

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ:
ЭЛЕМЕНТЫ И РЕЖИМЫ**

Под общей редакцией
академика НАН Украины
А.В. Кириленко

Киев
2014

УДК 621.31
ББК 31.2

Утверждено к печати
ученым советом Института электродинамики НАН Украины.
Протокол № 3 от 27 марта 2014 г.

Рецензенты: Артеменко М.Е., докт. техн. наук, профессор
Буткевич А.Ф., докт. техн. наук, профессор
Сегеда М.С., докт. техн. наук, профессор

Авторы: Блинов И.В., Денисюк С.П., Жуйков В.Я.,
Кириленко А.В., Киселева А.Г., Лукьяненко Л.Н.,
Осипенко Е.С., Павловский В.В., Парус Е.В.,
Сопель М.Ф., Стелюк А.О., Танкевич С.Е.

Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.

ISBN 978-966-02-7207-1

В монографии определены общие тенденции формирования концепции Smart Grid, сформулированы задачи развития электроэнергетических систем, оценены основные направления создания интеллектуальных электроэнергетических систем и дано описание соответствующего технологического базиса. Выполнен обзор различных вариантов реализации высоковольтных электронных измерительных преобразователей тока и напряжения, как элементов такого базиса. Сформулированы требования и показаны преимущества использования электронных измерительных преобразователей на современных подстанциях. Исследованы вопросы создания систем мониторинга как основы для развития новой технологии организации управления на основе величин, полученных при выполнении векторных измерений параметров режимов электроэнергетических систем. Разработаны новые методы оценки пропускной способности, допустимости текущих режимов из условий обеспечения их устойчивости. Проведен анализ устойчивости энергосистем по напряжению и предложена методика выявления наиболее проблемных мест. Выполнены расчеты, в том числе для особых условий работы при отключении энергосистемы Украины от энергосистем России и Беларуси. Рассмотрена структура системы автоматического регулирования частоты и мощности в объединенной энергосистеме Украины, предложена комплексная модель такой системы и показаны ее преимущества. Приведены результаты исследований особых режимов по частоте. Предложены принципы формирования рынка электрической энергии в ОЭС Украины, в первую очередь рынка вспомогательных услуг (первичное и вторичное регулирование частоты и мощности, а также регулирование напряжения), как составляющих системы повышения ее управляемости и надежности. Проведен анализ развития концепции Smart Grid применительно к развитию средств силовой электроники для решения задач преобразования параметров электрической энергии, которые выступают конфигураторами сети и устройствами, обеспечивающими согласование работы отдельных её участков, генераторов и нагрузок.

Для специалистов, занимающихся исследованиями в области интеллектуальных электроэнергетических сетей и систем, а также для аспирантов и студентов электротехнических специальностей.

ISBN 978-966-02-7207-1

©Институт электродинамики
НАН Украины, 2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

В процессе реформирования энергетики, либерализации и дерегулирования рынка электроэнергии определился ряд особенностей, связанных с тем, что в условиях рыночных отношений приоритетом становятся экономическая выгода и цена электрической энергии для потребителей. Возникает определенная оторванность сетей и линий электропередачи (ЛЭП) от объектов генерации, теряется внимание к такой важной проблеме, как надежность и безопасность электроснабжения. В этой ситуации возрастают нагрузки на силовые элементы электрической сети, возникает необходимость создания соответствующих резервов генерирующих мощностей, увеличения пропускной способности электрических сетей. Все это предполагает повышение роли системных операторов и совершенствование систем диспетчерского управления.

Стратегическая цель такого развития электроэнергетического комплекса – создание интеллектуальных энергосистем (ИЭС) как платформы для рыночных, управленческих и технологических инноваций, обеспечивающих переход к новому уровню развития электроэнергетики.

Для реализации новых задач, возникающих перед электроэнергетикой, электрические сети оснащаются современными быстродействующими управляемыми устройствами силовой электроники, электромашиноинвентильными системами, системами информационной поддержки, которые обеспечивают получение информации о режимах работы сети и состоянии оборудования в режиме on-line. В сетях и у потребителя широко применяются различного рода накопители электрической энергии, а потребители становятся активными участниками процесса распределения и потребления электроэнергии.

Создание интеллектуальных энергосистем, кроме собственно силовых элементов сети, предполагает создание быстродействующих многоуровневых управляющих систем с организацией соответствующего информационного обмена для управления и контроля состоянием системы в целом, его частей и элементов с различ-

Предисловие

ными временными циклами для различных уровней управления. Предполагается также создание автоматизированных систем управления генерацией, в т.ч. малой и рассредоточенной.

Объединенная энергетическая система (ОЭС) Украины представляет собой одно из самых мощных электроэнергетических объединений (ЭО) в Европе с достаточным уровнем пропускной способностью. Установленная суммарная мощность электростанций ОЭС Украины составляет 54,5 млн. кВт, при этом мощность тепловых электрических станций (ТЭС) – 27,6 млн. кВт (50,7 % от общей величины), атомных – 13,8 млн. кВт (25,4 %), гидравлических (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) – 4,6 млн. кВт (8,5 %). Основное технологическое звено ОЭС Украины – это магистральные и межгосударственные электрические сети (МЭС). В состав МЭС входят более 20,6 тыс. км (по цепям) воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 220-750 кВ и 133 подстанции (ПС) общей мощностью более 76,5 тыс. МВА. Энергосистема Украины имеет 82 электрические связи напряжением 0,4-750 кВ с электроэнергетическими системами (ЭЭС) других стран.

Основные проблемы, присущие ОЭС Украины в настоящее время, состоят в следующем: несбалансированность структуры генерирующих мощностей; нехватка ресурсов для эффективного регулирования частоты и мощности; изношенность и техническая устарелость оборудования; недостаточная пропускная способность ряда системообразующих ЛЭП по передаче мощности; недостаточные объемы средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности; недостаточный уровень оснащения средствами телемеханики, релейной защиты и автоматики, мониторинга и диагностики; несовершенство систем диспетчерского управления.

Из-за отсутствия необходимых объемов маневренных и пиковых мощностей ОЭС Украины не в состоянии обеспечить оптимальный график нагрузок, требования по частоте, уровню напряжения и, в конечном счете, эффективную синхронную параллельную работу с европейским энергетическим объединением ENTSO-E. При этом основной стратегической целью развития ОЭС Украины являются сохранение ее целостности, обеспечение надежного, безопасного и устойчивого функционирования, развитие электрических сетей (ЭС) и увеличение их пропускной способности, рас-

ширение электрических межгосударственных связей и зоны синхронной работы с европейскими ЭО.

В связи с этим предполагается выполнить комплекс работ по преодолению указанных недостатков, повышению наблюдаемости и управляемости, приведению основных показателей в соответствие с требованиями ENTSO-E и обеспечению функционирования оптового рынка электрической энергии (ОРЭ). В первую очередь речь идет о проведении модернизации, реконструкции и технического переоснащения ЭС и энергетических объектов на базе новых технологий, современного оборудования и передовых методов управления, что обеспечит формирование оптимальной структуры генерирующих мощностей и системообразующей сети, повышение надежности и эффективности энергоснабжения потребителей, внедрение автоматизированных систем управления, современных систем мониторинга и диагностики.

Если говорить о соответствии ОЭС Украины требованиям ENTSO-E, возникает много вопросов, которые требуют своего решения. Согласно расчетам резерв первичного регулирования для ОЭС Украины должен составлять 185-190 МВт и соответственно диапазон резерва первичного регулирования – на уровне 370-380 МВт. Исходя из того, что обычно диапазон первичного регулирования каждого блока составляет 5 % от установленной мощности, а также учитывая возможные плановые и аварийные ремонты оборудования, для ОЭС Украины достаточно иметь (приблизительно) нормированное первичное регулирование на 33-35 блоках мощностью 200 и 300 МВт.

Резерв вторичного регулирования должен быть достаточен, чтобы компенсировать ожидаемые колебания спроса и потерю самого мощного блока электростанции. Для уровня максимума потребления (приблизительно 30 ГВт) расчетное минимально необходимое значение резерва вторичного регулирования должно составлять 450-500 МВт на разгрузку и 1000 МВт на нагрузку. Суммарный диапазон резерва вторичного регулирования должен быть на уровне 1450-1500 МВт.

В настоящее время к автоматическому вторичному регулированию в ОЭС Украины подключено шесть агрегатов Днепровской ГЭС-1 общей мощностью 432 МВт. Кроме того, следует учитывать возможности, связанные с введением в работу источников пиковой

мощности – Ташлыкской и Днестровской ГАЭС. Еще одним вариантом, с учетом сложившихся условий, является размещение не менее 50 % резервов вторичного регулирования на энергоблоках ТЭС. Для энергоблоков ТЭС диапазон регулирования нагрузки составляет примерно 40-50 МВт на блок. Следовательно, для обеспечения необходимого резерва, с учетом плановых и аварийных ремонтов, в систему автоматического вторичного регулирования необходимо подключить около 30 блоков ТЭС мощностью 200 и 300 МВт.

Эксплуатационная безопасность ЭО обеспечивается выполнением требований по поддержке плановых режимов при работе в режиме реального времени, в том числе при условии регулирования напряжения и управления реактивной мощностью, ликвидации повреждений в сети, реализации стабильности, планирования отключений, а также выполнения требований по обмену информацией между диспетчерскими центрами (ДЦ) отдельных энергосистем объединения.

Суть критерия безопасности "n-1" состоит в том, что потеря элемента (оборудования, любой линии электропередачи, трансформатора) или элементов, например, двухцепной ЛЭП, не должна угрожать безопасности объединенной работы, вызывать каскад отключений или потерю значительного количества нагрузки.

Для обеспечения устойчивой и надежной работы и повышения пропускной способности ЭС с учетом критерия "n-1" в ОЭС Украины может использоваться противоаварийная автоматика (ПА). Многолетняя практика показала ее эффективность и надежность, однако в рыночных условиях дальнейшее применение ПА будет требовать специального обоснования при заключении контрактов на поставку электроэнергии. Анализ результатов расчетов свидетельствует, что в большинстве частей ОЭС Украины требования по критерию "n-1" обеспечиваются. Однако в ряде режимов выдача мощности АЭС возможна только с применением ПА. Для обеспечения нормативных условий выдачи полной мощности действующих энергоблоков АЭС ОЭС Украины необходима реализация проектных схем их электрических связей. Кроме того, в режимах одиночных ремонтов линий питания потребителей Крыма обеспечивается только при применении ПА, а Восточного Донбасса – с применением ПА в послеаварийных режимах. Чтобы привести

состояние ЭС ОЭС Украины в соответствии с требованиями ЭО ENTSO-E, предусматривается сооружение объектов, которые должны обеспечить: выдачу мощности электростанций и формирования системообразующей ЭС ОЭС Украины для передачи мощности с избыточных западных регионов Украины в дефицитные центральный и восточный регионы; укрепление межгосударственных электрических связей для увеличения экспортных поставок электроэнергии; надежное электроснабжение потребителей от генерирующих источников ОЭС Украины; повышение надежности электроснабжения Крымского, Киевского, Карпатского регионов Украины и Восточного Донбасса.

Обеспечение условий синхронной работы, в том числе максимальное использование имеющейся мощности электростанций Запада и Востока Украины, предусматривает, в качестве первоочередной меры, формирование в ОЭС Украины кольцевой системообразующей сети 750 кВ. Для этого следует осуществить замыкание северного транзита – ВЛ 750 кВ Североукраинская – Харьковская – Донбасская с ПС 750 /330 кВ Харьковская. Обеспечение надежного электроснабжения в ОЭС Украины в условиях максимального использования мощностей АЭС невозможно без усиления схем выдачи их мощности. Речь идет о сооружении для Запорожской АЭС – ЛЭП 750 кВ Запорожская АЭС – Каховская с ПС 750 /330 кВ Каховская и более полное использование сетей 330 кВ. Кроме того, для Ровенской АЭС предусматривается строительство ВЛ 750 кВ Ровенская АЭС – Киевская с ПС 750 кВ Киевская и транзита с ПС 330 кВ Луцк Северная – Тернополь – Каменец-Подольск с реконструкцией ПС Тернополь и Каменец-Подольск.

Экспортные поставки могут быть обеспечены путем использования существующих ВЛ при условии проведения работ по модернизации ряда межгосударственных линий. Речь идет о ВЛ 750 кВ Южно-Украинская АЭС – Исакча (Румыния), Хмельницкая АЭС – Жешув (Польша) и Южноукраинская – Исаака (Румыния) пропускной способностью 600 МВт по каждой линии. Для обеспечения надежного электроснабжения в ОЭС Украины предусматривается введение около 4900 км системообразующих ВЛ и около 24600 МВА трансформаторных мощностей. Из общей длины ВЛ напряжением 220 кВ и выше, примерно 2000 км ВЛ необходимо построить для обеспечения нормативных условий выдачи мощности

действующих энергоблоков вводимых электростанций, а также более 1000 км – для обеспечения транзита электроэнергии из избыточных ЭЭС в дефицитные районы.

В ОЭС Украины, с одной стороны, существуют ограничения перетоков мощности во многих сечениях ЭЭС (ДЦ НЭК "Укрэнерго" контролирует 22 самых напряженных сечений) и особые условия реализации ряда режимов (использование ПА), а с другой - в значительном количестве текущих режимов пропускная способность отдельных сечений используется не в полной мере. Все это требует принятия дополнительных мер. Речь идет об использовании современных систем автоматики, которые ориентированы на расширенные объемы информации о состоянии контролируемого оборудования, в том числе технологии синхронных векторных измерений (WAMS) и технологии управления электропередачей в режиме on-line (WACS), наряду с принципиально новыми силовыми средствами управления (FACTS).

Таким образом, использование возможностей современных средств регистрации и передачи информации позволяет реализовать на уровне ДЦ ОЭС Украины систему мониторинга режимов ОЭС Украины с использованием синхронизированных по времени измерений углов векторов напряжения в отдельных узлах ЭС, по которым определяются режимы и их допустимость. Разработка и внедрение указанных систем мониторинга текущих режимов ЭЭС позволят с большей эффективностью использовать пропускную способность ЭС, быстро оценивать режимную обстановку и принимать необходимые решения по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций. В первую очередь это актуально для Западной и Юго-Западной энергосистем, если принимать во внимание пропускную способность связей Запад-Винница и Винница-Южно-Украинская АЭС.

Все электроэнергетические объекты предполагается оснащать современными АСУ ТП. Такие системы ориентированы на реализацию функций диагностирования оборудования, обеспечение выполнения функций автоматического регулирования частоты и мощности, реализацию системных услуг, дистанционное управление, организацию каналов телеизмерения и телеуправления. Для обеспечения эффективного управления ОЭС Украины создан и внедрен в эксплуатацию иерархический оперативно-управляющий

комплекс (ИОУК) автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), позволивший по-новому решать задачу оценки состояния ЭС. Эта задача является базовой в комплексе оперативно-диспетчерского управления. В результате ее решения формируется информационная модель текущего или характерного ретроспективного установившегося режима. В дальнейшем на основе этой модели решаются другие задачи, в частности, имитационного моделирования, проверки устойчивости, надежности и оптимизации. Эффективность их решения определяется, в первую очередь, качеством результатов оценки состояния.

Остановимся более подробно на особенностях работы европейских энергообъединений. Ассоциация ENTSO-E в настоящее время является крупнейшим энергообъединением в Европе. Успешное формирование такой энергосистемы и эффективное сотрудничество всех субъектов синхронной зоны в условиях либерализации европейских рынков электрической энергии в значительной степени обеспечиваются путем неуклонного выполнения технических стандартов и регламентированных процедур по реализации режимов всеми членами ассоциации. Все это позволило создать одну из крупнейших синхронных зон мира с высоким уровнем надежности и безопасности, которая обеспечивает энергетическую безопасность государств. Очевидно, в случае интеграции ОЭС Украины в ENTSO-E при условии, что характеристики ОЭС Украины будут соответствовать требованиям и стандартам ENTSO-E в полной мере, может предшествовать присоединение на параллельную работу (вхождение в так называемую синхронную зону), которое требует выполнения только части требований ENTSO-E.

В то же время необходимо отметить, что в европейском электроэнергетическом сообществе существует целый ряд своих проблем. В условиях роста нагрузок, а также принимая во внимание, что строительство новых высоковольтных линий электропередачи в континентальной Европе сегодня практически невозможно, существующая европейская системообразующая сеть работает все ближе к зоне ее термической границы. Такие режимы работы характеризуются пониженными запасами по устойчивости, появляется вероятность возникновения низкочастотных межсистемных колебаний мощности с недостаточным демпфированием и соответственно

возникает необходимость совершенствования методов и средств диспетчерского и автоматического управления.

Последние 10-15 лет каждая европейская страна, работающая в одной синхронной зоне (ENTSO-E), самостоятельно обеспечивала выполнение требований по надежности функционирования собственной системообразующей сети. Для обеспечения устойчивости режимов всеми системными операторами использовались так называемые тренажи, изложенные в руководствах по эксплуатации электрических сетей. В результате их реализации и в соответствии с принципом самодостаточности (с точки зрения балансирования национальных энергосистем) перетоки на межсистемных связях были приближены к нулевым. В случае значительных возмущений такие связи размыкались с целью недопущения распространения аварии за пределы отдельной энергосистемы. Для планирования режимов широкое применение нашли методы расчетов надежности по критерию «n-1», выполнявшиеся в каждой энергосистеме отдельно. Реализация такого управления не требовала организации быстрого обмена значительными объемами режимных данных между системными операторами.

Однако сегодня парадигма управления и развития европейской системообразующей сети изменилась. Либерализация торговли и введение межгосударственных рынков электроэнергии и вспомогательных услуг привели к росту перетоков по межсистемным связям. Это обусловило необходимость их усиления и повышения уровня управляемости потоками мощности между соседними электроэнергетическими системами стран Европейского сообщества.

Вторым фактором, обуславливающим изменение парадигмы, является масштабное внедрение электростанций, использующих возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ). Им присущи неконтролируемые и нестабильные уровни генерации, отсутствие инерции и наличие гармонических искажений. Планирование режимов и управления такой генерацией с ВИЭ требует совершенствования существующих систем SCADA/EMS/DMS на уровнях передачи и распределения электроэнергии. В частности, современные системы SCADA/EMS/DMS, кроме традиционных задач по сбору данных с территориально распределенных электроэнергетических объектов и передачи команд управления, предусматривают наличие более совершенных (в смысле надежности и объема информации) средств оцени-

вания состояния, оптимизации режимов, моделирования переходных процессов и тренировки диспетчерского персонала.

Необходимость передачи электроэнергии с помощью подводных кабелей от удаленных так называемых прибрежных ветровых электростанций (ВЭС), расположенных преимущественно в Северном море, привела к развитию сетей постоянного тока. В этом контексте следует отметить, что повышение надежности и удешевление средств силовой электроники сделали возможным ее широкое применение в электрических сетях, в том числе с использованием технологии передачи электроэнергии постоянным током и гибких передач переменным током. К первым относят вставки постоянного тока (ВПТ) и линии постоянного тока (ЛПТ), в том числе мультитерминальные. Что касается технологий гибкой передачи переменным током (FACTS), то наиболее распространенными средствами являются статические тиристорные компенсаторы (СТК) и СТАТКОМ. Следует отметить существующие системы управления потокораспределением в замкнутой сети с помощью фазосдвигающих трансформаторов. Автоматическое управление (в установившихся режимах и режимах с переходными процессами) совместной работой гибких систем переменного тока и мультитерминальных ЛПТ в объединенной энергосистеме со значительной долей ВИЭ привело к развитию концепции Super Grid.

