий, применяемых при создании ИЭС, в данном случае рассматриваются:

- технология цифровой подстанции;
- устройства поперечной компенсации (СТК, СТАТКОМ, АСК и пр.);
- устройства продольной компенсации;
- вставки и передачи постоянного тока;
- высокотемпературные провода;
- кабельные линии и другие сетевые элементы, выполненные с использованием эффекта сверхпроводимости;
- газоизолированные линии электропередачи;
- централизованные и локальные системы противоаварийной автоматики;
- системы мониторинга и диагностики;
- решения по ограничениям токов коротких замыканий;
- аккумуляторные батареи для с.н.ПС;
- активные фильтры гармоник, др.

На основе анализа режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше ОЭС Северо-Запада на текущем этапе развития и на период до 2020 г. определены следующие пилотные проекты:

1. Карельская энергосистема - сооружение 2-й ВЛ 330 кВ Лоухи –Путкинская – Ондская – Петрозаводск – Тихвин обеспечение резервирования и повышение качества электроэнергии в условиях длинного транзита с реализацией проекта интеллектуальной сети для обеспечения надежного электроснабжения.

Технологии ААС на ПС 330 кВ Лоухи, Путкинская, Ондская, Петрозаводск, Тихвин и ЛЭП 330 кВ:

- применение элементов цифровой ПС,
- применение системы мониторинга и диагностики оборудования,
- установка СТК (СТАТКОМ), АББМ (для с.н.),
- установка УПК,
- внедрение WACS/WAPS технологий с применением устройств, синхронизированных измерений (PMU), в т.ч. для целей ПА,
- изоляционные подвески ГИРМК-330,
- высокотемпературные провода,
- система мониторинга состояния ВЛ.

2. Энергосистема Республики Коми и Архангельская энергосистема.

2-ая ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь для повышения уровня надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Технологии ААС на ПС 220 кВ , Ухта, Микунь и ОРУ 220 кВ Печорской ГРЭС, а также на ЛЭП 220 кВ примерно те же, что и выше, для Карельской энергосистемы:

- применение элементов цифровой ПС,
- применение системы мониторинга и диагностики оборудования,
- установка СТК (СТАТКОМ), АББМ для с.н.,
- возможно, применение УПК,
- применение устройств синхронизированных измерений (PMU) для WACS/WAPS технологии, в т.ч. с использованием для ПА,
- высокотемпературные провода,
- изоляционные подвески ГИРМК-330,
- система мониторинга состояния ВЛ.

3. Электрические сети г. Санкт-Петербурга «Большое кольцо»

С целью обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга планируется:

Сооружение воздушно-кабельной ППТ ЛАЭС-2 - Выборг 330 кВ мощностью 1000 МВт с реконструкцией ПС Выборгская:

- установка КВПУ 500 МВт;
- переход к цифровой ПС,
- системы мониторинга и диагностики оборудования,
- установка СТК (СТАТКОМ, АСК),
- активные фильтры,
- внедрение WACS/WAPS технологий с применением устройств синхронизированных измерений (PMU), в т.ч. с использованием для ПА.

4. Электрические сети г. Санкт-Петербурга «Малое кольцо». С целью снижения токовой загрузки и резервирования существующих линий электропередачи планируется:

- сооружение ВТСП КЛ постоянного тока 10 кВ на одном из выбранных объектов:

- 1) ТЭЦ-5 до ПС 110 кВ Октябрьская;
- 2) ПС Волхов-Северная до ПС Сосновская;
- 3) ПС Синопская до ПС 110 кВ Центральная

- сооружение одной из новых ПС в подземном исполнении.

- установка токоограничивающих устройств:

- ТОР
- автоматические ТОУ на основе механических расцепителей, ВТСП и полупроводников.

В Приложении 2 приведен иллюстративный материал по перспективным пилотным проектам в ЕНЭС.

9. РАЗРАБОТКА ДОРОЖНОЙ КАРТЫ РЕАЛИЗАЦИИ КОНЦЕПЦИИ ИЭС ААС В РОССИИ

Дорожная карта реализации концепции ИЭС ААС разработана с целью выявления и систематизации технологий и научных исследований, направленных на внедрение и развитие интеллектуальной энергетики в России. Данный документ обобщает мнение экспертного сообщества о важнейших технологиях, относящихся к интеллектуальной энергетике, уровне их развития в мире, а также привязывает его к проектам программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС». Дорожная карта также описывает эффекты от внедрения тех или иных технологических компонентов, обобщает информацию об участниках.

С точки зрения управленческих решений дорожная карта будет использоваться ОАО «ФСК ЕЭС» как инструмент для ориентирования и организации деятельности других участников процесса реализации ИЭС ААС в России и формирования инвестиционных проектов.

Дорожная карта представляет собой набор шести связанных документов: первый содержит обобщающую информацию о пяти технологических компонентах ИЭС ААС, остальные пять дают более детальную информацию об указанных технологических компонентах ИЭС ААС, их отражении в программе инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС».

Дорожная карта развития основных технологий ИЭС ААС

Данная дорожная карта направлена на представление общей информации о состоянии и перспективах развития технологий ИЭС ААС.

Технологии, относящиеся к интеллектуальной энергетике, были сгруппированы в пять технологических групп:

- инновационные технологии и компоненты электрической сети;
- измерительные приборы и устройства;
- интеллектуальные методы управления и поддержки принятия решений;
- интегрированные коммуникации;
- потребительские технологии.

В данном документе приведена информация об имеющемся уровне развития каждой технологии в соответствии со следующими выделенными этапами ее внедрения:

- разработка;
- лабораторные образцы;

- опытное производство;
- промышленное освоение;
- массовое внедрение.

Кроме того, технологии поделены на применяемые только за рубежом, применяемые в России и за рубежом, применяемые и/или планируемые к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

Карты технологических компонентов ИЭС ААС

В этих пяти дорожных картах представлена более детальная информация о развитии каждой из технологий в привязке к программе инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС».

Каждая карта имеет три раздела: данные о технологиях, входящих в состав данного компонента; соответствующие проекты из программы НИОКР ОАО «ФСК ЕЭС», направленные на развитие этих технологий; освоение технологий на практике в комплексных проектах из ПИР ОАО «ФСК ЕЭС». На карте страны цифрами отмечены регионы, в которых реализуются комплексные проекты.

Кроме того, дана информация о планируемых объемах финансирования развития технологий по годам, заложенных в программу инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС».

Во всех дорожных картах (Приложение 1) указаны ожидаемые эффекты от реализации комплекса ИЭС ААС или отдельных ее технологических компонентов (соответственно) согласно Концепции ИЭС ААС. Также отражены целевые показатели внедрения интеллектуальной энергетики в России и их финансовое выражение. Значками обозначены возможные участники проектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные этапы Концепции ИЭС ААС

1. Проведен анализ зарубежного опыта построения интеллектуальных сетей ориентированных в первую очередь на развитие интерфейса с конечным потребителем и распределенной генерацией (на основе использования энергии ветра, солнца и др.) построением интеллектуальных микросетей (микрогрид), обеспечивающих устойчивую работу электроприемников потребителей и местных источников питания, как в изолированном от внешней ЭЭС, так и в синхронном с ней, режимах работы.

2. Сформулирована идеология и принципы развития ИЭС ААС, как клиенто-ориентированной энергосистемы системы нового поколения, основанные на последовательном повышении качества управления в ЕЭС/ЕНЭС достигаемом за счет применения образцов прорывной техники, информационных технологий и технологий управления.

Работа представляет концептуальную основу инновационного развития ЕНЭС и охватывает иерархию задач управления от режимов функционирования ЕЭС, до уровня управления качеством и надежностью электроснабжения потребителей, особенностей электроснабжения крупных городов и мегаполисов, распределенной генерации, управления спросом, построения интеллектуальных микросетей.

3. Рассмотрены устройства новой (прорывной) техники. Приведены планы их разработки и установки в ИЭС ААС.

Новые виды техники, такие как гибкие электропередачи, элементы постоянного тока, ВТСП, цифровые подстанции и др. создают в перспективе качественно новые возможности для повышения надежности и качества функционирования ЕЭС/ЕНЭС.