Последним фактором влияния на изменение парадигмы развития европейской системообразующей сети стали планы по ее расширению за счет проектов «Средиземноморское кольцо» и синхронное объединение с энергосистемами Украины, России и других стран бывшего СССР. Указанные преобразования составили основу для начала одного из крупнейших в мире электроэнергетики научно-технического проекта под названием PEGASE (Pan European Grid Advanced Simulation And State Estimation). Это четырехлетний исследовательский проект Евросоюза, в котором приняли участие 22 организации, среди которых системные операторы, консалтинговые компании с электроэнергетической экспертизой и ведущие исследовательские центры Европы в области анализа режимов энергосистем и прикладной математики.

По завершению этого проекта в 2012 году были разработаны новые средства, направленные на улучшение взаимодействия между системными операторами, на оптимизацию оперативного управ-

ления и совершенствование планирования режимов работы Европейской энергосистемы. Среди них в проекте были созданы инструментальные средства по оцениванию состояния, оптимизации режимов, моделированию переходных процессов и организации тренировок диспетчерского персонала.

При создании инструментария по оценке состояния была поставлена задача обработки огромного количества телеизмерений со всей энергосистемы Европы и нахождения решения за время, необходимое для реализации функций диспетчерского управления режимами. Благодаря использованию усовершенствованных алгоритмов, применению двухуровневых процедур, использованию данных векторных измерений углов напряжения, а также учету топологии на уровне подстанций удалось построить систему, которая позволяет проводить оценку состояния всей объединенной энергосистемы. Ее модель включает 9200 узлов, 14000 ЛЭП и 2500 трансформаторов, при этом в расчет вводится более чем 50000 измерений и он длится не более 4 с при использовании компьютера с процессором уровня Intel Core i5 .

Другим примером развития совершенствования организации управления энергосистемой Европы является переход к централизованному диспетчерскому управлению. После системной аварии, которая произошла в Европейской энергосистеме в 2006 году в том числе, вследствие недостаточно тесного взаимодействия между системными операторами и понимая, что высоковольтная сеть Европы является достаточно сложной и большой, было принято решение об организации транснациональной координации перетоков мощности и совершенствовании системы планирования режимов. Таким образом, в 2008 году был образован центр координации системных операторов – Coreso (COOrdination of Electricity System Operators) со штаб-квартирой в Брюсселе. С начала 2009 года Coreso начал деятельность по централизации и координации при проведении мониторинга режимов энергосистем Франции, Бельгии, Германии, Нидерландов и Люксембурга. В частности, на этом этапе центр координации каждый день обсчитывал и предоставлял информацию по потокораспределению мощностей диспетчерскому персоналу электроэнергетических систем этих стран.

Сегодня в центр координации входят также электроэнергетические системы Англии и Италии. Благодаря возможности доступа

диспетчерского центра Coreso к информации реального времени SCADA, системные операторы национальных энергосистем этих стран имеют более полное представление о текущей ситуации. Кроме того, центр обеспечивает координирование планирования режимов с учетом прогнозов генерации всех ветровых и солнечных электростанций, расположенных в континентальной Европе и Великобритании. Наличие on-line режимных данных, прогноза нагрузки и генерации позволяет центру проводить расчеты надежности режимов на сутки вперед с дискретностью 15 мин.

Начиная с текущего года специалистами центра Coreso выполняется пилотный проект по расчетам пропускной способности сечений два раза в сутки (на 3-30 и 10-30). Сегодня в рамках пилотного проекта просчитывается только одно межгосударственное сечение в Италии. Однако в планах предусмотрено до середины текущего года проводить вычисления два раза в сутки по основным 24 сечениям ЭО ENTSO-E.

СИГРЭ сформулирована новая концепция развития энергосистем – «Электрические сети будущего», которая включает: «активные» распределительные сети; развитую телекоммуникационную инфраструктуру; применение силовой электроники на всех классах напряжения; использование систем аккумулирования энергии; новые подходы к планированию режимов, построения систем релейной защиты, автоматического и оперативного управления энергосистемой и др. Направление стратегической деятельности СИГРЭ заключается в обеспечении совершенствования электроэнергетических систем на основе гармоничного развития «большой» и «малой» энергетики, решении задач интеграции отдельных энергосистем и энергетических объектов на базе нового оборудования и технологий.

Таким образом, можно констатировать, что в ОЭС Украины и Европейском ЭО подходы к совершенствованию электрических сетей, организации управления режимами ЭЭС перекликаются и в определенной степени дополняют друг друга. В то же время европейское энергетическое сообщество в полной мере переходит к реализации концепции Super Grid, что, к сожалению, в ОЭС Украины реализуется в достаточно ограниченных объемах.

Рассмотрим более подробно содержание предлагаемой книги. Глава первая «Современные тенденции организации управления

режимами электроэнергетических систем» – авторы Денисюк С.П. и Кириленко А.В. В ней определены общие тенденции развития концепции Smart Grid, сформулированы задачи развития электроэнергетических систем, оценены основные направления развития интеллектуальных электроэнергетических систем и описан необходимый для этого технологический базис. Достаточно подробно определены требования к областям использования ИЭС, представлены особенности построения и составляющие интеллектуальных систем управления, в том числе реализующих идеологию мультиагентного управления.

На основе анализа развития традиционных электрических сетей выделены ключевые проблемы, которые представляют наиболее значимые ограничения по развитию энергосистемы. Это позволило оценить требования к первоочередным техническим задачам развития магистральных и распределительных сетей. Приведены рекомендации СИГРЭ по основным направлениям интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и распределенных энергоресурсов, организации активного участия потребителей, созданию новых инфраструктур. В заключение определены положения, позволяющие перейти к созданию концепции интеллектуальных сетей в Украине.

Вторая глава – авторы Кириленко А.В. и Танкевич С.Е. – посвящена исследованию вопросов построения электронных измерительных преобразователей (ЭИП). Следует иметь в виду, что развитие концепции Smart Grid и соответственно новых информационных и сетевых технологий, появление интеллектуальных информационно-управляющих систем наряду с развитием рыночных отношений в энергобизнесе обусловили качественно новый скачок в эффективности энергопотребления, стали предпосылкой формирования нового вида ЭЭС – интеллектуальных. При этом информация, прежде всего, оперативная и измерительная, приобретает роль главного фактора повышения энергоэффективности и качества управления, а процессы и средства ее получения, сбора и обработки, обмена становятся основой разработки и создания нового технологического базиса – интеллектуальных ЭЭС согласно концепции Smart Grid.

Ключевой элемент интеллектуальной энергетики – «цифровая» подстанция, где получение информации, передача и обработка

осуществляются в цифровом виде. Основными характеристиками такой подстанции являются интеллектуализация первичного оборудования, развитая коммуникационная сеть и автоматизация эксплуатации и управления. Применение электронных преобразователей тока/напряжения на таких подстанциях позволяет значительно повысить надежность и эффективность работы ЭЭС и управления.

В схеме традиционной подстанции, как известно, во вторичных цепях измерительных трансформаторов возникают различные потери, выполняются многократные аналого-цифровые преобразования, а также измерения необходимых параметров для каждого из устройств, что приводит к несинхронности измерений.

Использование ЭИП позволяет избавиться от потерь при передаче информации, осуществлять ее практически неограниченное тиражирование, обеспечить синхронность измерений, один раз выполнять аналого-цифровое преобразование, а также повысить точность измерений параметров режимов работы контролируемых электроэнергетических объектов (ЭЭО). Таким образом, любое микропроцессорное устройство на подстанции имеет возможность принять синхронизированную по времени измерительную информацию от датчиков тока и напряжения и выполнить необходимую обработку данных.

В этой главе основное внимание уделено ЭИП тока/напряжения, которые используют в качестве датчиков электромагнитные трансформаторы тока и напряжения и подсоединяются к сети передачи информации через электронный блок, установленный непосредственно на присоединении. Такой вариант реализации ЭИП имеет наибольшую технико-экономическую целесообразность в условиях украинской электроэнергетики и характеризуется полной информационной и электромагнитной совместимостью с цифровыми автоматизированными системами управления (АСУ) ЭЭО, являясь основным поставщиком измерительной информации для таких систем.

Использование ЭИП имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами. Появляется возможность применения датчиков, построенных на различных физических эффектах; уменьшения на 1-2 порядка вторичной нагрузки на датчик; оптимизировать конструкции датчиков. Кроме того, удастся избавиться от влияния фазных трансформа-

торов тока друг на друга через вторичные цепи; повысить точность и достоверность измерений, а также помехоустойчивость каналов передачи данных.

В представленном материале выполнен обзор различных вариантов реализации электронных преобразователей тока и напряжения с использованием датчиков, основанных на различных физических эффектах. Сформулированы требования к таким измерительным преобразователям, а также требования к их цифровому интерфейсу передачи данных. Определены преимущества использования ЭИП в среде «цифровой» подстанции, а также освещены специфические вопросы испытаний ЭИП на функциональную совместимость, соответствие основным техническим характеристикам и метрологическую пригодность.

Третья глава, подготовленная Кириленко А.В. и Сопелем М.Ф., посвящена исследованию вопросов создания современных систем мониторинга. Такие системы строятся по иерархическому принципу. На нижнем уровне создаются средства сбора информации с отдельных элементов оборудования электрических станций и подстанций, реализуются функции предварительной обработки и передачи на верхний уровень. На верхнем уровне эта информация систематизируется и используется для решения задач отдельных объектов. В целом такие системы предназначены для регистрации аналоговых и дискретных сигналов о параметрах режимов работы основного и вспомогательного оборудования, диагностирования устройств релейной защиты и автоматики. Они позволяют оперативно и с достаточной точностью определять места повреждений на электрических присоединениях, проводить диагностику и прогнозирование состояния изоляции высоковольтного оборудования, в том числе выключателей, осуществляют анализ аварийных ситуаций и пр., являются основой для создания систем автоматического управления (WACS) и схем защиты уровня энергообъединения (WAPS). При этом лучшие технические характеристики и показатели функционирования имеют комплексы "Регина-Ч", которые построены с использованием современных технологий и обеспечивают высокоточное измерение режимных параметров, синхронизированных по спутниковым сигналам единого времени.

Внедрение в ОЭС Украины регистрирующих средств «Регина-Ч» позволило создать предпосылки для развития технологии органи-

зации управления на основе величин, полученных при организации векторного измерения параметров режимов ЭЭС с высокой точностью и дискретностью и с синхронизацией измерений с использованием спутниковой GPS. Это обеспечило возможность предоставления оперативному персоналу качественно новой информации (векторы напряжения). Использование измеряемых фазных углов напряжения позволило: повысить надежность работы АСДУ при отказах отдельных каналов получения информации; более обоснованно принимать решения в процессе удаления результатов измерений, которые имеют значительные погрешности; повысить вероятность принятия правильных решений при проверке состояния топологии сети; обеспечить устойчивость вычислительных процессов вследствие использования прямых измерений независимых переменных. Таким образом, более высокая точность выполнения измерений, в конечном результате, способствовала получению более адекватной оценки режимов в целом. В конечном результате созданы предпосылки для разработки новых методов оценки пропускной способности электрических сетей, определения допустимости текущих режимов из условий обеспечения их устойчивости.

В четвертой главе – авторы Лукьяненко Л.Н. и Павловский В.В. – рассмотрены вопросы обеспечения устойчивости по напряжению ОЭС Украины. Так, авторами отмечено, что в определенных энергетических районах существует тенденция концентрации активной и реактивной мощностей, сужаются диапазоны регулирования реактивной мощности на электрических станциях и отсутствуют в достаточном количестве сетевые средства компенсации реактивной мощности. Таким образом, в ЭЭС могут возникать проблемы с поддержанием допустимых уровней напряжения и обеспечением устойчивости работы по напряжению. Для некоторых сечений характерным признаком также являются ограничения пропускной способности. Таким образом, исследование проблемы устойчивости по напряжению – это фундамент разработки технических мероприятий по планированию резервов реактивной мощности, направленных на повышение режимной безопасности национальной энергосистемы как сегодня, так и в ближайшей перспективе.

Авторы показали, что формирование конкретных предложений по технической модернизации и схемам перспективного разви-

тия ОЭС Украины должно базироваться на создании адекватных моделей энергосистем, проведении расчетов и анализа текущих и перспективных режимов работы сетей. Для комплексного решения этой проблемы, во-первых, были исследованы подходы, применяемые в европейских энергосистемах. На основе этого была сформирована методика идентификации проблемных мест по напряжению в энергосистемах Украины. Во-вторых, с использованием разработанной методики и моделей были выполнены расчеты для всей ОЭС Украины. По результатам выполненных исследований были предложены практические рекомендации, направленные на решение проблемы «узких мест» по напряжению.

Принятые планы по вступлению Украины в европейское энергетическое сообщество требуют приведения ОЭС Украины в полное соответствие с общеустановленными стандартами этого общества, в том числе это касается такого вопроса, как устойчивость по напряжению. В частности, это подразумевает готовность ОЭС Украины к устойчивой раздельной работе с энергосистемами России и Беларуси. С этой точки зрения наибольшие сложности будут возникать именно в приграничных районах, которые традиционно имеют сильные связи с энергосистемами других государств. Поэтому были проведены расчетные исследования устойчивости по напряжению режимов работы приграничных районов ОЭС Украины, которые позволили определить влияние размыкания межгосударственных связей между ОЭС Украины и ЭЭС России и Беларуси, что является необходимым условием реализации общей интеграции энергосистем Украины и Молдовы как единого блока регулирования в синхронной зоне ENTSO-E. Решение указанных проблем является необходимым условием интеграции ОЭС Украины в европейское энергетическое объединение.

Пятая глава монографии, написанная Павловским В.В. и Стелюком А.О., посвящена исследованию вопросов организации автоматического регулирования частоты и активной мощности в ОЭС Украины. Изменения в структуре генерирующих мощностей, в частности, увеличение установленной мощности АЭС и электростанций на ВИЭ, а также возможное подключение ОЭС Украины на параллельную работу с энергообъединением европейских стран (ENTSO-E) обусловили необходимость повышения качества такого

регулирования. Все это потребовало проведения исследования свойств отечественной системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) путем проведения как натурных испытаний, так и расчетных экспериментов по оценке режимов работы САРЧМ ОЭС Украины.

Для создания комплексной модели САРЧМ ОЭС Украины было проведено исследование и построена ее модель, которая включает в себя системный, станционный и агрегатный уровни управления. Показано, что без привлечения дополнительных регулирующих мощностей гидроагрегатов ГЭС, а также энергоблоков ТЭС, качественное регулирование частоты в ОЭС Украине (в случае её изолированной работы) не обеспечивается. В этих условиях особую роль приобретает задача определения свойств САРЧМ с учетом регулирующих возможностей ТЭС и динамики их теплосилового оборудования. В работе выполнено исследование процессов регулирования частоты при условии привлечения ТЭС, что позволило определить влияние элементов их теплосилового оборудования на переходные процессы, связанные с изменением частоты и мощности.

Отметим, что исследование процессов регулирования частоты можно выполнить как в динамических, так и установившихся режимах работы. В последнем случае речь идет о моделировании двух установившихся режимов. Первый – по завершению первичного, а второй – вторичного регулирования частоты. Такой подход используется при расчетах по критерию «n-1», выполнение которого позволило определить влияние отключения мощных генераторов и наиболее загруженных ЛЭП на перетоки мощности по межгосударственным и межсистемным ЛЭП на этапах первичного и вторичного регулирования частоты. Кроме того, использование такого подхода позволяет предотвратить искажение потокораспределения в сети в послеаварийных установившихся режимах и, как следствие, появление ошибочных результатов при анализе указанных режимов.

В этой главе также рассмотрены вопросы возможности привлечения отечественной САРЧМ к восстановлению ОЭС Украины после возникновения особой системной аварии. Приведены результаты исследований работы САРЧМ в условиях изолированной работы ОЭС Украины, а также при параллельной работе с ЕЭС России. Показано, что привлечение регулирующих возможностей Днепровской ГЭС-1, входящей в состав САРЧМ, в процессе вос-

становления ОЭС Украины, позволит обеспечить подачу питания на собственные нужды электростанций и подстанций, а также поддержание допустимых перетоков по межгосударственным ЛЭП в пределах согласованных значений.

Шестая глава, подготовленная Блиновым И.В. и Парусом Е.В., посвящена рассмотрению ситуации в электроэнергетической отрасли Украины при развитии оптового рынка электрической энергии путем внедрения конкурентной модели – рынка двусторонних договоров и балансирующего рынка электрической энергии. Одним из основных сегментов этой модели является рынок вспомогательных услуг, организованный с целью приобретения системным оператором вспомогательных услуг у поставщиков этих услуг для обеспечения как устойчивой и надежной работы ОЭС Украины, так и качества электрической энергии в соответствии с установленными стандартами. В свою очередь, обеспечение надежности энергосистемы и электроснабжения потребителей при поддержке установленных норм качества электроэнергии невозможно без организации целого ряда процессов. Речь идет об оперативно-диспетчерском управлении режимами ОЭС Украины; регулировании частоты и активной мощности; регулировании напряжения и реактивной мощности; поддержании необходимого уровня резервов генерирующей мощности; обеспечении условий предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций.

На сегодняшний день в Украине определен перечень вспомогательных услуг, которые системный оператор должен приобрести у их поставщиков. В состав таких услуг, которые рассматриваются в рамках монографии и являются необходимыми для обеспечения управления электроэнергетической системой, входят услуги по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций; регулирование напряжения и реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций.

Основной целью внедрения рыночных механизмов предоставления вспомогательных услуг является обеспечение управления в электроэнергетике на уровне ОЭС Украины с учетом добровольного и экономически обоснованного предоставления вспомогательных услуг. Это позволяет решить задачи, связанные с обеспечением стимулирования модернизации ТЭС, ТЭЦ и ГЭС. Речь идет о воз-

возможности предоставления ими вспомогательных услуг по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности, а также расширению возможностей по регулированию напряжения и реактивной мощности.

Достижение указанных целей позволит обеспечить безопасную и надежную работу ОЭС Украины, а также повысит качество электрической энергии в соответствии с требованиями стандартов.

В целом в этой главе изложены результаты исследований, направленных на решение проблемы введения экономических стимулов, при условии обеспечения установленных технических требований по предоставлению вспомогательных услуг производителями электрической энергии как при действующей модели функционирования оптового рынка электрической энергии, так и при переходе к рынку двусторонних договоров и балансирующему рынку электрической энергии.

В седьмой главе – авторы Жуйков В.Я., Киселева А.Г., Осипенко Е.С. – проведен анализ состояния и перспектив развития концепции Smart Grid применительно к решению задач, которые стоят перед электроэнергетикой. Важно отметить, что реализация решений в соответствии со Smart Grid невозможна без применения средств силовой электроники, в частности, преобразователей параметров электрической энергии, которые выступают конфигураторами сети и устройствами, обеспечивающими согласование работы отдельных её участков, генераторов и нагрузок. Учитывая многофункциональность средств силовой электроники в Smart Grid, по-новому выглядит проблема создания систем управления, связанных с глобальными информационными системами. В первую очередь речь идет о датчиках состояния электроэнергетических объектов и связанных с ними датчиках состояния окружающей среды, которые определяют комфортность пользователя и обеспечивают совместную работу совокупности разнообразных преобразователей параметров электрической энергии. Такие системы управления должны строиться как контекстно-зависимые с использованием онтологической базы знаний.

Рассматривая Smart Grid и как объект, и как непрерывную развиваемую концепцию функциональности и уровня квалификации энергосистем различного технического и когнитивного напол-

нения, можно сказать, что в XXI веке Smart Grid получает статус идеологии, доминирующей в энергетике. Используя представление о феноменологическом нелинейном квадратичном взаимодействии, ответственном за наше развитие, можно говорить о том, что вхождение техносциума Smart Grid в фазу зрелого развития произойдет на протяжении ближайших десятилетий.

Отзывы и пожелания просим направлять по адресу: 03680, г. Киев-57, пр. Победы, 56, Институт электродинамики НАН Украины.

ГЛАВА 1

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1. Общая характеристика Smart Grid

В последнее десятилетие за рубежом активно обсуждается и развивается концепция Smart Grid (альтернативные термины – IntelliGrid, Future Grid и др.), что означает интеллектуальная энергосистема (МЭК). В США и Европейском Союзе она рассматривается как технологическая концепция электроэнергетики будущего [1–4]. В США, Европейском Союзе, Канаде, Китае концепция Smart Grid является по сути, государственной политикой технологического развития электроэнергетики будущего.

Существуют различные точки зрения на концепцию интеллектуальных сетей [5]. Это объясняет тот факт, что, несмотря на относительное сходство основных факторов развития интеллектуальных сетей в разных частях мира, приоритеты различны. Например, в ЕС приоритетами являются проблемы интеграции возобновляемых источников энергии, энергоэффективности, а также интеграции рынков ЕС в рамках безуглеродной экономики, в то время как для США приоритетными представляются такие проблемы, как нарушение энергоснабжения, ситуации пикового потребления мощности и старения производственных объектов. В Китае быстрое развитие энергосистемы, потребность в объединении крупных ВЭС в северных районах и создания связей между различными провинциями являются наиболее актуальными приоритетами.

Наиболее общее и технически полное определение понятия Smart Grid было сформулировано учеными института IEEE (The Institute of Electrotechnic and Electronic Engineers). Так, согласно их определению Smart Grid – это полностью интегрированная саморегулируемая и самовозобновляемая электроэнергетическая система, имеющая сетевую топологию, которая включает в себя все источ-

ники генерации, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электроэнергии, управление которыми осуществляется с помощью единой сети информационно-управляющих устройств и систем в реальном масштабе времени. По сути, интеллектуальная электрическая сеть объединяет не одну, а две сети – электрическую и информационно-управляющую, которые тесно взаимодействуют между собой и функционируют одновременно. Причем управление и контроль каждого устройства электрической сети осуществляются с помощью необходимых «интеллектуальных» устройств, объединенных в единую информационно-управляющую сеть.

Несмотря на существование ряда определений концепции интеллектуальных энергосистем, их можно обобщить, определив интеллектуальную энергосистему как объединение энергетической инфраструктуры и внедренных/распределенных информационно-коммуникационных технологий (программного обеспечения, автоматизации, обработки информации). Соединение двух инфраструктур обеспечивает наличие необходимого «интеллекта». Данный интеллект может быть представлен на разных уровнях сети (генерация, сетевое программное обеспечение, потребление, мониторинг и управление). Можно выделить три базовых принципа Smart Grid: безопасность, стандартизация, интеграция.

Правила разработки интеллектуальных сетей определены в Европе через Smart Grid European Technology Platform [2], а в США описаны в usctc 42152 IX § 17381.

Причины перехода к Smart Grid следующие: снижение предсказуемости поведения спроса; появление генерирующей способности у потребителя и необходимость возврата электроэнергии обратно в сеть; низкая энергоэффективность и экологичность энергосети, построенной на аналоговых принципах и технологиях; дигитализация управления отдельными элементами сети и риск снижения их способности к взаимной интеграции; проблема устойчивости иерархических энергетических систем.

Явления и факторы, стимулирующие развитие концепции интеллектуальных сетей, разнообразны и включают в себя технические, экономические и регулятивные аспекты. Назовем главные стимулы развития концепции интеллектуальных сетей (приведем неполный перечень):

– изменение энергетической парадигмы. Характеризуется, в частности, либерализацией энергетических рынков, развитием расщепленной энергетики и, конкретнее, возобновляемых источников энергии, а также многочисленностью субъектов сферы энергетики, требует недискриминационного доступа к сети, управления периодичностью поступления энергии от возобновляемых источников, управления наблюдаемостью и способностью к транспортированию расщепленной энергии и т.д.;

– устаревание существующей энергетической инфраструктуры;
– необходимость адаптации сети к широкомасштабной интеграции расщепленной энергетики при лучших условиях безопасности и экономических условиях (необходимость оптимизации инвестиций); подобная адаптация требует большей гибкости сети и ее компонентов, включая совершенствование автоматизации;

– инновационные технологии, связанные с информационно-коммуникационными технологиями, электросетевыми объектами (силовыми выключателями / переключателями со стандартными операциями по доступным ценам, защитными устройствами, датчиками) и интеллектуальными счетчиками, в которые может быть внедрен интеллект для предоставления предлагаемых услуг, относятся к оптимизации потребления;

– возросшая потребность в качестве электроснабжения (которое может быть различным в зависимости от прибора или иного критерия), включая надежность энергоснабжения;

– необходимость объективного признания сложности энергетической системы в ее пространственном (взаимосвязи) и временном (динамическом) аспектах.

Основными конкурентными преимуществами технологий интеллектуальных сетей являются: местное измерение и мониторинг; отдаленные измерения и контроль; мультиинформационные измерения и мониторинг; управляемые измерения и мониторинг; общее улучшение качества электрической энергии; низкие эксплуатационные расходы; минимизация дорогих визуальных осмотров системы; автоматический учет времени и параметров работы конкретного оборудования для своевременного проведения профилактических ремонтов; снижение потерь электрической энергии, улучшение экологической обстановки, минимизация светового и шумового загрязнения; лучший уровень надежности и безопасности; быстрая

реакция на изменение внешних условий; быстрый и легкий доступ к базе данных системы. Развитие технологий Smart Grid также означает фундаментальную реорганизацию рынка услуг электроэнергетики [1, 2, 5–8].

Уже сегодня в мире сложилось понимание, что быстрый переход к идеальной (эталонной) модели Smart Grid невозможен. В связи с этим выделено три поколения Smart Grid, позволяющие последовательно двигаться к целевой модели (табл. 1.1): Smart Grid 1.0 – состояние электроэнергетической инфраструктуры, при котором отдельные устройства и объекты системы могут подключаться к сети без использования единых цифровых стандартов; Smart Grid 2.0 – состояние электроэнергетической инфраструктуры, при котором подключение любых узлов системы возможно только при условии перехода на единый IP-протокол и включенных в единую интегрированную IP-сеть; Smart Grid 3.0 – гибкая энергетическая система, которая базируется на принципах децентрализованного управления и равноправия потребителя и поставщика.

Таблица 1.1

Поколение	Ключевые характеристики
Текущая ситуация	Аналоговые счетчики, цифровые счетчики, системы управления для локальных решений (DCS, BMS и проч.)
Smart Grid 1.0	Реагирование на спрос; AMI-сеть (на базе AMR, RTU и т.п. устройств); специализированное ПО (EMS / SCADA); распределена автоматизация
Smart Grid 2.0	IP-протокол; электромобили; хранения энергии
Smart Grid 3.0	Роуминг энергии; торговля энергией Peer-to-Peer

Внедрение Smart Grid ведет к изменению технологий функционирования всей энергосистемы. Выделим следующие ключевые элементы Smart Grid [1–4]:

– Condition-Based (CB) / Predictive Maintenance (PM) / Asset Management (AM) – профилактическое, реактивное, обслуживающее и оценочное оборудование;

– Demand Response Analysis (DRA) – анализ реагирования на спрос;

- Digital Fault Recorder System (DFR) – система цифровой аварийной регистрации;
- Direct Customer Load Control (DCLC) – прямое управление нагрузкой у потребителя;
- Dispatcher Training and Simulation (DTS) – моделирование диспетчеризации;
- Distribution management system (DMS) – система организации распределения;
- Distribution System Real-time Analysis Tools (DSRAT) – инструменты анализа рассредоточенной системы в режиме реального времени;
- Emergency System Restoration Support (ESRS) – поддержка аварийного восстановления системы;
- Energy management system (EMS) – система управления энергопотреблением;
- Fault Detection (FD) – выявление неисправностей в автоматическом режиме;
- Feeder Equipment Monitoring (FEM) – оборудование мониторинга подачи электроэнергии;
- Geographic information system (GIS) – геоинформационные системы;
- Integrated Volt VAR Control (IVC-VAR) – интегрированная система управления напряжением;
- Integration of DMS (OMS) / AMI / GIS – интеграция систем различных уровней и функционала, включая DMS (OMS), AMI, GIS);
- Load Forecasting (LF) – прогнозирование нагрузки;
- Meter Data Management System (MDMS) – система управления данными измерений;
- Multilevel Feeder Configuration (MFC) – многоуровневая конфигурация устройств подачи электроэнергии;
- Network Switching Management / Analysis / Optimization – управление, анализ и оптимизация решений по сетевой коммутации;
- Outage management system (OMS) – система управления аварийными отключениями;
- Phasor Measurement Units (PMU) – устройства векторных измерений;
- Power Quality Assessments (PGA) – оценка качества электроэнергии;

- Relay Protection Coordination (PRC) – управление релейной защитой;
- Sequence Event Record System (SER) – система последовательной записи ошибок;
- Supervisory control and data acquisition system (SCADA) – автоматизированная система управления;
- Wide-Area Measurement Systems (WAMS) – система мониторинга переходных режимов.

Объединение информационных технологий, систем управления и контроля позволяет создать новые составляющие интеллектуальных систем:

- Центр медицинского оборудования (АМС) – следующее поколение систем управления основными фондами предприятия (ЕАМ);
- Самовосстановление подстанции (SSH) – система следующего поколения, объединяющая системы управления основными фондами предприятия (ЕАМ), мобильными ремонтными бригадами (МВФМ), распределением электроэнергии (DMS) и автоматизации подстанции (SA);

– Центр управления интеллектуальной сетью (SGCC) – на основе инфраструктуры системы D-SCADA (или системы SCADA для сети распределения электроэнергии), включает современные приложения систем DMS, OMS, GIS, MWFM, EAM, VPP, DRMS, CIS, AMI и EPM.

На сегодня в мире разработаны четкие стратегии эволюции существующих инфраструктур. Так, функциональная модель Smart Grid, разработанная Национальным институтом стандартов и технологий США (NIST) в 2009 г., выделяет основные области деятельности в электроэнергетике объединенными технологическими и коммуникационными связями: оптовая генерация (Bulk Generation); передача электроэнергии (Transmission); распределение электроэнергии (Distribution); оперативное управление (Operations); потребитель (Customer); рынки (Markets); сервисная организация (Service provider). В концептуальной модели NIST оперируются двумя ключевыми понятиями: действующие субъекты (actors) и прикладные задачи (applications). Действующие субъекты включают устройства, системы, программы и заинтересованных лиц, принимающих решения и обменивающихся информацией для решения прикладных задач.

Таким образом, создание ИЭС будет сопровождаться рядом общесистемных эффектов, имеющих значительное положительное влияние на балансовую ситуацию в ЕЭС. Основные их типы связаны с переходом к новому качеству управления в энергосистеме:

- эффекты управления спросом обеспечивают смену режимов электропотребления, снижение максимума и уплотнения графика нагрузки в энергосистеме, а в ряде случаев сопровождаются и общим снижением уровня электропотребления;

- эффекты управления потерями при передаче и распределении электроэнергии формируются за счет сокращения дополнительных потерь при внедрении новых типов проводов и силового оборудования и уменьшении 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 сетях обеспечивают увеличение допустимых перетоков мощности за счет внедрения технологий гибких передач и новых систем автоматизированного мониторинга статической устойчивости сети;

- эффекты управления генерацией позволяют достичь рационального использования большой и рассредоточенной генерации. Одним из важных эффектов в этой сфере является интеграция в энергосистему больших объемов рассредоточенной генерации и повышения управляемости потоками электроэнергии, производимой на электростанциях с нерегулярными режимами выработки энергии (ветровых, солнечных и проч.);

- эффекты управления надежностью и качеством энергоснабжения обеспечивают снижение частоты и продолжительности аварийных ситуаций, устраняют причины прямого недоотпуска электроэнергии потребителям или ненадлежащего качества поставки электроэнергии. При этом, как следствие, снижаются прямые экономические потери потребителей из-за появления упущенной финансовой выгоды, порчи сырья, оборудования, расходных материалов и т.д.

1.2. Задачи электроэнергетических систем

Электрическая сеть является ключевым звеном при любом использовании электроэнергии и способствует росту добавленной экономической стоимости всех компонентов, подключенных к ней. Это достигается за счет характеристик и возможностей электроэнергетической системы с объединением географически и во времени различных средств производства электроэнергии и широкого круга клиентов. Сегодня осуществляется более широкое внедрение интеллектуальных систем, используя преимущества передовых информационно-коммуникационных технологий (ИКТ).

Согласно подходам, существовавшим до появления концепции Smart Grid, любую электрическую сеть (и энергосистему в целом) разрабатывали таким образом, чтобы она была сосредоточенной и одноранговой. По сути, это означало, что в такой сети существуют только два больших класса устройств – источники электрической энергии (мощные электростанции с разным типом генерации – тепловые, гидроаккумулирующие, атомные) и потребители электрической энергии различного масштаба. Сама же электрическая энергия в таких сетях передавалась только от источников к потребителям. Традиционные электрические сети имеют множество существенных недостатков, которые стали все больше проявляться в последнее время. Перечислим некоторые из них [4, 9]:

- состояние потребителя электрической энергии, а также процессы, протекающие в них, являются малоизвестными для источника, что приводит к нестабильной работе и возникновению различных аварийных ситуаций;

- отсутствие систематического контроля в работе электрической сети для своевременного выявления перебоев и отказов оборудования, обрывов линий электропередач;

- высокая себестоимость электроэнергии из-за недостаточной эффективности ее генерации и передачи;

- отсутствие механизмов накопления информации о времени и объемах потребления для рационализации процесса потребления и снижения нагрузки на сеть питания (что является особенно критическим во времена пикового потребления).

Выделим общий перечень ключевых проблем, которые сейчас представляют собой наиболее значимые ограничения для развития

энергосистемы:

- объективный рост цены электроэнергии;
- исчерпание потенциала роста цены для инвестиций в электроэнергетику;
- снижение надежности (аварийность, технологические и технические ограничения) в результате старения активов;
- длительные сроки и высокая стоимость технического присоединения пользователей к сети;
- низкое качество электроэнергии;
- высокий уровень потерь электроэнергии в сетях;
- ускорение снижения конкурентоспособности централизованного энергоснабжения на фоне активного развития альтернативных форм энергоснабжения и потребления на базе импортируемых технологий и оборудования;
- низкая операционная и инвестиционная эффективность компаний-операторов сети;
- достижение пределов технической эффективности крупной централизованной энергетики в условиях роста распределенного спроса;
- отсутствие у потребителей возможности для управления потреблением, снижение расходов на потребление, предоставления (продажи) услуг.

Исторически передаточные (магистральные) электрические сети объединили в себе гораздо больше интеллекта и сложного оборудования, включая информационно-коммуникационные технологии, чем распределительные сети [1–4, 9, 10]. Это обусловлено требованиями обеспечения соответствия требованиям общей системной надежности. Можно провести различия между задачами передающих и распределительных сетей. Изменение энергетической парадигмы также повлияло на передающие электрические сети с помощью либерализации энергетических рынков, множество субъектов; крупномасштабное развитие возобновляемых источников энергии; наблюдаемость рассредоточенных источников электроэнергии, которые могут влиять на передающую электрическую сеть.

На локальном уровне, в частности, традиционное деление передающих и распределительных сетей ставится под вопрос при развитии рассредоточенной энергетики. Действительно, широкомасштабное развитие распределенной энергетики может вызвать в оп-

ределенные периоды обратные потоки энергии от системы распределения к системе передачи и, таким образом, влиять на уровне высшего напряжения. Такие децентрализованные устройства производства в настоящее время не доступны для наблюдения в большинстве случаев, и большая их часть находится в юрисдикции распределительных сетей.

Многие транзакции и развитие крупномасштабного автомобильного производства на континентальном (европейском) уровне требуют обеспечения контроля на этом уровне над всей сетью и идеального согласования действий системных операторов. Можно добавить еще растущие трудности, которые возникают при строительстве новых линий электропередачи, или необходимость управления энергосистемами при приближении к границам эксплуатационной надежности.

Кроме того, распределительные сети имеют также и другие проблемы, чем магистральные электрические сети. Они возникают на стыке между передающей стороной и стороной конечного пользователя. Задачи таких сетей связаны с их эволюцией с учетом связи с конечным пользователем, рассредоточенной энергетикой и новыми сферами использования, такими как развитие гибридных автомобилей с подзарядкой от электросетей. Развитие распределительных сетей – это путь к сетям с более совершенным интеллектом. Будут ли использованы режимы функционирования распределительных сетей в течение следующих лет, зависит от того, какие проблемы обусловят их применения и какие будут поставлены перед ними задачи.

Учитывая эти проблемы в сочетании с различными внутренними ограничениями электроэнергетических систем (капиталоемкая инфраструктура, трудности проведения новых линий электропередачи, возрастающая сложность, взаимодействие с конечным пользователем и т.д.), эволюция данных сетей должна включать в себя интеграцию определенной формы интеллекта в структуру и управление.

Можно сформулировать следующие первоочередные технические задачи по развитию ЭЭС:

- обеспечение крупномасштабного объединения возобновляемых источников энергии, включая все варианты хранения энергии, способствует развитию гибридных автомобилей с подзарядкой

от электросетей и расширение участия потребителей (концепция активного потребителя и оптимизации потребления) при наилучших возможных экономических условиях, качества энергии и надежности электроснабжения;

- повышение общей энергоэффективности, в частности, путем значительного роста эффективности энергетической цепи в целом и уменьшения влияния распределительной системы на окружающую среду;

- предоставление возможностей простого и эффективного управления системой при одновременном усложнении системы, в том числе за счет управления большими объемами информации;

- развитие взаимодействия между различными субъектами и заинтересованными лицами (например, между системой передачи и распределения электроэнергии).

По итогам 44-й Сессии СИГРЭ (26–31 августа 2012 г.) основные мотивы развития энергосистем обусловлены следующими вызовами: масштабной интеграцией возобновляемых источников энергии и распределенных энергоресурсов; активным участием потребителей; растущим потреблением энергии и сложностью создания новых инфраструктур. СИГРЭ выделяет 10 ключевых технических вопросов, которые должны стать предметом основного внимания в деятельности СИГРЭ:

- активные распределительные сети с двунаправленными потоками на уровне распределения, а также с сетями более высокого уровня;

- применение развитой системы измерений и удовлетворения растущей потребности в обмене информацией;

- возрастающее применение высоковольтных ЛЭП постоянного тока, а также силовой электроники всех уровней напряжения; их влияние на качество электроэнергии, управления и надежность системы; стандартизация;

- необходимость в развитии и массовом внедрении систем накопления электроэнергии; влияние данных процессов на развитие и функционирование энергетических систем;

- новые концепции систем управления с учетом активного взаимодействия потребителей и различных типов электростанций;

- новые концепции защиты, учитывающие развитие сетей и различные характеристики электростанций;

- новые концепции планирования с учетом растущих экологических ограничений, новых технологических решений для управления потоками активной и реактивной мощностей;

- новые инструменты технической оценки функционирования ЭЭС вследствие новых характеристик потребителя, производителя и сети;

- рост пропускных мощностей и использования воздушных, подземных и подводных инфраструктур, а также влияние такого использования на техническую работоспособность и надежность сети;

- растущая необходимость информирования заинтересованных сторон о технических и коммерческих последствиях, а также привлечение заинтересованных лиц в развитии сетей будущего.