4. Предложены принципы определения мест установки новой техники, в первую очередь, элементов гибких электропередач (FACTS). Дан первоочередной перечень мест их установки.

5. Рассмотрена существующая система управления режимами работы ЕЭС РФ. Намечены пути развития современной системы АСТУ. Даны предложения по использованию новых алгоритмов анализа и управления режимами в ИЭС ААС.

6. Проанализированы возможности использования интерфейсов между различными элементами в ИЭС ААС. Даны рекомендации по организации киберзащищенности всей системы управления в ИЭС ААС.

7. Рассмотрено участие потребителей-регуляторов в сглаживании графиков нагрузки. Даны предложения по активизации такого участия. Проработаны предложения по мотивации участия потребителей-регуляторов в этом процессе.

8. Приведены стоимости установки элементов ААС в РФ и за рубежом. Просмотрены эффекты от внедрения ИЭС ААС.

9. Проведен анализ зарубежного опыта по развитию нормативной базы SmartGrid, стандартизации применения соответствующих технологий. Даны предложения по развитию нормативно-правовой и нормативно-технической базы при создании ИЭС ААС в РФ.

10. Рассмотрены пилотные проекты в ЕНЭС, в том числе, в Московском регионе, ОЭС Северо-запада, ОЭС Востока, пилотный проект интеллектуальной микросети на о.Русский.

11. Приведены предложения по дорожной карте создания ИЭС ААС.

ГЛОССАРИЙ

Интеллектуальная система управления - система управления со встроенными функциями искусственного интеллекта, осуществляющими функции целеполагания.

Интеллектуальная система управления – система управления со встроенными функциями искусственного интеллекта без функции целеполагания.

Интеллектуальная сеть — качественно новый вид электрической сети, позволяющей осуществлять в реальном времени мониторинг и управление сетью, осуществлять коммуникации между потребителями и поставщиками, предоставляя возможность оптимизации потребления, сокращая стоимость электроэнергии, и тем самым обеспечивая новый уровень надежности и экономичности энергоснабжения, которая позволяет:

– интегрировать все виды генерации (в том числе малую генерацию) и любые типы потребителей (от домашних хозяйств до крупной промышленности) для ситуационного управления спросом на их услуги и для активного участия в работе энергосистемы;

– изменять в режиме реального времени параметры и топологию сети по текущим режимным условиям, исключая возникновение и развитие аварий;

– обеспечивать расширение рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой;

– минимизировать потери, расширить системы самодиагностики и самовосстановления при соблюдении условий надежности и качества электроэнергии;

– интегрировать электросетевую инфраструктуру и информационную для создания всережимной системы управления с полномасштабным информационным обеспечением.

Адаптивное управление - совокупность методов теории управления, позволяющих синтезировать системы управления, которые имеют возможность изменять параметры регулятора или структуру регулятора в зависимости от изменения параметров объекта управления или внешних возмущений, действующих на объект управления. Подобные системы управления называются адаптивными.

Робастное управление - совокупность методов теории управления, позволяющих синтезировать системы управления, которые гарантируют требуемое качество управления несмотря на существенные изменения параметров объекта управления или внешних возмущений, действующих на объект управления. Подобные системы управления называются робастными

Позиционное управление – обычное управление с обратной связью (например, заданным значением напряжения на шинах трансформатора).

Программное управление – управление разомкнутого типа по заданной программе.

Мегаполис (крупный город) – наиболее крупная форма расселения, образующаяся при срастании большого количества соседних городских агломераций, отличается развитой транспортной системой, плотной застройкой и высокой численностью населения (~1 млн. чел. и более).

Особо ответственные потребители (электроприемники) – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. А также электроприемники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Автономный источник электроснабжения – источник электроснабжения, как входящий в состав данного объекта, так и внешний по отношению к нему, сохраняющий работоспособность и обеспечивающий электроснабжение присоединенных электроприемников при потере связи с электрической сетью общего назначения. К автономным источникам относятся источники бесперебойного питания, дизель-генераторы (и тому подобные установки), а также электростанции (или их части), выделяемые действием делительной автоматики на электроснабжение присоединенных электроприемников при нарушениях электроснабжения от электрической сети общего назначения.

Система жизнеобеспечения (саморезервирования) – совокупность технических средств, элементов системы управления и иных мер, которые при нарушениях электроснабжения от электрической сети общего назначения обеспечивают, в соответствии с требованиями настоящего регламента, безопасное для персонала и окружающей среды функционирование объектов электроэнергетики и объектов потребителей электрической энергии или безопасное и безаварийное прекращение производственных процессов.

Инфраструктура жизнеобеспечения мегаполиса:

- Системы теплоснабжения в отопительный период;
- Системы водоснабжения, канализации и гидротехнических сооружений;
- Системы наземного, подземного (в том числе метрополитен), воздушного транспорта и систем управления их движением;
- Больницы, родильные дома и учреждения дошкольного воспитания;
- Здания высотой более 75 м.

Независимый источник электроснабжения – источник, способный обеспечить электроснабжение 100% нагрузки потребителей.

Глубокий ввод – электропередача от объекта внешнего электроснабжения, к центрам (узлам) потребления мегаполиса, характеризуемая наименьшим числом ступеней трансформации (как правило, подземного исполнения, в том числе на постоянном токе, GIS).

Модернизация — усовершенствование, улучшение, обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Энергоэффективность — эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов — достижение экономически оправданной эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологии и соблюдении требований к охране окружающей среды.

Энергетический кластер (энергокластер) — энергорайон, имеющий характерный для этого участка электрической сети проблемы, связанные, например, с недостаточной пропускной способностью, необходимостью поддержания напряжения, повышение качества электроэнергии, снижения уровня токов короткого замыкания, снижение потерь электроэнергии и т.д. в котором внедряется комплекс инновационных решений и технологий для их последующей отработки в целях максимальной минимизации этих проблем и достижения в итоге максимального комплексного положительного эффекта.

FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) – система, служащая для повышения пропускной способности линий электропередач; обеспечения устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях; обеспечения заданного (принудительного) распределения мощности в электрических сетях в соответствии с требованиями диспетчера; повышения надежности энергосбережения потребителей; снижения потерь в электрических сетях; решения задачи по превращению электрической сети из «пассивного» устройства транспорта электроэнергии в «активный» элемент управления режимами работы

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

| | |
|----------|---|
| АИИС КУЭ | - автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии |
| АЛАР | - автоматическая ликвидация асинхронного режима |
| АОПН | - автоматическое ограничение повышения напряжения |
| АОПО | - автоматическое ограничение перегрузки оборудования |
| АОПЧ | - автоматическое ограничение повышения частоты |
| АОСН | - автоматическое ограничение снижения напряжения |
| АОСЧ | - автоматическое ограничение снижения частоты |
| АПНУ | - автоматическое предотвращение нарушения устойчивости |
| АР | - асинхронный режим |
| АРВ | - автоматическое регулирование возбуждения (генератора) |
| АРВ СД | - автоматический регулятор возбуждения сильного действия |
| АРН | - автоматическое регулирование напряжения |
| АРНТ | - автоматическое регулирование напряжения трансформатора |
| АРЧМ | - автоматическое регулирование частоты и мощности |
| АСДУ | - автоматизированная система диспетчерского управления |
| АСК | - асинхронизированный СК |
| АСТГ | - асинхронизированный турбогенератор |
| АСТУ | - автоматическая система технологического управления |
| АСТУЭ | - автоматизированная система технического учета электроэнергии |
| АСУ ТП | - автоматическая система управления технологическим процессом |
| АСУП | - автоматическая система управления производством |
| АТ | - автотрансформатор |
| АТС | - автоматическая телефонная станция |
| АЧВР | - автоматический частотный ввод резерва |
| АЧР | - автоматическая частотная разгрузка |
| АЭС | - атомная электростанция |
| БСК | - батарея синхронных компенсаторов |
| ВЛ | - воздушные линии |
| ВН | - высокое напряжение |
| ВР | - вторичное регулирование (частоты) |
| ВРН | - вторичное регулирование напряжения |
| ГК | - генерирующая компания |
| ГОСТ | - государственный стандарт |
| ГУВ | - групповое управление возбуждением (генераторов) |
| ГЭС | - гидроэлектростанция |
| ДАИ | - доаварийная информация о состоянии объекта |
| ДЦ | - диспетчерский центр |
| ЕНЭС | - единая национальная электрическая сеть |
| ЕЭС | - единая энергосистема |
| ИБ | - информационная безопасность |
| ИКТ | - информационные и коммуникационные технологии |
| ИТС | - информационно-технологические и управляющие системы |
| ИЭС | - интеллектуальная электроэнергетическая система |
| ИЭС ААС | - интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью |
| ККЭ | - контроль качества электроэнергии |