Сессия СИГРЭ отметила технологические достижения в развитии объектов электроэнергетики и систем управления, в т.ч.: электропередачи ультравысокого напряжения переменного и постоянного токов, мощные управляемые преобразовательные комплексы (FACTS), электроустановки и электростанции большой мощности на базе возобновляемых источников энергии; системы непрерывного мониторинга параметров электроэнергетического режима в режиме реального времени (WAMS) и оперативной оценки надежности энергосистемы; системы мониторинга состояния оборудования объектов электроэнергетики, технологии динамического рейтинга, пропускной способности линий электропередачи, информационно-коммуникационные технологии; технологии «цифровых» подстанций с разработкой технической платформы построения систем релейной защиты и автоматики на базе стандартов МЭК 61850; устройства на базе высокотемпературной сверхпроводимости, высокотемпературные провода линий электропередачи, устройства по предотвращению пляски проводов и каскадных разрушений опор линий электропередачи, новые материалы для силового энергетического и электротехнического оборудования и проч.

В развитии рассредоточенной генерации и ее интеграции в энергосистему отмечаются следующие тенденции: формируется отдельная группа задач по интеграции ВИЭ большой мощности – ветрофермы и ветропарки, которые уже не относятся к рассредоточенной генерации; большое развитие получает применение фотоэлектронных панелей у потребителей на низком классе напряжения; интеграция рассредоточенной генерации на базе ветроустано-

вок и фотоэлектронных панелей изменяет структуру генерирующих мощностей, а также вызывает проблемы режимного и противоаварийного управления энергосистемой; интенсивный рост распределенной генерации в ряде регионов приводит к конфликту интересов с традиционной энергетикой как у производителей, так и в секторе электропередачи, забирая у них все большие и большие объемы энергии.

В направлениях развития электроподстанций отмечаются следующие основные тенденции: создание «необслуживаемых» подстанций; развитие системы мониторинга технического состояния оборудования и подстанций в целом; внедрение цифровых измерительных трансформаторов, работающих на различных физических принципах; новые подходы к модернизации и продлению срока эксплуатации подстанций; применение мобильных подстанций; вопрос экономии площадей при строительстве и реконструкции подстанций в крупных городах и т.д.

Построение интеллектуальных сетей возможно как в централизованных, так и децентрализованных системах. Технологии Smart Grid в ИЭС находят свое применение как в крупных энергосистемах, так и в микросети. Построение интеллектуальной энергетики крайне необходимо при существующих проблемах энергетического сектора нашей страны, поскольку простая замена старого оборудования на новое не дает максимально возможного эффекта. Поскольку ИЭК содержат децентрализованные источники, имеющие стохастические характеристиками, необходимо гарантировать надежность их работы в любое время суток. Необходимо комплексное решение, в котором будут сочетаться все применяемые подходы и которое будет идеально адаптировано к используемой в настоящее время комбинации видов энергии. Необходима интеллектуальная инфраструктура, которая отличается широкими возможностями в сферах наблюдения, контроля, защиты от аномальных режимов работы и анализа аварийных событий. Управление такой инфраструктурой должно быть гибким и реверсивным.

1.3. Развитие интеллектуальных электроэнергетических систем

Прогнозируя развитие электроэнергетики, Департамент энергетики США сформулировал следующее видение сетей Smart Grid недалекого будущего: «Сеть 2030 – полностью автоматизированная распределительная сеть, обеспечивающая параллельный поток электроэнергии и информации от электростанции к потребителям, включая все промежуточные точки» [11]. Таким образом, сеть будущего – это интеллектуальная сеть, которая сочетает в себе комплексные инструменты контроля и мониторинга, информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие значительно более высокую производительность энергосети и позволяющие генерирующим, сбытовым и коммунальным компаниям предоставлять населению энергию высокого качества. Конечный результат и эффект, который интеллектуальные сети создают для энергетических компаний и потребителей, заключается в значительном повышении надежности электроснабжения потребителей; повышении качества электрической энергии; снижении потерь электроэнергии во всех элементах сети; увеличении продолжительности межремонтного эксплуатационного периода с сохранением надежности электроснабжения; повышении электрической и экологической безопасности сети в целом; создании условий для надежного электроснабжения.

В ЕС в 2007 году опубликовано Стратегическую программу исследований (Strategic Research Agenda, SRA), которая стала платформой для других европейских и национальных программ по созданию Smart Grid, а в апреле 2010 года издан новый документ – Strategic Deployment Document (SDD), который фактически содержит руководство по внедрению Smart Grid. Согласно принятому Set-Plan Smart Grid определены приоритеты внедрения интеллектуальных сетей: оптимизация сетевых операций и потребления; оптимизация сетевой инфраструктуры; объединения крупномасштабной переменной генерации; информационно-коммуникационные технологии; активные распределительные сети; новые рынки, потребители, энергетические поставки.

Международным исследовательским центром в области энергетики VaasaETT сформировано «Восемь особенностей интеллек-

туальных сетей (восемь I)» [10].

Инвестиции (Invested). Тридцать лучших в мире проектов интеллектуальных сетей в настоящее время составляют почти 10 млрд. долл. США инвестиций. Однако наиболее успешные проекты вовсе не обязательно тратят больше. Важно осуществить разработки интегрированных систем для внедрения полной сквозной бизнес-модели.

Интеллектуальность (Intelligent). Чтобы получить наблюдаемость сети в режиме реального времени, энергокомпании ставят на первое место такие компоненты проекта, как измерение, мониторинг и прогнозный анализ.

Взаимосвязанность (Interconnected). Интеграция является вторым по значимости фактором для инноваций в проектах интеллектуальных сетей (на первом месте – измерение и мониторинг). Оперативная связь между операционными (ОТ) и информационными (ИТ) технологиями является основным объектом внимания, что обусловлено растущим объемом данных.

Инновационность (Innovative). Некоторые проекты избегают инноваций из-за величины предполагаемого риска. Эти проекты, как правило, имеют низкий статус. Но инновации не должны рассматриваться как риск. Лучший результат показали проекты, в которых инновационный подход был сосредоточен на большее число сфер с широким сочетанием различных компонентов.

Содержательность (Inclusive). Как правило, лучшие программы имеют на 36% больше компонентов в проектах.

Преднамеренность (Intentional). Пока концепции интеллектуальных сетей достигают зрелости, только проекты с четкими экономическими и потребительскими целями на начальном этапе могут добиться хороших результатов.

Многократность (Iterative). В то время как интеллектуальные счетчики являются ключевым компонентом общей интеллектуальной сети, некоторые успешные проекты получают многократные результаты и без значительного непосредственного участия потребителей (умные дома и электрические транспортные средства).

Интернациональность (International). Шесть лучших проектов в 2013 году охватывают четыре континента, делая интеллектуальные сети поистине глобальным явлением.

По результатам исследований Международного агентства

Pike Research (август 2012 г.) сформировано 10 трендов рынка Smart Grid, которые будут присутствовать на рынках Smart Grid в краткосрочной перспективе:

1. Интеллектуальные счетчики: от пилотных проектов к масштабному внедрению;
2. Усиление дебатов вокруг динамической тарификации;
3. Усложнение и интеграция функций Smart Grid;
4. Разрозненное развитие системы безопасности сетей Smart Grid;
5. Сомнения пользователей безопасности «интеллектуальных счетчиков» для здоровья;
6. Пересечение сегментов автоматизации распределения и инфраструктуры интеллектуальных счетчиков;
7. Развитие микросети (Microgrid);
8. Усиление интеграции Smart Grid и систем домашней автоматизации (интеллектуального здания);
9. Активное развитие технологии Smart Grid в Азиатско-Тихоокеанском регионе;
10. Опережающие инвестиции – не всегда правильные инвестиции.

Проекты структуризации, связанные с интеллектуальными сетями, могут стать стимулами крупномасштабных инноваций не только в энергетическом, но и в других секторах.

В ИЭС сочетаются различные технологии и соответственно разные субъекты из нескольких отраслей производства и научно-исследовательской деятельности. Но так как цепочка создания стоимости одинакова (системный подход), необходимо определить основные принципы взаимодействия между данными субъектами.

Кроме того, появление новых технологий на стыке NTE (новые энергетические технологии) и NICT (новые информационные и коммуникационные технологии) требует определения стандартов, которые также должны быть установлены в сотрудничестве с органами стандартизации и разделяться на две области: электрические сети и информационно-коммуникационные технологии. Это особенно важно для облегчения взаимодействия оборудования в окружении, которое характеризуется множеством субъектов. В связи с этим стандартизация играет более важную роль, чем раньше.

Несмотря на широкий спектр задач, поставленных перед

интеллектуальной энергетикой, можно выделить ряд приоритетных направлений, где есть наибольший прогресс.

Первое направление – модернизация магистральных и распределительных сетей, внедрение технологических компонентов Smart Grid. Второе направление – интеграция рассредоточенной генерации и ВИЭ в энергетическую систему. Практически во всех странах, вставших на путь Smart Grid, сейчас осуществляются пилотные проекты, оцениваются различные методы системной интеграции и повышения надежности функционирования энергосистемы с учетом нестабильного характера работы электростанций на ВИЭ. Третье направление – внедрение «интеллектуального» учета и коммуникационной инфраструктуры у потребителей.

Электрические сети являются ядром энергосистемы, обеспечивающей жизнедеятельность и безопасность общества и государства. В условиях ориентированности на рациональное расходование энергоресурсов и внедрение возобновляемых источников энергии актуальна инновационная модернизация сетей на основе последних технологических решений. Интеллектуальные сети создают возможность более гибких ценовых механизмов и возможности как для частных, так и корпоративных потребителей вносить свой вклад в поставки электроэнергии в качестве «потребителя, производителя», который может переключаться с чистого производства на чистое потребление электроэнергии.

Электросети являются критической инфраструктурой общества. Обеспечение стабильности, надежности и безопасности их функционирования является одним из абсолютных приоритетов. Реализация Smart Grid требует отказа от традиционных иерархических архитектур систем автоматизации и перехода к архитектурам, в которых интеллектуальные устройства управления взаимодействуют как горизонтально, так и вертикально, и имеют определенную автономность при принятии решений с элементами искусственного интеллекта. Сочетание взаимопротиворечащих задач управления приводит к задаче нелинейного управления большой размерности. Прямые расчетные решения в таких задачах нереальны и на помощь должны прийти методы распределенного интеллектуального управления.

Анализ результатов реализации концепции Smart Grid в ведущих странах позволил определить общие «проблемные зоны»

реализации проектов Smart Grid в мире:

- необходимы переустройство нормативной базы всей энергетики и пересмотр модели сектора (занимает несколько лет);

- необходимы новые технические решения, использование которых регламентировано (разработка «стандартов» – сочетание способа передачи данных об участниках «интеллектуальной сети» и объемов передаваемых данных; главное отличие – в принципах передачи и работы с информацией);

- Smart Grid – только согласованные межгосударственные проекты (необходима специальная инфраструктура для межкорпоративной коммуникации);

- проекты Smart Grid – это долгосрочные и дорогостоящие проекты, а также высокорисковые, в условиях дефицита государственных инвестиций. В процессе развития ИЭС большое внимание уделяется разработке их базовых архитектур с использованием модульного подхода.

Модульный подход – каждая подсистема реализует некоторую функцию и имеет открытую спецификацию интерфейсов, которая предусматривает легкую замену модуля на альтернативное решение. Архитектурный подход – комплексное принципиальное описание системы. Должен базироваться на эталонной архитектуре ИЭС. Комплекс системных ресурсов и сервисов, которые обеспечивают поддержку мультиагентной организации системы управления; комплекс должен быть реализован в виде программно-аппаратной платформы.

Использование при создании системы управления подходов самоинжиниринга, самонастройки, самовосстановления – принцип «купил – включил – забыл». Внедрение в производство модулей и модульных платформ позволяет оптимизировать управление сложностью процессов и систем при сохранении необходимой сложности продукта.

Модули или строительные блоки (moduls, building block (BB)) – самостоятельные структурные элементы (компоненты) более крупной системы с конкретными функциями и четко определенными интерфейсами. Модульная платформа предусматривает, что продукция может быть собрана из стандартных функциональных физических (или нефизических) единиц-модулей, связанных через стандартные интерфейсы. Иногда модульную платформу опреде-

ляют как техническую архитектуру, состоящую из подсистем (модулей / компонентов) и интерфейсов. Модульная архитектура отличается от интегрированной. Первая – всегда функционально обособленный интерфейс между компонентами (модулями), которые собираются в систему. Во второй трудно определить, какая часть продукции выполняет определенные ей функции.

Модульность – инструмент рационализации современного производства, эффективного управления его сложностью, но сама по себе она целесообразна лишь в условиях, когда рынки зрелые, а технологические решения преследуют цели не столько радикального инновационного переворота, сколько оптимизации. Одним из направлений развития модульного дизайна является Smart Grid в электроэнергетике.

В 2007–2009 гг. IBM и еще семь сетевых компаний с четырех континентов, которые присоединились к ней, разработали так называемую «Модель зрелости» (Maturity Model), доведенную до практического использования программистами SEI (Software Engineering Institute) университета Карнеги-Меллона [12]. Этот программный пакет позволяет проверять готовность электрической сети к превращению в интеллектуальную. На базе разработки международных стандартов SEI развивает аналогичную модель (Capability Maturity Model Integration – CMMI). Департамент энергетики США совместно с SEI работает над тем, чтобы сформировать модельную систему управления общемировой SGMM (Smart Grid Maturity Model). Эта модель зрелости пополняется статистической информацией о сети мира простым способом: желающие принять участие пишут по адресу customer_relations@sei.cmu.edu. Предлагаемая система будет не только управлять сетями, но и выявлять потребность в их развитии, осуществлять обратную связь с рынком электроэнергии.

В этой ситуации по-новому выглядят критерии оптимальных проектных решений. В настоящее время для традиционных сетей в принципе безразлично, в каком месте сети расположен источник электроэнергии: внутри сетевой компании расходы на передачу электроэнергии от этого генератора содержат и другие расходы. Однако в сети, где доминирующую роль играет потребитель, место подключения генератора начинает иметь значение.

Эталонная архитектура ИЭС должна определить, прежде все-

го, организацию кибер-слоя [7, 8, 10, 12]. Архитектура – это основа организации системы, воплощенной в ее компонентах, их отношениях друг с другом и с окружающей средой, принципах ее разработки и эволюции. Назначение эталонной архитектуры: улучшить взаимопонимание заинтересованных сторон; обеспечить нацеленность развития инфраструктуры на текущие и перспективные требования пользователей; обеспечить практическую реализацию наиболее прогрессивных способов создания ИЭС; обеспечить совместимость создаваемых и существующих систем с помощью стандартов; обеспечить целенаправленное развитие технологий, критичных для полноценной реализации ИЭС.

Эталонная архитектура = Фреймворк + Типичные архитектуры.

Фреймворк (англ. *framework* – каркас, структура) – структура программной системы; программное обеспечение, облегчающее разработку и объединение разных компонентов большого программного проекта. Фреймворк – это возможность развития инфраструктуры на основе системного видения и комплекса совместных технических решений.

Анализ фреймворков для эталонных архитектур ИЭС осуществлен следующими организациями и компаниями: NIST, EPRI, M/490, CRISP, Microsoft, ABB, Cisco; по критериям – технологическая нейтральность архитектуры, современный уровень методологии. Соответствие всем требованиям к ИЭС показало, что целесообразно выбрать фреймворк SGRA (мандат M/490). Фреймворк SGRA (Smart Grid Reference Architecture) разработан консорциумом организаций по стандартизации CEN-CENELEC-ETSI в рамках мандата M/490 Европейской комиссии. Сегодня общепризнано, что SGRA (мандат M/490) – фреймворк для эталонной архитектуры ИЭС. Составляющие структуры SGRA и их характеристики:

- концептуальная модель энергосистемы – позволяет сформировать понимание каждой составляющей энергосистемы и исследовать взаимосвязь между ее основными элементами;

- архитектурная модель – позволяет формировать целостное отражение определенного варианта использования с учетом взаимосвязи элементов между слоями;

- структура слоя – объекты размещаются (локализируются) на соответствующем месте архитектуры; позволяет всесторонне и сис-

темно описать объект и его взаимодействия с другими для разных вариантов использования;

- порядок разработки – выбор варианта использования, разработка уровня компонентов, разработка бизнес-уровня, разработка функционального уровня, разработка информационного уровня, разработка уровня коммуникаций;

- рекомендации по использованию стандартов и технологий.

Инновационный архитектурный стиль – способ обеспечения запланированных свойств ИЭС; активность, клиентоориентированность, адаптивность; мультиагентный подход к управлению; семантический подход к работе с данными; модульная платформа с открытой архитектурой.

Архитектурные решения используют мультиагентный подход к управлению и «облачные» вычисления. Если централизованное управление – это главный координатор, локальные координаторы, – исполнители, то мультиагентные управления – множество связанных центров принятия решений. Децентрализованное управление – независимые центры принятия решений.

Одной из важных составляющих использования архитектурных решений является широкое распространение мультиагентных систем управления (МАСУ), характеризующихся тем, что каждый участник такой системы управления имеет агента с набором целей и приоритетов, заданных владельцем, самостоятельно реагирует на изменение среды и взаимодействует с другими агентами для координации действий и совместного принятия решений. Это обеспечивает надежное управление при слабых коммуникациях; лучший учет специфических правил и ограничений использования оборудования; облегченную самонастройку и развитие систем управления; семантический подход к работе с данными.

«Облачные» вычисления стали главным IT-трендом нового десятилетия. Одним из главных преимуществ новой технологии являются масштабируемость и эластичность ресурсов: возможность поделиться своими вычислительными ресурсами, когда они не нужны на 100 %, и использовать чужие на тот момент, когда не хватает своих. Таким образом, решаются сразу две проблемы: «пиковых нагрузок» и неэффективного использования имеющихся мощностей.

Архитектурные решения при таком подходе – модульная

платформа с открытой архитектурой. Основная задача системной платформы состоит в том, чтобы с помощью универсальных интерфейсов скрыть от прикладных систем особенности вычислительного и технологического оборудования, систем передачи информации. Положительные эффекты: внедрение стандартов де-факто; повышение качества, быстродействия, надежности и кибербезопасности систем; облегчение комбинации решений на базе модулей разных разработчиков.

Архитектурный шаблон можно рассматривать как сборник архитектурных решений для практической работы по составляющим: представление архитектуры ИЭС на универсальном языке; разработка архитектуры ИЭС на основе целостного системного видения; осуществление проверки соответствия архитектуры стандартам и рекомендациям; выявление «пробелов» в стандартизации; создание спецификаций на разработку новых технологий, модулей системы управления.

В дальнейшем крайне важно адаптировать материалы SGRA для украинских реалий; осуществить апробацию и уточнения базовых архитектурных решений, в том числе разработать фреймворк системной платформы мультиагентного управления; разработать типовые архитектуры для различных классов ИЭС на основе комплексных пилотных проектов для магистральных сетей, микросети, распределительных сетей.

Эволюция энергосистемы выдвигает следующие требования к энергосистемам будущего:

- интеграция в ЕЭС разнородных источников электроэнергии, в том числе на основе возобновляемых энергоносителей, и «активных» потребителей;

- выбор оптимального состава генерирующих источников, включая рассредоточенную генерацию;

- автоматическое обнаружение, устранение или уменьшение последствий нарушений в работе ЕЭС как на локальном, так и на системном уровнях;

- управление электропотреблением стимулирующими методами и выборочным ограничением потребителей;

- устойчивость к воздействию угроз безопасности – физическая, информационная и ресурсная безопасность;

- возможность развивать системные услуги на базе рыночных

механизмов;

– оптимальное использование и обслуживание производственных фондов объектов электроэнергетики на всем жизненном цикле.