| | |
|-------|--|
| КРУ | - комплектное распределительное устройство |
| ЛВС | - локальная вычислительная сеть |
| ЛМЗ | Ленинградский металлический завод |
| ЛЭП | - линия электропередачи |
| МАС | - мультиагентная система |
| МРСК | - межрегиональная сетевая компания |
| МЭК | - международный энергетический комитет |
| МЭС | - межрайонные электрические сети |
| ОДУ | - объединенное диспетчерское управление |
| ОИК | - оперативно - информационный комплекс |
| ОМП | - определение мест повреждения |
| ОС | - оценивание состояния |
| ОЭС | - объединенная энергосистема |
| ПА | - противоаварийная автоматика |
| ПАК | - программно-аппаратный комплекс |
| ПАУ | - противоаварийное управление |
| ПМЭС | - предприятие МЭС |
| ПО | - программное обеспечение |
| ПР | - первичное регулирование (частоты) |
| ПРН | - первичное регулирование напряжения (и реактивной мощности) |
| ПРЧ | - первичное регулирование частоты |
| ПС | - подстанция |
| ПТЭ | - правила технической эксплуатации |
| ПУЭ | - правила устройства электроустановок |
| ПЭС | - предприятие электрических сетей |
| РАС | - регистрация аварийных сигналов |
| РДУ | - районное диспетчерское управление |
| РЗА | - релейная защита и автоматика |
| РПАУ | - район противоаварийного управления |
| РПН | - регулирование под нагрузкой (трансформатора) |
| РСК | - региональная сетевая компания |
| РУ | - руководящие указания |
| РЭС | - районная энергосистема |
| САУМ | - система автоматического управления мощностью |
| СВИ | - синхронизированные векторные измерения |
| СВН | - сверхвысокое напряжение |
| СК | - синхронный компенсатор |
| СМНР | - система мониторинга переходных режимов |
| СНГ | - Содружество Независимых Государств |
| СО | - системный оператор |
| ССПИ | - система (подсистем) сбора, обработки и передачи в ЦУС и ДЦ Системного оператора оперативной информации (телеинформации) |
| ССПТИ | - система (подсистем) сбора, обработки и передачи в ЦУС и ДЦ Системного оператора неоперативной технологической информации |
| СТК | - статический тиристорный компенсатор |
| ТМ | - телемеханика |
| ТН | - трансформатор напряжения |
| ТРН | - третичное регулирование напряжения |
| ТТ | - трансформатор тока |
| ТЭК | - теплоэнергетический комплекс |

| | |
|-------|---|
| ТЭС | - тепловая электростанция |
| УВ | - управляющие воздействия |
| УСО | - устройство связи с объектами |
| ФСК | - Федеральная сетевая компания |
| ЦДУ | - Центральное диспетчерское управление |
| ЦПС | - цифровая подстанция |
| ЦУС | - центр управления сетями |
| ЧДА | - частотная делительная автоматика |
| ЩПТ | - щит постоянного тока |
| ЩСН | - щит собственных нужд |
| ЭЦП | - электронные цифровые подписи |
| ЭЭС | - электроэнергетическая система |
| FACTS | - Flexible Alternating Current Transmission Systems (гибкие (управляемые) системы электропередачи переменного тока) |
| WACS | - WideAreaControlSystem – территориальная система управления |
| WAPS | - WideAreaProtection – территориальная система защиты |
| WAMS | - WideAreaMeasurementSystems – территориальная система измерения |
| SCADA | - система текущего контроля режима энергосистемы |