Согласно документу «10 Steps to Smart Grids; EURELECTRIC DSOs' Ten – Year Roadmap for Smart Grid Deployment in the EU» для реализации интеллектуальных сетей нужно 10 шагов (см. табл. 1.2), которые необходимо сделать. Многие из них тесно связаны между собой и должны развиваться одновременно [13]. Выделены три этапа развития Smart Grid: содействие национальным и общеевропейским уровням; развертывание в государствах-членах ЕС; масштабная реализация и коммерциализация на сверхгосударственном уровне.

Таблица 1.2

	Шаг	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 и далее
Масштабная реализация и коммерциализация на сверхгосударственном уровне	10					Движение к реальному участию потребителей в энергорынке						
	9					Интеграция в больших масштабах e-мобилей, отопления, охлаждения и хранения						
Развертывание в государствах-членах	8					Агрегация рассредоточенных источников энергии						
	7					Движение к интеграции местного и центрального балансирования для всех типов генерирования						
	6			Мониторинг и управление сетями и рассредоточенной генерацией								
	5			Развертывание интеллектуальных измерений – информированные клиенты								
Содействие национальным и общеевропейским уровням	4	Тестирование с помощью демонстрационных проектов и обмен знаниями										
	3	Установление стандартов и обеспечение защиты данных и конфиденциальности										
	2	Разработка моделей рынка										
	1	Обеспечение нормативных стимулов для инновационных инвестиций сети										

1.4. Технологический базис

Реализация выдвинутых ключевых требований (ценностей) и осуществление функциональных свойств (принципиальных характеристик) рассматриваются в рамках концепции Smart Grid с позиций идентификации и обеспечения их ключевых (базовых) технологических областей и технологий или технологического базиса, требующих соответствующего инновационного развития [2, 5–9, 14]. Под технологическим базисом здесь понимается совокупность технологий, которые позволяют обеспечивать согласованную структуру промежуточных и конечных продуктов и услуг на определенном этапе развития отрасли. В концепции Smart Grid при формировании технологического базиса за рубежом рассматривается как необходимый вопрос обеспечения технологической преемственности перехода от существующей технологической базы энергетики к новой с минимально возможными затратами.

С целью создания нового, инновационного технологического базиса энергетики были сформированы пять групп ключевых технологических областей, обеспечивающих прорывной характер:

– измерительные приборы и устройства, включающие, в первую очередь, smart счетчики и smart датчики;

– усовершенствованные методы управления: распределенные интеллектуальные системы управления и аналитические инструменты для поддержки коммуникаций на уровне объектов энергосистемы, работающие в режиме реального времени и позволяющие реализовать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление ее активными элементами;

– усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети: гибкие передачи переменного тока FACTS, системы постоянного тока, сверхпроводящие кабели, полупроводниковая, силовая электроника, накопители и др.;

– интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений, управления спросом, распределенная система мониторинга и контроля (DMCS), распределенная система текущего контроля за генерацией (DGMS), автоматическая система измерения протекающих процессов (AMOS) и т.п., а также новые методы планирования и проектирования как развития, так и функционирования энергосистемы и ее элементов;

– интегрированные коммуникации, которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что и представляет, по сути, Smart Grid как технологическую систему.

Перспективные технологические зоны интеллектуальных электросетей приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Технологическая зона	Приборы	Оборудование и программное обеспечение
Расширенная область мониторинга и контроля	Комплексные приборы измерения (PMU) и другое чувствительное оборудование	Дистанционное управление и накопление данных (SCADA), контроль системы на большой территории (WAMS), регулирующий защиту, контроль и автоматику на большой территории (WAARCA), ситуационная ориентация на большой территории (WASA)
Интеграция информационно-коммуникационных технологий	Коммуникационное оборудование (ЛЭП, WIMAX, LTE, радиочастотные сети, сотовые сети), маршрутизаторы, реле, переключатели, интерфейсы, компьютеры (серверы)	Программное обеспечение планирования ресурсов предприятия (ERP), информационная система потребителя (GIS)
Интеграция возобновляемой и распределочной генерации	Энергопреобразовательное оборудование для поддержания мощности в сети, оборудование контроля передачи данных для производства и технологии, которые предоставляют возможность накопления	Автоматизированная система управления производством и потреблением энергии (EMS), система управления распределением (DMS), SCADA, географическая информационная система (GIS)
Оптимизация передачи электроэнергии	Сверхпроводники, FACTS, HVDC	Исследование выносливости электрической сети, автоматическое оборудование восстановления

Продолжение табл. 1.3

Управление распределительной сетью	Автоматизированное оборудование АПВ, переключатели и конденсаторы, дистанционное управление распределочным производством и накоплением, трансформаторы тока, линейные и кабельные датчики	Географическая информационная система (GIS), управление системой распределения (DMS), система управления отключением электроэнергии (OMS), система управления ресурсами (WMS)
Расширенные системы учета электроэнергии	Интеллектуальные измерительные приборы, индикаторы в здании, серверы, реле	Устройства управления данными измерительного прибора (MDMS)
Учет электроэнергии	Датчики, счетчики	Счета за энергию, методология взаимодействия интеллектуальной энергосистемы и счетчиков энергии
Оборудование потребителя	Интеллектуальные приборы, маршрутизаторы, индикаторы в здании, приборы автоматики, накопители тепла и электроэнергии, умные термостаты	Энергия панелей, системы рационального использования энергии, энергетические программы для смарт-телефонов и планшетов

Примеры технологического новшества в ЕЭС приведены в табл. 1.4 и 1.5 [5–8, 14, 15].

Таблица 1.4

Силовое энергетическое и электротехническое оборудование	
Производство электроэнергии	Парогазовые и пылеугольные энергоблоки высокой энергоэффективности (КПД соответственно 60 и 48 %)
	Ветроустановки и ветропарки большой установленной мощности (установки по 2–5 МВт и более, станции по несколько сотен мегаватт)

Продолжение табл. 1.4

	Солнечные электростанции (десятки и сотни мегаватт)
	Установки рассредоточенной генерации на стороне потребителя
	Виртуальные электростанции (VPP)
Преобразование электроэнергии	Мощные транзисторы и тиристоры (IGBT, TRC)
	Тиристорные установки HVDC (мощностью до 9 ГВт на два полюса и напряжением до ± 800 кВ)
	Транзисторные установки HVDC-Light (мощностью до 500 МВт на два полюса и напряжением до ± 200 кВ)
Передача электроэнергии	Кабельные передачи постоянного тока с изоляцией из сшитого полиэтилена (мощностью более 1 ГВт)
	Высоковольтные линии с высокотемпературными проводами повышенной нагрузочной способности (ACAR, AAAC)
Передача электроэнергии	Силовые коммутационные аппараты с высоким коммутационным ресурсом и номинальными параметрами (напряжение до 1200 кВ, токи КЗ – 80 кА на высоком напряжении и 200 кА – на генераторном)
	Управляемые электропередачи (FACTS, VSP, UPFC)
	Газоизолированные линии и трансформаторы
	Кабели и токоограничивающие устройства на базе высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП)
	Аккумуляторные батареи большой емкости

Продолжение табл. 1.4

Потребление электроэнергии	Энергоэффективное оборудование (в частности, энергосберегающие бытовые приборы)
	Электромобили
	Накопители энергии

Таблица 1.5

Информационно-коммуникационные технологии и технологии управления	
Режимное и противоаварийное управление	Автоматическое переключение и реконфигурация сети
	Оценка надежности ЭЭС в оперативном режиме
	Динамическая оценка состояния ЭЭС по данным синхронных векторных измерений (WAMS)
Управление потреблением электроэнергии	Глобальная система защиты и противоаварийного управления (WAMPAC)
	Развитые системы измерения (Advanced Metering Infrastructure – AMI)
Мониторинг состояния оборудования	Микроэнергосистема (Microgrid)
	Технологии «интеллектуальный дом (офис, здание)»
Обработка и передача информации	Интеллектуальные устройства и управления (Intelligent Electronic Device – IED)
	Геоинформационные системы управления производственными фондами
	Мультиагентные технологии для создания многоуровневой, распределенной системы управления

<i>Продолжение табл. 1.5</i>	
	Нейронные сети, методы и технологии распределенных вычислений, технологии информационного облака
	Мощные вычислительные машины, быстрые каналы связи, развитая сеть Интернет

К основным трендам развития передачи электроэнергии на сегодня относятся: системы мониторинга и диагностики (WAMS), унифицированные системы управления энергопотоками (UPFC), гибкие технологии передачи на переменном токе (FACTS), ЛЭП постоянного тока (HVDC), сверхпроводящие материалы. В свою очередь распределительная сеть становится активным элементом интеллектуальной системы: она становится наблюдаемой, управляемой, а потребители проявляют адаптивность к режимным и рыночным условиям функционирования интеллектуальной энергосистемы с целью повышения экономической эффективности энергопотребления.

Совокупность технологий на стороне потребления (Demand Side Integration), включающих рассредоточенную генерацию, накопители энергии, управляемые нагрузки и другие технологии, позволяет получить ряд новых эффектов: снижение или смещение пика нагрузки и выравнивание графика нагрузки; возможность двустороннего обмена энергией с энергосистемой; автоматическую синхронизацию с ЕЭС; ограничения токов КЗ и обеспечение заданных уровней качества электроэнергии; возможность бесперебойного электроснабжения, в т.ч. при аварийном отделении от ЕЭС, с обеспечением необходимого качества по частоте и напряжению электрического тока на шинах потребителя.

1.5. Требования к функционированию областей ИЭС

Анализ исследований по формированию требований к ИЭС, проводившийся такими организациями, как EPRI, NIST, IBM, Cisco, позволил выделить около 300 процессов, существующих и не реализованных в настоящее время, которые описывают работу всей электроэнергетической системы в целом [1, 3, 5, 8, 10, 14, 15]. Ар-

хитектурным комитетом в России из множества этих процессов были отобраны самые значимые, которые могут быть интересными для Украины. Отбор осуществлялся по следующим критериям: важность процесса с точки зрения решения существующих проблем в рамках функциональной области; критическая важность процесса с точки зрения формирования архитектуры ИЭС (т.е. воплощение данного процесса задает предельные требования к ИЭС) [16].

В результате оценки списка проблемных процессов по выбранным критериям на основе мнений экспертных групп были выделены домены и 17 значимых процессов. Далее приведем список доменов и значимых для ИЭС процессов. Список доменов: энергетические рынки и регулирование; управление и функционирование энергосистем; магистральные и распределительные сети; генерация и крупные потребители; малые и средние потребители, энергосбытовые компании и сервис-провайдеры; малая энергетика (ВИЭ, рассредоточенная генерация, накопители энергии).

Приведем перечень значимых процессов с разделением их по определенным доменами.

Энергетические рынки и регулирование

1. Организация торговли на региональном конкурентном электроэнергетическом рынке.

Управление и функционирование энергосистем

2. Автоматическая актуализация параметров общей и локализованных цифровых моделей энергосистемы (энергокластера).

3. Оценка состояния энергосистемы по данным телеизмерений.

4. Автоматическое управление напряжением и реактивной мощностью в энергокластерах.

Магистральные и распределительные сети

5. Самовосстановления сети в аварийном режиме с использованием усовершенствованной системы автоматики.

6. Автоматическое управление сетью в нормальном режиме.

7. Управление активами на основе интеграции интеллектуального диагностического оборудования с системой управления основными фондами предприятия (ЕАМ-системы).

Генерация и крупные потребители

8. Автоматизированный расчет и управление уставками устройств РЗА генерирующих объектов и промышленных потребителей в режиме реального времени.

9. Мониторинг качества электроэнергии для промышленных потребителей.

10. Технологическое присоединение промышленных потребителей к электрическим сетям.

Малые и средние потребители, энергосбытовые компании и сервис-провайдеры

11. Предоставление услуг на основе on-line мониторинга потребления энергоресурсов.

12. Информирование потребителей о фактических и прогнозируемых тарифах, потреблении энергоресурсов в режиме реального времени.

13. Изменение потребителем нагрузки в определенные периоды времени на основе сигналов (управление спросом).

14. Биллинг (с функцией предбиллинга) в on-line режиме.

Малая энергетика: ВИЭ, распределенная генерация, накопители энергии

15. Управление в режиме реального времени объектами рассредоточенной генерации (РГ), подключенными к сети.

16. Работа усовершенствованной системы автоматики распределительной сети с объектами рассредоточенной генерации.

17. Планирование подключения объекта рассредоточенной генерации к сети.

Кроме того, были проанализированы и проработаны еще 12 процессов, которые носят менее актуальный, но также значимый для архитектуры характер:

Управление и функционирование энергосистем

1. Противоаварийная автоматическое управление.
2. Системы мониторинга режима, регистрации аварийных событий и диагностики оборудования.
3. Технологический объект автоматики.
4. Функционирование релейной защиты и сетевой автоматики.
5. Автоматика управления режимом и состоянием оборудо-

вания.

6. Технологии оперативного персонала.

Малые и средние потребители, энергосбытовые компании и сервис-провайдеры

7. Ценообразование (расчет нерегулируемых цен).

8. Формирование объемов покупной энергии и формирование заявки на покупку на Рынке.

Малая энергетика: возобновляемые источники энергии, рассредоточенная генерация, накопители энергии

9. Комбинированное управление объектами рассредоточенной генерации и спросом в условиях территориальных индустриальных кластеров.

10. Сбор и обработка информации от объектов рассредоточенной генерации.

11. Техническое обслуживание объектов рассредоточенной генерации.

12. Рыночные операции.

Домен «Магистральные и распределительные сети»

Проблематика в части систем управления:

– проблемы: распространение «закрытых» систем, поставляемых компаниями, доминирующими на рынке; сложность обеспечения совместимости и эффективности совместной работы различных систем; сложность модернизации унаследованных систем; безопасность;

– требования: скорость (мс); безопасность (100 %); «нулевое перепроектирование» при развитии систем («Plug-&-Play»);

– вызов времени (гибкость сети);

– обязательное условие (надежность сети);

– факторы оптимального сочетания: качество принимаемых решений («глубокая» наблюдаемость, множественность источников информации, точная оценка состояния);

– высокая скорость принятия и реализации решений (большие потоки информации, высокая скорость обработки информации);

– дополнительное требование (невозрастания расходов);

– основные подходы (суперцентрализация систем управления, децентрализация систем управления).

Необходимо учесть, что суперцентрализованная система управления сетями нового поколения имеет значительные преимущества, но с учетом реальных условий в ближайшей перспективе реализовать ее в необходимой полноте и качественно без потери надежности невозможно; децентрализация систем управления – объективно необходимое средство обеспечения надежности сети при росте количества потоков информации и их объемов.

На первых этапах интеллектуализации необходимо сосредоточиться на максимальном использовании существующих резервов сети без существенного изменения ее топологии. Интеллектуальная сеть должна обеспечивать надежный и бесперебойный энергообмен между своими клиентами в условиях стохастического изменения генерации и потребления.

Выделенные процессы в рамках домена «Магистральные и распределительные сети»:

- 1) мониторинг и диагностика линейного и подстанционного оборудования;
- 2) автоматизированное (дистанционное) проведение оперативных переключений с минимальным вмешательством оперативного персонала;
- 3) проведение оценки состояния сети с использованием синхронизированных измерений;
- 4) автоматическое определение уставок РЗ и ПА в случае изменения топологии сети или параметров силового оборудования и их установка без вмешательства оперативного персонала;
- 5) оптимизация режима по заданным критериям и выдача уставок устройств FACTS и РПН (авто) трансформаторов;
- 6) работа различных систем противоаварийной автоматики;
- 7) принудительное управление нагрузкой для балансировки уровня генерации и потребления;
- 8) автоматическая реконфигурация схем распределительных подстанций и схем питания;
- 9) осуществление мониторинга качества электроэнергии на всех уровнях и во всех узлах сети;
- 10) управление линейными бригадами при проведении плановых и аварийных ремонтных работ.

Процесс «Мониторинг и диагностика линейного и подстанционного оборудования»

Невысокая степень мониторинга приводит к необходимости плановых ремонтов оборудования, а не ремонтов по фактическому состоянию, что ведет к нерациональным затратам. Полнота или отсутствие данных о текущем состоянии оборудования не позволяет определить и максимально использовать его реальный резерв. При выходе оборудования из строя сложно определить, что именно неисправно. В случае повреждения линии необходимо точно определить место повреждения для передачи информации линейным бригадам. Цели интеллектуализации – оптимальное использование резерва оборудования за счет возможности определения текущих условий его работы (перегрев, перегрузка, уровень заряда батареи, производительность) и оценки возможностей дозагрузки.

Процесс «Автоматизированное (дистанционное) проведение оперативных переключений с минимальным вмешательством оперативного персонала»

Сейчас большинство оперативных переключений производится вручную с длительной процедурой согласования. Связь различных по иерархии уровней управления осуществляется по телефону, все операции записываются вручную в оперативном журнале. Сложность процедуры приводит к снижению оперативности и ошибкам оперативного персонала, может нарушить работу системы. Цели интеллектуализации – повышение гибкости сети за счет увеличения скорости и точности выполнения оперативных переключений.

Процесс «Оптимальное управление реактивной мощностью подстанций в энергокластерах с использованием мультиагентного подхода»

В настоящее время задача оптимизации распределения реактивной мощности решается централизованно. Недостатком централизованной оптимизации является необходимость организации сбора и передачи в центральный узел большого объема информации о состоянии элементов энергосистемы. Величина затрат на организацию, сбор и поддержку актуальности такого объема информации с ростом масштаба системы возрастает нелинейно и может оказаться сопоставимой с возможным экономическим эффектом от оптимизации. Цели интеллектуализации – снижение потерь актив-

ной мощности за счет оптимального распределения реактивной мощности между узлами энергосистемы с использованием децентрализованного подхода.

Процесс «Проведение оценки состояния сети с использованием синхронизированных измерений»

На данный момент не все подстанции оборудованы устройствами ТМ и ТИ. Кроме того, измерения на различных ПС синхронизированы по времени, что может привести к существенной погрешности при проведении оценки состояния. Это приводит к недостаточной осведомленности оперативного персонала ЦУС о текущем состоянии дел в энергосистеме, рискам принятия ошибочного решения, избыточному резервированию запасов устойчивости. Цели интеллектуализации – повышение определения текущих параметров режима в системе для осуществления операций по оптимизации режима и выдачи правильных управляющих воздействий.

Процесс «Автоматическое определение уставок РЗ и ПА в случае изменения топологии сети или параметров силового оборудования и их установка без вмешательства оперативного персонала»

В настоящий момент уставки изменяются оперативным персоналом вручную, происходит много ошибок вследствие человеческого фактора. Частые изменения в топологии приводят к необходимости частой смены уставок, в отсутствие специализированного алгоритма представляют собой сложную задачу. Цели интеллектуализации – повышение гибкости сети за счет качественного повышения скорости изменения уставок, увеличение надежности сети за счет снижения влияния человеческого фактора.

Процесс «Оптимизация режима по заданным критериям и выдача уставок устройств FACTS и РПН (авто) трансформаторов»

Из-за недостатка информации для оценки состояния сети в настоящее время проводится только оптимизация загрузки генерирующего оборудования и не используются резервы оптимизации сетевого оборудования. Цели интеллектуализации – повышение гибкости и улучшение технико-экономических показателей сети за счет снижения потерь / улучшения напряжения в узлах.

Процесс «Принудительное управление нагрузкой для балансировки уровня генерации и потребления»

На данный момент отключения нагрузки для балансировки уровня генерации и потребления предусмотрены в рамках работы АЧР при системной аварии и не используются для управления спросом. Цели интеллектуализации – в перспективе при появлении управления спросом и интеллектуализации потребителей управления нагрузкой может использоваться более активно и по более сложным принципам. При реализации схем отключения потребителей в аварийных условиях удастся решить проблемы с балансировкой нагрузки и потребления.

Процесс «Автоматическая реконфигурация схем распределительных подстанций и схем питания в случае аварий»

На сегодняшний день единственная существующая система изменения схемы подстанции для обеспечения питания потребителей в случае аварии – АВР. Однако она не является эффективным инструментом, поскольку действует только в пределах подстанции, и потери при ее включении увеличиваются. Цели интеллектуализации – обеспечение бесперебойного снабжения потребителей с незначительным снижением надежности и эффективности работы распределительной сети за счет применения систем и алгоритмов, позволяющих проводить реконфигурацию схем сразу нескольких подстанций.

Процесс «Мониторинг качества электроэнергии на всех уровнях и во всех узлах сети»

На сегодня мониторинг качества электроэнергии проводится на небольшом количестве системообразующих подстанций и только по двум показателям: отклонение частоты и отклонение напряжения. Соблюдение / нарушение существенно влияет на работу оборудования. Цели интеллектуализации – повышение качества электроэнергии.

Домен «Малая энергетика: ВИЭ, распределенная генерация, накопители энергии»

Приведем характеристику выделенных процессов.

1. Управление в режиме реального времени объектами распределенной генерации, подключенными к сети.

Требования: возможность накопления электроэнергии; авто-

матическое управление параметрами работы микросети (напряжение, реактивная мощность, частота) в условиях стохастических режимов; наличие вращающегося резерва; динамическая устойчивость в широком диапазоне напряжений; возможность управления нагрузкой; автоматическое прогнозирование и диагностика состояния микросети; адаптивные подстройки параметров и структуры микросети.

2. Работа усовершенствованной системы автоматики распределительной сети с объектами распределенной генерации.

Требования: интеллектуальное прогнозирование сценариев работы микросети; возможность сохранения исторических данных; автоматическое принятие локальных решений о режимах работы микросети с учетом всех вариантов развития событий; информационная безопасность.

3. Планирование подключения объекта рассредоточенной генерации к сети.

Требования: возможность управления режимом работы объекта РГ со стороны сетевой компании в рамках диспетчерского управления; максимальная степень автоматизации процессов запуска в работу объекта РГ; автоматическое переключение объекта РГ между автономным режимом и режимом параллельной работы; дистанционное выделение объектов РГ в островной режим работы.

Домен «Управление и функционирование энергосистем»

Оптимальное распределение функций в сложной иерархической системе управления с целью оптимального функционирования ИЭС обеспечивает:

- предоставление максимально свободного, удобного и по приемлемой цене доступа к энергосистеме (в нужном месте, в течение установленного времени и в необходимом объеме);
- максимальный учет интересов действующих участников процессов функционирования ИЭС при соблюдении целостности, надежности и экономичности единого режима ЕЭС;
- минимизацию стоимости электроэнергии за счет оптимального управления нагрузками генераторов, сетевыми ресурсами, графиками потребления и интеграции рассредоточенной генерации и ВИЭ;
- минимизацию относительной стоимости инфраструктуры электроэнергетики за счет повышения пропускной способности се-

ти и автоматизации процессов управления;

– минимизацию стоимости и максимизацию быстродействия информационных потоков за счет создания рассредоточенной системы автоматического и автоматизированного управления ИЭС на основе принципов мультиагентных систем.

Управление в реальном времени – список процессов и технологий:

- оценка состояния текущего режима;
- разрешение оперативных заявок, проверка технологической допустимости и возможности проведения поставок энергии по прямым договорам;
- управление переключениями сетевого оборудования (ЛЭП, трансформаторов) и включением / отключением генерирующего оборудования;
- проведение процедур рынков электроэнергии;
- on-line управление энергосистемой в нормальном режиме (автоматическое и диспетчерское режимное управление, централизованное управление и диспетчеризация);
- централизованное противоаварийное управление режимами на больших территориях (ЕЭС, облэнерго, энергокластеры, Microgrid) (WAMPAC);
- локальное, в том числе адаптивное (мультиагентный принцип) противоаварийное управление режимами;
- управление электропотреблением (в том числе реверсивным) на основе рыночной цены;
- противоаварийное и режимное управление электропотреблением на основе участия потребителей в рынках системных услуг;
- ограничение электропотребления в соответствии с договорными объемами поставки и оплаты;
- on-line диагностика сетевого и генерирующего оборудования.

Вспомогательные технологии при управлении в реальном времени: оценка состояния текущего режима; актуализация топологии и параметров моделей энергосистемы, оборудование, регуляторы; прогнозирование электропотребления и рассредоточенной генерации и ВИЭ; определение минимально необходимых резервов активной мощности; актуализация сетевых ограничений; интерактивная технология работы с информационной и расчетной моделя-

ми МЭК; предоставления on-line доступа к директивной, нормативной, инструктивной и оперативной информации.

Наиболее изменяемые процессы: мониторинга режимов регистрации аварийных событий и дистанционной диагностики оборудования; автоматизированного оперативного и автоматического управления режимом и состоянием оборудования; противоаварийного управления; восстановления нормальных условий функционирования энергосистем.

Новые процессы: процессы управления электропотреблением; процессы интеграции и управления рассредоточенной генерацией и ВИЭ; процессы работы с клиентами; процессы предоставления доступа к информационной модели энергосистемы; процессы предоставления методических и инструктивных материалов, оперативных данных о параметрах режимов.

1.6. Особенности построения и составляющие интеллектуальных систем управления

Сложность управления ЭЭС сегодня настолько высока, что полностью централизованное управление становится неэффективным из-за наличия огромных потоков информации, когда слишком много времени тратится на ее передачу в центр и принятие им решений [4, 6, 8, 10, 14, 16–18]. Системы управления включают ряд подсистем, обладающих различными функциональными характеристиками и взаимодействующих с различными специалистами, удаленными друг от друга. Поэтому некоторые элементы организационного управления должны быть переданы от центра к периферии с четким разграничением прав и информационного доступа. Система управления ЭЭС верхнего уровня должна представлять собой координирующую информационно-управляющую систему, функционирующую на основе соответствующих стандартизированных протоколов и интерфейсов взаимодействия.

Построение традиционной системы управления ЭЭС осуществляется по иерархическому принципу с выделением зон ответственности за управление определенным уровнем иерархии [16–18]. На высших уровнях иерархии управления происходит расчетное объединение групп узлов, имеющих между собой «сильные» связи

в один «эквивалентный» узел с суммарной генерацией и потреблением в этом узле, а контроль осуществляется «слабыми» связями между этими узлами на предмет выхода параметров, характеризующих их работу за пределы нормального режима. Для каждого из уровней управления определяются процессы нормального функционирования, когда возмущения в узле управления не приводят к нарушению баланса между потреблением и производством, а также не вызывают нарушений в работе связей между узлами. В этом случае управление осуществляет процесс перехода из одного стационарного состояния в другое, оптимизируя текущие процессы (режимы) энергосистемы.

Объекты энергосистемы находятся в собственности различных организационных структур, с различными коммерческими интересами, поэтому при организации процесса управления таким сложным объектом необходимо учитывать рыночный характер отношений между ними, решая задачи решения конфликта интересов. Поэтому на каждом из уровней функционируют также коммерческие агенты. Ограничения инфраструктурного характера, связанные с недостаточной пропускной способностью многих связей, диктуют необходимость деления общей электроэнергетической системы на электроэнергетические сегменты ЭЭС.

Вопросы надежности в современных энергосетях становятся все более проблематичными. Рассмотрим факторы, которые обуславливают возникновение этих проблем [14–18]:

- усиление перегрузки сети вследствие неопределенности, разнообразия и распределения энергоснабжения, учитывая обеспеченность состоянием окружающей среды и стабильным развитием; потоки электроэнергии в реальном времени могут значительно отличаться от заложенных при проектировании или анализе on-line;
- увеличение количества мощных линий электропередачи на большие расстояния способствует росту нестабильности и сокращению допустимого запаса надежности; это явление усиливается энергетическими рынками;

- сеть управляется из одного «конца» с различных локаций и часто с учетом «недостатка» инвестиций и ограничения землеотвода; рост энергопотребления и пикового спроса, создающих «конфликт» при ограниченных возможностях по передаче; старение инфраструктуры; максимизация использования активов благодаря современным

технологиям по мониторингу, анализу и регулированию;

- консолидация компаний-операторов, способствует увеличению «площади (покрытой сетями)» с более сложными проблемами и требует более точной информации и более короткого времени для принятия решений; эта проблема усугубляется нехваткой квалифицированных кадров вследствие старения персонала.

При идеальных условиях управления спросом, накопления электроэнергии и электромобили будут тесно скоординированы с другими ресурсами, поэтому суммарное электропотребление будет практически равномерным. Это предполагает, что сеть будет эксплуатироваться согласно условиям околопиковой нагрузки в течение практически всего времени. Сначала снижение суммарного электропотребления вело к увеличению надежности путем снижения пика. Однако со временем, в условиях возрастающей нагрузки, возможностей оптимальной передачи и использования активов распределения, суммарное электропотребление приблизится к предельным возможностям энергосистемы. Таким образом, система будет близка к «пределу» гораздо чаще, что ведет к большей вероятности сбоев и обострению проблем надежности, соответственно возрастет потребность в интеллектуальных сетях.

Реализация положений концепции Smart Grid для построения ИЭС требует обеспечения надежности путем использования современных ИКТ с целью создать инфраструктуру, которая бы в масштабах всей сети обеспечила возможности координации мониторинга и регулирования. Подобная IT-инфраструктура должна обеспечить безотказное и практически мгновенное двустороннее взаимодействие между всеми устройствами – от индивидуальных нагрузок к сетевым центрам регулирования, включая все основное оборудование на уровне передачи и распределения. Это требует обработки значительного объема данных для анализа и автоматизации, что связано с высокопроизводительной инфраструктурой, способной выдавать высокоинтеллектуальные локальные досекундные отзывы, скоординированные с глобальным анализом более высокого уровня для предотвращения или сдерживания быстровозникающих неблагоприятных явлений. Централизованная система была слишком медленной для подобного рода задач. Распределенная архитектура позволяет создать высокопроизводительную инфраструктуру с локальным интеллектуальным досекундным откликом при использовании совре-

менных технологий, которая базируется на следующем:

- усовершенствованной телеметрии: с использованием технологий PMU для более быстрого, с временными метками, более четкого, досекундного сканирования для обеспечения актуальной информации о состоянии сети;

- устройствах более быстрого регулирования: с использованием мощной электроники для более быстрого автоматического регулирования, управления напряжением и потоком мощности на уровне передачи и распределения;

- более надежном регулировании: активно-адаптивное регулирование защиты и контроля для широкой области мониторинга и регулирования, включая международное разделение ЕЭС;

- встраиваемых интеллектуальных устройствах: с целью подготовки к применению адаптивного интеллектуального регулирования: диагностике сбоев уровней оборудования и некачественной идентификации данных; операциях в рамках ограничений, отдаленно сообщаются системным оператором или центрами регулирования; «интеллектуальных» RAS / SPS т.п.; автоматическом восстановлении оборудования; автоматическом локальном регулировании; интегрированных и безопасных системах коммуникаций: распределенные и всеобъемлющие коммуникации на основе открытых стандартов, которые позволяют создать гибкую конфигурируемость сети с целью безотказного мониторинга, автоматизации, двусторонних коммуникаций между всеми операторами и агентами;

- использовании компьютерных возможностей: безотказные и защищенные системы для надежного анализа в целях поддержания решений оператора и автономных функциональных агентов, управляемых с помощью географически и по времени скоординированной иерархией в IT-инфраструктуре сети;

- технологиях интернета: интернет-протоколы для упрощения обмена данными, процесс регулирования и кибербезопасность для внедрения распределенной архитектуры на основе стандартов с открытыми интерфейсами.

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

Иерархия уровней («качества») управления в ИЭС:

6. Интеллектуальное управление – система управления со встроенными функциями искусственного интеллекта, осуществляющими функции целеполагания.

5. Интеллектуальное управление – система управления со встроенными функциями искусственного интеллекта без функции целеполагания.

4. Адаптивное управление – изменение параметров регулятора или структуры регулятора в зависимости от изменения параметров объекта управления или внешних возмущений, действующих на объект управления.

3. Робастное управление – устойчивое управление при существующих изменениях параметров объекта управления или внешних возмущениях, действующих на объект управления.

2. Позиционное управление – управление заданным состоянием объекта управления.

1. Программное управление – управление заданной траекторией движения объекта.

На низших уровнях 1 и 2 задействован объект управления, тогда как выполнение 5-го и 6-го уровней требует использования облачных технологий.

Создаваемая система управления ИЭС по реализованным функциям автоматизированного и автоматического управления должна соответствовать всем уровням 1–6.

Требования к системе управления ИЭС:

1. Повышение степени автоматизации управления в сочетании с эффективными системами – советчиками для принятия решений оперативным персоналом.

2. Согласование баланса интересов субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии при условии минимизации затрат на энергоснабжение и услуги.

3. Максимальное использование возможностей технологической базы энергетики при минимизации различного рода ограничений.

4. Привлечение потребителей к управлению энергосистемой в аварийных ситуациях с учетом их экономических интересов.

5. Максимально возможная скорость принятия решений по изменению условий использования электроэнергии, в первую оче-

редь в ситуациях, которые раньше не просчитывались.

6. Мониторинг устойчивости системы в реальном времени, динамическое прогнозирование и превентивная реакция на изменение условий внешней среды.

7. Возможности реконфигурации частей системы при аварийных ситуациях с восстановлением нормального режима. Защита систем управления и информационного пространства от целенаправленных электромагнитных воздействий и кибератак.

Основные технологии интеллектуального управления в ИЭС:

1. МАСУ – координация систем управления с использованием системы мониторинга переходных режимов и устройств FACTS, самовосстановления районных ЕЭС, управления спросом на местных торговых площадках.

2. Искусственные нейронные сети (ИНС) и нейросетевые системы управления, ассоциативный поиск для идентификации и управления, экспертные системы – раннее выявление и локализация предаварийных режимов, виртуальное моделирование и понижение порядка моделей, советчики оператора, тренажеры.

3. Технология адаптивного векторного управления гибкими системами переменного тока – первичное и вторичное автоматическое управление напряжением и реактивной мощностью, дооптимизации режимов по реактивной мощности в пределах графика нагрузки, установленного сетевой организацией.

4. Адаптивные моделирующие платформы реального времени – моделирование и оптимизация режимов по реактивной мощности, мониторинг топологии сетей и адаптация моделей, пилотные проекты для отработки систем управления и мониторинга.

5. Технология проектирования, создания и поддержания в работоспособном состоянии крупномасштабных систем передачи информации в ИЭС – системный анализ, верификация и валидация системы, моделирование и мониторинг параметров информационной сети для своевременного определения проблемных участков в информационной структуре ИЭС.

6. Технология адаптивного автоматического управления для ВИЭ, в том числе ветровых, приливных, солнечных, а также в перспективе космических солнечных электростанций.

7. Технологии создания современных человеко-машинных интерфейсов на основе применения персональных мобильных ин-

теллектуальных устройств ввода / вывода информации для обеспечения гибкого управления в распределенной структуре «ресурс – пользователь».

Важное значение при построении оптимальных систем управления приобретают мониторинг и прогнозирование. В состав блоков мониторинга и прогнозирования нормальных, предаварийных и послеаварийных режимов ЭЭС для управления входят следующие задачи:

- оценка состояния (ОС) системы;
- прогнозирование параметров будущего режима – ОС дает только текущую оценку режима с некоторым опозданием, но для задач мониторинга и управления ИЭС нужна какая-то опережающая ОС системы («управлять – значит предвидеть»);
- оценка слабых мест в системе в будущем режиме;
- оценка пропускных возможностей связей в будущем режиме – необходима для эффективного использования запасов при оперативном и автоматическом управлении за счет соответствующих управляющих воздействий;
- визуализация будущего режима;
- определение показателей и критериев перехода из нормального в предаварийный режим и обратно, а также с послеаварийного режима в нормальный.

Интеллектуальное прогнозирование в ИЭС. Данные разработки последних лет сосредоточены на разработке прогнозных подходов на базе алгоритмов и методов искусственного интеллекта: нейросетевые технологии, экспертные системы, модели машинного обучения, нечеткие вычисления и др.

Несмотря на достоинства интеллектуальных алгоритмов прогнозирования, указанные в ряде статей последних лет, многие исследователи считают, что вопрос о высокой эффективности, например, ИНС или нечетких систем, в решении задачи прогнозирования ВС все еще остается открытым. Интеллектуальным решением указанных выше случаев является использование гибридных подходов и моделей, когда комбинирование различных интеллектуальных и традиционных моделей позволяет получить наиболее эффективные решения, прежде всего гарантированную точность прогноза. К перспективным гибридным моделям на данном этапе можно отнести следующие сочетания: нечетких систем и ИНС, экс-

пертных систем и ИНС, преобразования Гильберта-Хунга с моделями ИНС и т.д.

Концепция интеллектуального мониторинга включает следующие действия [17–20]: сбор данных, которые подаются в системы предварительной обработки данных, определяющие наиболее важные и критические данные, влияющие на развитие режима; классификацию (кластеризацию) состояний ЭЭС – цель этой процедуры заключается в том, чтобы определить насколько опасно то или иное состояние системы; интерпретацию полученных кластеров (состояний), чтобы оператор смог выработать и реализовать превентивные меры.

Примеры интеллектуальных моделей и систем для ИЭС приведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Интеллектуальные модели и системы	Назначение
Программные интеллектуальные агенты и многоагентные системы в сетевых информационно-управляющих системах	Автоматическое решение комплекса задач управления нормальными, ситуативными и аварийными режимами электростанций, электрических сетей
Интеллектуальные нечеткие системы с виртуальными моделями ассоциативного поиска	Обнаружение и локализация предаварийных режимов, оценка динамики участия генерирующих объектов глобальной энергосистемы
Системы управления с распределенными прогнозирующими моделями	Управление нормальными, ситуативными и аварийными режимами электростанций, электрических сетей
Нейросетевые интеллектуальные системы распознавания аварийных режимов и прогнозирования будущего режима.	Обнаружение и локализация предаварийных режимов, прогнозирование параметров будущего режима работы.
Учебные экспертные системы	Обучение операторов-диспетчеров управления ЭЭС в ситуативных режимах
Экспертные системы-помощники диспетчера	Мониторинг степени статической устойчивости ЭЭС

Для оперативно-диспетчерского управления режимами МЭК должны быть задействованы новые средства измерения параметров режима энергосистем (PMU, цифровые измерительные приборы) и управления ими (FACTS, накопители энергии и проч.), радикально повышающие наблюдаемость и управляемость энергосистем, современные средства коммуникаций, новые информационные технологии и методы искусственного интеллекта, высокоэффективные компьютерные средства. Они принципиально изменяют процессы сбора, обработки, передачи, представления (визуализации) и использования информации, позволяют на новой основе существенно повысить эффективность оперативного диспетчерского управления режимами ИЭС. Развитие методов оперативно-диспетчерского управления связано с совершенствованием информационного обеспечения, автоматизацией подготовки вариантов оперативных решений, автоматизацией управления, увеличением доли автоматического управления в задачах регулирования и ограничения параметров режима, автоматизацией расчетов оптимальных режимов, их реализацией и пр. – при сохранении контроля со стороны оперативно-диспетчерского персонала в необходимом объеме.

Структура системы противоаварийного управления (ПАУ) состоит из следующих основных блоков: системы телеизмерения, базы знаний, блока расчета управляющих воздействий, модуля расчета установившегося режима. Постоянно пополняемая база знаний содержит информацию о коэффициентах влияния нагрузок и устройств FACTS при различных опасных аварийных отключениях, параметрах регулировочных характеристик FACTS, значениях ущерба, наносимого потребителям аварийными отключениями, пределах передаваемой мощности по ЛЭП и техническим ограничениям и т.п.

Сегодня проблемы построения интеллектуальных распределительных сетей касаются в основном развития их на базе современных средств телемеханики и телеуправления, а также каналов передачи данных. Однако основа оптимального функционирования интеллектуальной сети должна обеспечиваться алгоритмами управления и программными средствами.

Источником исходной информации для системы оперативного управления могут служить устройства телемеханики ГПП. Центры питания распределительных сетей обычно имеют следующие

телеизмерения: напряжение на шинах, общую активную и реактивную нагрузку, токовую загрузку фидеров. При наличии реклоузеров в некоторых ветвях фидеров дополнительно можно получить информацию о токе участка и напряжении узла по месту его установки. Реклоузер в месте размыкания сети позволяет контролировать напряжение узлов, разница которых позволяет оценивать текущую эффективность установленных разрывов. Наблюдаемые параметры режима при фиксированной эксплуатационной схеме позволяют провести оценку величины узловых нагрузок, используя, кроме телеизмерений, статистику относительно загрузки трансформаторных пунктов.

По результатам оперативной оценки состояния каждого фидера можно провести поиск оптимальных управляющих воздействий, используя известные методы анализа режимов электрических сетей. Сегодня эти методы, как правило, разработаны на основе итерационного решения систем узловых нелинейных уравнений и ориентированы на расчет режимов многократно замкнутых сетей. В отличие от магистральных в распределительных сетях расчетная схема в соответствии с оперативным положением рабочих размыканий является разомкнутой, граф которой представляется набором ветвей, образующих дерево и хорды, соответствующие отключенным ветвям.

Одной из задач управления в распределительных сетях является поиск оптимальной оперативной схемы и параметров режима при изменении нагрузок, напряжения питающей сети и т.п. Критериями оптимизации для почасового шага графика являются потери мощности, качество и надежность. Часто они бывают противоречивы, поэтому поиск оптимального решения проводится в области Парето. Однако такие многокритериальные задачи можно свести к одному критерию. Надежность можно учесть как ограничение по допустимым параметрам режима и фиксацию некоторых размыканий в сети для обеспечения питания ответственных потребителей от двух источников.

Критерий качества можно оценить по минимальному отпуску энергии при напряжениях, выходящих за пределы допустимой области, которая может быть индивидуальной для каждого характерного потребителя.

К независимым параметрам оптимизации параметров могут

относиться: уровень напряжения в центре питания, который определяется номером отпайки РПН, реактивная мощность установок малой генерации и положение разрезав на полном графе сети.

Кратко охарактеризуем особенности систем управления в ИЭС [14–16, 18, 21].

1. Единая автоматизированная система управления интегрирует средства и подсистемы автоматических и автоматизированных систем контроля и управления.

Современные системы технологического управления формируются как распределенные иерархические системы. Средства автоматизации, связи и вычислительной техники должны скоординированно функционировать на различных уровнях иерархии: на энергообъектах (электростанции, подстанции, ЛЭП, электрооборудование потребителей с регулируемой нагрузкой) и в центрах управления.

Использование средств современных информационных технологий позволяет реализовать на каждом уровне управления систем автоматического и автоматизированного управления технологическими процессами совместное использование оперативной и ретроспективной информации, накапливаемой и используемой в каждой из систем. Это дает возможность учета ограничений, более адекватного прогноза состояния объекта управления и соответственно повышения качества управления. При этом общими являются ограничения по надежности электроснабжения потребителей и ее составляющих.

2. Интеллект МЭК в значительной степени определяется системой управления. Основой управления режимом ЕЭС в целом являются: оперативно-диспетчерское управление; оперативно-технологическое управление, выполняемое персоналом энергораспределительных и энергосбытовых компаний, а также потребителями. Автоматизированная система диспетчерского технологического управления, в среде которой действует оперативный персонал, поддерживает информационную модель объекта управления с системой удобного отображения состояния объекта, системой передачи и реализации управляющих воздействий (включая телеуправления); включает соответствующее программное обеспечение (ПО). Направление развития системы – поэтапное расширение круга задач, реализуемых в реальном времени и с небольшими интер-

валами предубеждения, расчет режимов с контролем ограничений, в т.ч. при уточнении ограничений с учетом динамических процессов; анализ режима с формированием рекомендаций («советы»), развитие аналитического ПО для возможности адаптивной настройки ПА и др.

3. Система автоматического регулирования частоты и мощности регулирует частоту в ЕЭС, а также перетоки мощности по связям. Система выполняет функции первичного регулирования частоты и вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, а также ограничения перетоков мощности. Первичное и вторичное регулирование частоты с целью обеспечения необходимого качества ее поддержки выполняется автоматически электростанциями (первичное – всеми, вторичное – выделенными ГЭС).

4. Регулирование напряжения и реактивной мощности в настоящее время реализуется организационно-технической системой, которая обеспечивает поддержание напряжения по графику в контрольных пунктах (КП) и, в допустимых пределах, – во всех точках сети. Основа системы – локальные автоматические регуляторы электроустановок (генераторы, СК, СТК, трансформаторы). Они осуществляют первичное регулирование; основную роль играют генераторы.

5. Противоаварийное управление выполняется специальными автоматическими системами (РЗ и ПА), другими (всережимным) контурами автоматического управления (например, АРВ генераторов, регулировка частоты вращения турбин), а также персоналом, который играет основную роль при восстановлении допустимого режима ЕЭС после нарушения. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивает выполнение следующих функций: предотвращение нарушения устойчивости; ликвидацию 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. Автоматика ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных ПА.

6. Основные направления работ по развитию автоматизированной системы управления режимом в целом:

- создание систем верификации моделей энергосистем с использованием данных мониторинга. Создание цифровых сетевых моделирующих платформ реального времени;
- создание информационных комплексов на базе современных технологий, осуществляющих высокоточное определение и сбор синхронизированных режимных параметров в узлах сети в режиме реального времени и интеграцию полученных данных в единое информационное пространство на базе общих информационных моделей (СІМ-моделей);
- создание централизованных систем автоматического управления мощностью генерирующего оборудования;
- создание систем распределенного расчета режимов энергосистем с использованием многоуровневых моделей – на основе сетевых технологий (Grid-технологий);
- разработка алгоритмов обнаружения предаварийных состояний энергосистем на основе методов оценки состояний и параметрической идентификации.

7. 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 стандартизированных протоколов и интерфейсов взаимодействия и осуществляет глобальный мониторинг и контроль функционирования всех секторов ЕЭС: производства, транспортировки, сбыта и потребления электроэнергии, обеспечивая необходимое качество и надежность по всем ЕЭС всех уровней. 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; нейронные сети, способные к самообучению.

Наиболее эффективными и гибкими системами управления являются системы, имеющие распределенную многопроцессорную архитектуру программных и аппаратных средств. Применение средств искусственного интеллекта расширяет потенциальные воз-

можности 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.

8. Интеллектуальное управление может быть использовано в ЕЭС для выполнения следующих функций:

- диагностика неисправностей и сообщения в реальном времени;
- локализация неисправности оборудования в энергосистеме;
- автоматическая реконфигурация сети при КЗ;
- распределенная когенерация с использованием сетевых технологий;
- мониторинг состояния энергосистемы по его предыстории базы знаний в реальном времени;
- мониторинг запаса статической устойчивости в реальном времени;
- распределенные технологии моделирования, оптимизации и управления на основе вычислительных Grid-сетей;
- ситуационное ассоциативное управление режимом с использованием предыстории состояния энергосистемы;
- интеллектуальные системы управления спросом на основе МАС технологий.

9. Модель управления электросетевой компании

Типичные проблемы с данными:

- дублирование данных об объектах учета, а также моделей сети в различных информационных системах при отсутствии механизмов их синхронизации, что влечет за собой: высокие затраты на поддержание полноты и актуальности данных в локальных информационных системах; противоречивость и недостоверность данных через множественность источников информации;
- использование в информационных системах различных и не связанных между собой справочников и классификаторов, что затрудняет получение консолидированных отчетов на основе данных из нескольких информационных систем;
- разница моделей данных в информационных системах, которая существенно затрудняет обмен данными между системами;
- интеграция информационных систем «точка-точка»;
- зависимость бизнес-процессов от реализации информаци-

онных систем, в том числе их интеграции;

– существующая на сегодня модель данных не позволяет эффективно поддерживать технологии Smart Grid и Smart Metering.

Дальнейшее развитие и совершенствование задач управления ИЭС: развитие задач оперативного управления ИЭС на базе новых регуляторов частоты и перетоков мощности (мультиагентные системы, FACTS, PFC и т.д.); разработка интеллектуальных алгоритмов и моделей для систем оперативного управления ИЭС; развитие и совершенствование противоаварийного управления ИЭС на базе новых программных подходов (экспертные системы, нейросетевые и мультиагентные системы управления) и новых аппаратных средств (FACTS, WAMS, PMU и т.п.); развитие автоматической системы управления режимами ИЭС – создание новых информационных комплексов, системы интеллектуального мониторинга переходных процессов, системы раннего выявления потери устойчивости и т.п.

Существенное расширение и усиление координации управления необходимо по следующим направлениям:

1) расширение координации управления режимами ЕЭС:

– во временном разрезе – от скоординированной системы управления к реализации управляющих воздействий диспетчерскими и автоматическими средствами;

– в ситуативном плане – координация оперативного диспетчерского, непрерывного автоматического и дискретного противоаварийного управления;

2) развитие и расширение номенклатуры средств скоординированного управления режимами ЕЭС:

– развитие традиционных средств – систем управления возбуждением и мощностью синхронных машин, противоаварийной автоматики и др.;

– использование новых средств измерения и управления – PMU, FACTS, накопителей энергии и др.;

3) распространение и развитие принципов и систем скоординированного оперативного диспетчерского и противоаварийного управления на распределительные электрические сети, настройками рассредоточенной генерации;

4) согласование коммерческих интересов субъектов рынков электроэнергии, мощности и системных услуг и необходимости

обеспечения системной надежности и живучести ЕЭС;

5) формирование новых критериев и разработка новых методов мониторинга и прогнозирования режимов и управления ими с целью обеспечения эффективности скоординированной системы управления для всех субъектов оптового рынка, системной надежности и живучести ЕЭС.

Функции отдельных составляющих системы управления сетями определяются из следующего списка [14, 17, 18].

1. Автоматизация распределительной сети

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ): оперативный контроль и отображение состояния текущих режимов, схемы и оборудования основной электрической сети; анализ режимов электрических сетей; коллективное отображение информации; контроль предельных параметров; телеуправление коммутационными аппаратами электрической сети; управление оперативными переключениями в электрических сетях; контроль процессов эксплуатации и ремонта электрических сетей; подготовка и контроль знаний оперативного персонала; автоматическое управление и регулирование; мониторинг отдельных параметров и режимов работы электрооборудования объектов; формирование сигнализации (в том числе обобщенной) о различных технологических событиях; ведение архивов измеряемых и рассчитанных значений с регулируемой длительностью хранения и интервалом записи; ведение топологической схемы сети, однолинейных схем объектов, характеристик оборудования.

Объект системы телемеханики: прием и передача сигналов телеуправления; синхронизация времени комплексов телемеханики; сбор, обработка, контроль, регистрация и передача текущей дискретной информации о режимных параметрах электрической сети; сбор (измерение), первичная обработка, контроль, регистрация и передача текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети.

Интеграция с интеллектуальными системами технического и коммерческого учета электроэнергии: сбор данных с интеллектуальных приборов учета; фиксация моментов отсутствия / восстановления электропитания потребителей; управление мощностью потребителей через реле счетчиков.

2. Оперативное управление восстановительными работами

Система управления оперативно-выездными бригадами (ОВБ): постановка задачи ремонтным бригадам (формирование программ работ); интеграция с ГИС системой; обратная связь с ремонтной бригадой (контроль выполнения работ); видеофиксация ремонтных работ.

Геоинформационная система (ГИС): мониторинг положения ремонтных бригад; интеграция с системой оперативного управления бригадами; прокладка оптимальных маршрутов к месту работ; топологическая привязка объектов электрохозяйства.

3. Управление восстановлением электроснабжения

Информационная система управления восстановлением электроснабжения (OMS): прием данных от операторов call-центра; предоставление диспетчеру данных о локализации места аварии на основе данных мониторинга состояния сети, звонков абонентов, данных учета электроэнергии; ведение архива аварийных отключений; контроль активных и неактивных потребителей; выявление фактов и причин отключения оборудования; ведение базы данных потребителей с адресной привязкой; формирование предложений и подготовка мероприятий по восстановлению электроснабжения; ведение журнала диспетчера, формирование отчетов; формирование всеобщего сведения о состоянии сети.

WEB-сервис: доступ к мультиагентам как дополнительный сервис; кабинет абонента с возможностью аналитики; регистрация заявок от абонентов в системе OMS; предоставление абонентам информации о неисправности в сети и времени их устранения.

1.7. Мультиагентное управление

Архитектура системы управления ЕЭС на основе концепции Smart Grid становится модульной, интероперабельной и расширяемой. Она строится на использовании вложенных сетевых кластеров МАС вертикальной интеграции, в которых работают интеллектуальные автономные агенты различного функционального назначения. Основой функционирования интеллектуальной системы управления становятся динамическая оценка и интеллектуальное прогнозирование состояния ЕЭС с целью адаптивного управления

и динамической поддержки принятия решений.

Преимущества МАС: эффективное использование распределенной вычислительной мощности; быстрое реагирование на аварийные ситуации; применение современных беспроводных сетей связи; независимое подключение агентов (Plug-&Play) для постепенного расширения системы; универсальность ИКТ инфраструктуры [7–9, 14, 16, 21, 22].

Перспективными направлениями работы являются: развитие решения в соответствии с системно-системным подходом; развитие моделей МАСУ и их гармонизация с промышленными стандартами; углубление методики тестирования мультиагентных систем управления; интеграция мультиагентных систем управления с существующими системами управления распределительной сетью; расширение списка поддерживаемых приложений.

Интерактивное взаимодействие агентов технологического управления и коммерческого учета различных уровней и различного функционального назначения должно осуществляться на основе создания распределенной информационно-технологической среды ЕЭС, реализующей синхронизированный информационный обмен и оптимизацию управления между различными подсистемами.

Архитектура МАС для ЕЭС должна предусматривать возможность интеллектуальной поддержки принятия решений, прежде всего, по обеспечению надежности функционирования, согласованных для всей системы, на всех уровнях, а также оптимизировать показатели процессов выработки и потребления электроэнергии (экономические и технологические). Это достигается за счет оптимизации планирования и управления режимом, для чего применяются динамические оценки состояния, прогноз потребления, соответственно, прогноз нагрузок, прогноз и минимизация потерь различных типов.

С учетом этого можно выделить МАС принятия решений по технологическому управлению для определенных сегментов ЕЭС и рассматривать дальнейшее взаимодействие систем управления различных сегментов как координированное взаимодействие агентов этих сегментов. МАС поддержки технологического управления на уровне сегментов содержит несколько составляющих агентов, среди которых следующие агенты [21, 22]: диспетчерского технологического сопровождения; учета технологических потерь; контроля

надежности и качества сегмента; учета коммерческих потерь; выявления нарушителей и расчета штрафов. Поддержку технологического управления (с учетом анализа потерь и коммерческой информации) осуществляют Агенты диспетчерского технологического сопровождения и Агенты контроля надежности и качества.

Можно выделить следующие функции МАС поддержки технологического управления на уровне генерирующего объекта:

- измерение параметров режима работы оборудования;
- расчет необходимых агрегированных и / или производных значений (среднее, интегральное, производной и т.д.);
- ведение архивов;
- контроль технологических и режимных пределов;
- формирование, передача и регистрация (запись) сигналов о фактах нарушения и его характеристики (время, продолжительность, величина и т.д.);
- контроль положения коммутационного оборудования;
- контроль нарушения заданной схемы работы подстанции (топологии), формирование, передача и регистрация (запись) сигналов о переходах и их характеристики (время, величина разрываемого тока, значение напряжения и т.д.);
- дистанционное управление коммутационными аппаратами, контроль выполнения команд, регистрация (запись) команд и результатов;
- автоматическое восстановление энергоснабжения, автоматическое осуществление заданных последовательностей переключений;
- интеллектуальная поддержка принятия диспетчерских решений (в форме как экспертно-аналитических сообщений с любого необходимого профиля запросов, так и рекомендаций по управлению, получаемых на основе адаптивных алгоритмов);
- оптимизация состава и количества работающего оборудования;
- разработка балансов электроэнергии и мощности, краткосрочное планирование.

Функции коммерческого агента владельца: оптимизация затрат на ремонт эксплуатационного оборудования; анализ рынка на основе информации от других агентов; прогноз потребления электроэнергии; прогноз спроса на электроэнергию; расчет оптималь-

ных тарифов на следующий период; прогноз тарифов; подсчет потерь по своей вине; расчет штрафов; оптимизация затрат на системные услуги.

Функции МАС поддержки технологического управления на уровне сегмента: интеллектуальный анализ данных мониторинга (Data Mining) в режиме реального функционирования; автоматическое управление потоками мощности на основе адаптивных алгоритмов прогнозирования с использованием динамических моделей; прогнозирование состояния сети, пропускной способности сетей, потребления; прогноз объемов поставки и резервов системных генераторов, гидроресурсов, объемов поставок генераторов, работающих по вынужденному графику, мощности, вырабатываемой всеми объектами генерации; координация ремонтных кампаний сетевого и генерирующего оборудования; планирование резервов активной мощности генераторов для рынка реального времени.

Функции коммерческого агента на уровне сегмента: анализ рынка на основе информации от всех агентов; прогноз спроса на электроэнергию; подсчет потерь (в том числе в высоковольтных сложнзамкнутых сетях); расчет штрафов; урегулирование разногласий между участниками энергообмена; прогноз потребностей на системные услуги.

Функции МАС технологического управления на уровне координатора: интеллектуальная поддержка принятия диспетчерских решений; оптимизация состава и количества работающего оборудования; разработка балансов электроэнергии и мощности; краткосрочное планирование; регулирование напряжения, не допуская его снижения и колебания, тем самым добиваясь высокого КПД многих видов электрических машин и устройств; контроль гармонического состава и небаланса токов и напряжений, меры по ликвидации источников нарушений качества, тем самым увеличение ресурса работы оборудования, надежность энергоснабжения; мониторинг текущего технического состояния с целью предотвращения аварийных отключений (предаварийный вывод из работы); недопущения сверхнормативной загрузки на предельных режимах.

Функции коммерческого агента на уровне координатора: обеспечение функционирования системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования на неделю вперед; формирование актуализированной расчетной модели для проведе-

ния коммерческим оператором конкурентного отбора в рынке на сутки вперед; обеспечение функционирования балансирующего рынка – расчет и доведение графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени; прогноз потребностей на системные услуги.

Агент диспетчерского технологического сопровождения сегмента: оптимизирует режимы работы сетей на основе прогнозирования потребления и нагрузок; оптимально управляет использованием локальных средств управления напряжением (РПН) и реактивной мощностью (ШР, СК); руководит локальными средствами компенсации реактивной мощности; контролирует переключения и наличие технологических нарушений в сетях; координирует действия ОВБ, что сокращает время простоя оборудования (недоотпуск) и обработку заявок на оперативное переключение.

Кроме того, контроль потребления и оценка текущих балансов на отдельном сегменте позволяют уменьшать коммерческие потери, а также при наличии технической возможности организовывать технологическую процедуру отключения (ограничения) злостных неплательщиков.

Оперативное управление режимами работы эксплуатационного оборудования на основе мониторинга и прогнозирования его текущего технического состояния предотвращает аварийные отключения (определение предаварийного состояния по нормальным режимам работы); недопущение сверхнормативной загрузки на предельных режимах; сокращение расходов на техобслуживание и ремонт и увеличение срока службы.

В аспекте МАС контроля и управления надежностью и качеством целесообразно разрабатывать системы группового управления, реализующие следующие цели: поддержание заданных системным оператором диспетчерских графиков напряжения в заданном коридоре при аварийном отключении источников распределенной генерации (например, ВИЭ, или аварии в сети, или на одном из источников генерации) – системная услуга внутри локальной энергосистемы; предоставление через распределительные и магистральные сети резервной активной и реактивной распределенной генерации локальной энергосистемы в качестве внешней системной услуги генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Перспективным подход в противоаварийном управлении ИЭС

является разработка мультиагентных систем противоаварийного управления (МАС ПАУ), которые обеспечивают возможность реализации иерархического интеллектуального управления. Такая система основана на децентрализованной структуре, которая обеспечивает быструю и надежную реакцию в нормальных и аварийных условиях.

Предполагается, что все последовательные устройства энергосистемы, такие как генераторы, линии электропередачи, трансформаторы и контроллеры потока мощности, оснащены агентами. Агент определяется как аппаратные средства или программное обеспечение операционного лица в виртуальной или реальной среде. Агенты могут работать в конкурентных или совместных режимах в зависимости от состояния системы безопасности. Оба типа агентов имеют две цели: локальные местные – заключаются в поддержке локальных параметров режима и характеристик работы локального оборудования в допустимых пределах, и глобальные – предотвращение крупной аварии. Агенты внутри МАС ПАУ координируют свою работу путем обмена сообщениями друг с другом.

Интеллектуальные системы предупреждения и ликвидации аварийных режимов на базе мультиагентной автоматики и карт Кохонена. Для управления мультиагентной автоматикой необходимо отслеживать и выявлять предаварийные состояния ЕЭС. Используется сеть Кохонена, которая самообучаемая в автономном режиме и используется в дальнейшем в режиме on-line для мониторинга, сигнализации и перевода агентов МАС ПАУ в режим сотрудничества.

Внедрение малой распределенной генерации и формирования интеллектуальных распределительных сетей, управляемых по новым эффективным алгоритмам, позволит: подключить дополнительных потребителей без увеличения пропускной способности силовых трансформаторов главных понижающих подстанций (ГПП) и линий; увеличить производственные мощности потребителей без увеличения потребления из сети питания; улучшить технико-экономическую эффективность систем электроснабжения как самих потребителей, так и электросетевых компаний; повысить устойчивость систем электроснабжения и нагрузки потребителей при снижении напряжения в сети.

1.8. Концепция создания интеллектуальных сетей в Украине

Мировой опыт свидетельствует, что интеллектуальную сеть можно построить в несколько этапов. Первый этап – разработка концепции построения интеллектуальной сети. Второй и третий этапы могут реализоваться параллельно: работа над созданием интерфейсов, способных связать модернизированные объекты магистрального электросетевого хозяйства с генерацией и потребителями, проводится одновременно с развитием пилотных проектов, в рамках которых отрабатываются технологии для создания ИЭС.

Возможный перечень этапов концепции создания интеллектуальных сетей в Украине:

1. Новые решения и технологии (прорывные и улучшающие): новые типы электрооборудования, в том числе новые системы мониторинга состояния оборудования, самовосстановления, релейной защиты и противоаварийной автоматики, системы учета энергоносителей.

2. Информационное взаимодействие и системы управления: создание информационной инфраструктуры, интеграция ее с электросетевой, информационное обеспечение и оптимизационные системы управления всеми процессами в электрической сети.

3. Нормативно-правовые аспекты: новый спектр услуг, который предоставляется субъектами электроэнергетики; нормативное распределение ролей по взаимодействию субъектов электроэнергетики в новых условиях, в том числе разработка сетевых правил.

4. Создание и реализация пилотных проектов (энергетических кластеров): интеграция электросетевой и информационной инфраструктуры, интеграция всех видов генерации, систем накопления электроэнергии; создание всережимной системы управления с полномасштабным информационным обеспечением, оптимизационные системы управления; выбор зон для реализации пилотных проектов, оценка технических, экономических, экологических и социальных эффектов.

5. Тиражирование результатов, объединение кластеров, создание ИЭС Украины, тиражирование полученных успешных результатов пилотных проектов, интеграция энергетических кластеров в единую электроэнергетическую систему.

Ожидаемые результаты от внедрения Smart Grid:

- 1) наиболее эффективное использование энергоносителей;
- 2) выведение сетевого хозяйства из кризисной ситуации за счет замены устаревшего оборудования;
- 3) уменьшение потерь электроэнергии, значительная ее экономия;
- 4) снижение времени аварийного отключения; повышение эффективности загрузки электросетевого оборудования;
- 5) повышение объемов транзита электроэнергии на 15–20 % без строительства новых сетевых объектов;
- 6) снижение затрат на производство энергии;
- 7) снижение стоимости коммунальных услуг;
- 8) использование альтернативных источников энергии;
- 9) уменьшение воздействия объектов энергетики на экологию (сокращение выбросов CO₂ в атмосферу);
- 10) обеспечение модели двусторонней связи с потребителем;
- 11) выявление хищений электроэнергии, повреждений оборудования и своевременное их устранение.

Продвижение концепции Smart Grid требует изменения многих элементов энергосистемы. Их успех зависит не только от установки новых счетчиков и повышения эффективности поставки электроэнергии. Необходимы долгосрочные меры, такие как развитие силовой электроники и устройств на ее основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS) для повышения пропускной способности линий и обеспечения устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях, широкое развитие рассредоточенной генерации и ВИЭ. Следует учитывать, что различные технологии интеллектуальной энергосистемы внедряются на рынке и с разной скоростью.

Еще одним препятствием комплексной реализации концепции интеллектуальной энергосистемы выступает сложность перестройки взаимоотношений субъектов электроэнергетики, поскольку внедрение Smart Grid касается всех непосредственных участников (физических и юридических лиц любой формы собственности) процессов производства, передачи, распределения, потребления, покупки и продажи электрической энергии. Соответственно масштабы такого проекта соизмеримы с масштабами создания новой

электроэнергетической системы, включая глубину проработки и детализации до каждого отдельного электроприемника.

Внедрение инновационных технологий связано с решением двух критических вопросов, которые позволят по-новому взглянуть на отношения потребителя и энергетической компании: обеспечение потребителя технологией двустороннего контроля, которая может помочь управлять заявленной пиковой мощностью; реализация динамического ценообразования на розничном рынке электрической энергии, стимулирующая потребителей к изменению привычных для них графиков электрических нагрузок.

Одна из функциональных возможностей интеллектуальной сети – автоматический постоянный информационный обмен между измерительными приборами и информационной системой компании.

Внедрение Smart Grid ведет к изменению технологий функционирования энергосистемы (прямое управление нагрузкой у потребителя, моделирование диспетчеризации, инструменты анализа распределенной системы в режиме реального времени, анализ реагирования на спрос, поддержка аварийного восстановления системы и проч.), к изменению системы управления энергосистемой (новая архитектура ПО, система управления), к формированию и росту новых рынков. Не исключено, что интеллектуальные сети будут не только способствовать модернизации украинской энергосистемы, но и помогут создать новую электротехническую базу для производства оборудования.

Список использованной литературы

1. *Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years.* – Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. – July 2003. – 89 p.
2. *European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity.* – 2006, 44 p. [Electronic resource] – Mode of access: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf
3. *Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids. SRA 2007 for the needs by the year 2035.* – 2012. – 72 p. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.smartgrids.eu/documents/sra2035.pdf>
4. *EPRI's IntelliGridSM initiative.* [Electronic resource] – Mode of access: <http://intelligrid.epri.com>
5. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П.* Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
6. *Кобец Б.Б., Волкова И.О.* Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
7. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П.* Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1. – К.: ІЕД НАН України, 2011. – С. 5–20.
8. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П.* Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – С. 5–13.
9. *The Modern Grid Initiative Version 2.0, Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007.* [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.netl.doe.gov/smartgrid/>
10. www.smartgrids.eu
11. www.oe.energy.gov/smartgrid.htm
12. *What the smart grid means to America's future. SA smarter grid requires the participation of those who can deliver technology solutions to assist utilities and engage consumers.* – p. 12. – URL: [www.oe.energy.gov / Document and Media / Technology Providers.pdt](http://www.oe.energy.gov/DocumentandMedia/TechnologyProviders.pdt)
13. *10 steps to Smart Grids* // Union of the Electricity Industry. – EURELECTRIC, 2011.
14. *Technology Roadmap Smart Grids.* – Paris: OECD/IEA, 2011. – 52 p.
15. *Вариводов В.Н., Коваленко Ю.А.* Интеллектуальные электроэнергетические системы // Электричество. – 2011. – № 9. – С. 4–9.

16. www.gridology.ru
17. Бударгин О.А., Мисриханов М.Ш., Седунов В.Н., Рябченко В.Н. Проблемы и перспективы внедрения технологии Smart Grid в магистральных электрических сетях высокого и сверхвысокого напряжения [Электронный ресурс] http://gritsunov.com/Common/Education/Publications/Conferences/.../3_2.pdf.
18. Булатов Б.Г., Тарасенко В.В. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети // Вестник ЮУрГУ. – 2012. – № 37. – С. 18–22.
19. Бердников Р.Н., Дементьев Ю.А., Моржин Ю.И., Шакарян Ю.Г. Основные положения концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью // Энергия Единой Сети. – 2012. – № 4. – С. 4–11.
20. Бердников Р.Н., Данилин И.В., Холкин Д.В., Моржин Ю.И. Навигатор для интеллектуальной энергетики // Энергия Единой Сети. – 2012. – № 4. – С. 12–17.
21. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (Концепция рассмотрена и одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011г.). – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 51 с.
22. Бахтадзе Н.Н., Ядыкин И.Б., Максимов Е.М., Максимова Н.Е. Мультиагентный подход к разработке систем управления интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс] – <http://расо2012.ipu.ru/procdngs/C205.pdf>

Основные сокращения в главе 1

ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ЕЭС	– единая электроэнергетическая система
ИЭС	– интеллектуальная электроэнергетическая система
ИКТ	– информационно-коммуникационные технологии
ИНС	– искусственные нейронные сети
МАСУ	– мультиагентная система управления
ОВБ	– оперативно-выездные бригады
ОС	– оценка состояния
ПАУ	– противоаварийное управление
ПО	– программное обеспечение
РГ	– рассредоточенная генерация

ГЛАВА 2

**ЭЛЕКТРОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ**

Информационные технологии признаны сегодня в мире как наиболее приоритетное направление развития науки и техники, поскольку их внедрение обеспечивает повышение уровня автоматизации, оптимизацию и прогнозирование технологических процессов и производств, расширение функциональных возможностей автоматизированных и автоматических систем управления ими. Главные тенденции развития информатизации и интеллектуализации электроэнергетики связаны со все более широким использованием цифровой техники, телекоммуникаций и новых программных комплексов, быстрым ростом объемов и сложности используемой для мониторинга параметров режима и технологического управления электроэнергетическими объектами (ЭЭО) информации. Использование микропроцессорной техники предоставляет практически неограниченные возможности объединения всей информации о контролируемом ЭЭО, включительно и разнесенной во времени и пространстве, с целью повышения технологической эффективности его системы управления. Однако отсутствие с начала внедрения цифровых устройств и систем стандартизированных требований к цифровой информации, форм ее представления, способов обработки и передачи привело к созданию и функционированию в энергосистемах (ЭС) разных информационно несовместимых и непригодных к расширению систем. К тому же это создает трудности в обеспечении наследственности и преемственности в развитии техники управления, ее унификации и стандартизации, трудности в наладке и эксплуатации систем управления разного типа и уровня напряжения ЭЭО.

При таких условиях отсутствие стандартизации организации технологического управления цифровой подстанцией, разветвлен-

ной информационной инфраструктуры, которая обеспечивала бы получение, сбор, предварительную обработку, стандартизированные передачу и обмен информацией между электронными устройствами разных производителей, прежде всего между первичными измерительными преобразователями тока и напряжения и вторичными системами ЭЭО, становится главным препятствием на пути внедрения новых энергетических и информационных технологий в электроэнергетической области.

В мире в основу национальных программ перспективного развития электроэнергетики положена новая технологическая платформа построения энергосистем, которая получила название Smart Grid. Основная идея создания таких систем – это надежное, энергоэффективное и качественное энергоснабжение, основанное на росте роли управления как важнейшего фактора инновационного развития электроэнергетики и построении высокопроизводительной информационно-вычислительной инфраструктуры, которая должна стать основой энергосистемы. При этом информация, прежде всего, оперативная измерительная, приобретает роль главного фактора повышения энергоэффективности и качества управления, а процессы и средства ее получения, сбора и обработки, взаимобмена ею становятся основой разработки и внедрения нового технологического базиса интеллектуальной электроэнергетики 21-го столетия согласно концепции Smart Grid.

Ключевым элементом интеллектуальной энергетики – «цифровая» подстанция, где получение информации, передача, обработка осуществляются в цифровом виде. Основными характеристиками такой подстанции являются интеллектуализация первичного оборудования, развитая коммуникационная сеть и автоматизация эксплуатации и управления [1].

Применение электронных преобразователей тока/напряжения на таких подстанциях имеет большое значение в повышении надежности и энергоэффективности энергосистем и особенно систем релейной защиты. Поэтому взаимосвязь между электронными датчиками и вторичными системами нуждается в значительном внимании и влияет на совместимость со вторичным оборудованием систем мониторинга, учета, защиты и управления, а также на эффективность их функционирования.

2.1. Электронные средства измерения токов и напряжений высоковольтных электроэнергетических объектов

Первыми измерительными преобразователями (ИП), которые используются более ста лет в электроэнергетике и промышленности для высоковольтных измерений переменных токов и напряжений, являются измерительные трансформаторы (ИТ) – трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН) электромагнитного типа. За прошедшие с момента их создания годы много ученых проводили исследования в этой сфере. Значительный вклад в развитие первичных измерительных преобразователей тока и напряжения сделали: Барзилович В.М., Бачурин Н.И., Кутявин И.Д., Дроздов А.Д., Казанский В.Е., Вишневский А., Сирота И.М., Стогний Б.С., Кириленко А.В., Танкевич Е.Н. и другие отечественные и зарубежные ученые.

Существует большое многообразие ТТ и ТН, и потому их, как правило, классифицируют по следующим признакам [2]: по роду установки; способу установки; количеству коэффициентов трансформации; количеству степеней трансформации; выполнению первичной обмотки; роду изоляции между первичной и вторичной обмотками; принципу преобразования тока или напряжения; величине исходящего сигнала.

Электронные ТТ и ТН в настоящее время активно развиваются во всех направлениях, и поскольку общей их классификации не существует, предложена классификация высоковольтных измерительных преобразователей такого типа (рис. 2.1) с учетом современных тенденций их развития и особенностей практического применения. На рис. 2.1 обозначено: ОРУ – открытое распределительное устройство; ЗРУ – закрытое распределительное устройство; ТРХ, ТРУ, ТРЗ – ТТ, соответственно с замкнутым магнитным сердечником; с сердечником с минимальным зазором и зазором, который обеспечивает линейность преобразования тока во всех режимах работы.

Основными классификационными признаками электронных измерительных преобразователей (ЭИП) являются тип датчика и характер выходного сигнала электронного преобразователя. При классификации по характеру выходного сигнала важно разделение таких средств измерения на аналоговые и цифровые. Последние в свою

очередь делятся по месту осуществления аналого-цифрового преобразования (АЦП) сигнала и по характеру измеряемых величин.

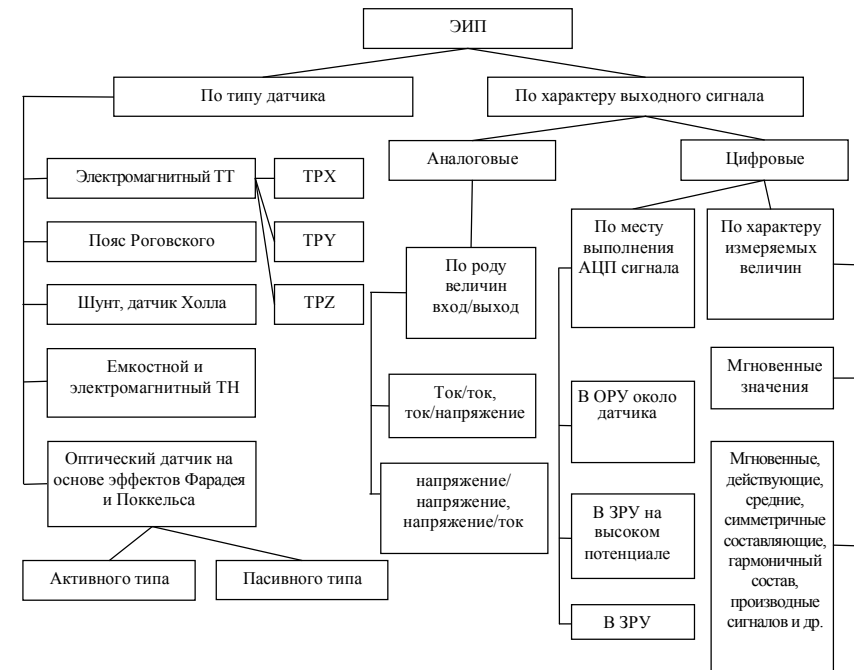


Рис. 2.1. Классификация ЭИП тока и напряжения

Принимая во внимание многочисленные исследования и перспективность использования оптико-электронных измерительных преобразователей, следует также уделить особое внимание таким средствам высоковольтных измерений токов и напряжений.

Под оптико-электронными измерениями понимаются измерения электрических величин, осуществляемые на основе использования оптического проявления тока или напряжения (оптических эффектов) и электронной обработки сигналов, функционально связанных с измеренными сигналами. В высоковольтных сетях такие измерения выполняются нетрадиционными ИТ или, как их чаще называют, оптико-электронными измерительными преобразователями (ОЭИП). Исходя из классификации ИП, представленной в работе [3],

можно определить ОЭИП как комплексное средство измерения, которое реализует ряд операций процедуры измерения (масштабное преобразование, изменение физической природы измерительной величины, модуляцию сигнала) и общую для всех информационных процедур операцию передачи информации от датчика до средств ее обработки или индикации. Поскольку в данном случае процедура измерения выполняется в области высокого потенциала, то передача информации от высоковольтной части устройства к его низковольтной части приобретает особое значение. Именно с целью обеспечения связи и полной электрической развязки цепи высокого напряжения и вторичных измерительных цепей связаны первые в бывшем СССР попытки применения оптических информационных каналов в высоковольтных измерительных устройствах тока [4, 5, 6].

Физической основой оптико-электронных методов высоковольтных измерений токов и напряжений являются процессы последовательного преобразования измеренного электрического сигнала – носителя измерительной информации в световой сигнал, дистанционной передачи светового сигнала на потенциал земли и обратное преобразование светового сигнала в аналоговый электрический с дальнейшим его усилением или же кодированием, то есть представлением в цифровом виде.

Коротко и обобщенно процедуру измерения можно представить следующим образом. При прохождении светового пучка через оптически активную среду, электрическое или магнитное поле, обусловленное измеренным током или напряжением высоковольтной линии электропередачи (ЛЭП), действует на эту среду, вызывая изменение характеристик светового пучка. Возникшие изменения параметров пучка регистрируются низковольтной аппаратурой.

Принцип действия оптических преобразователей тока основывается на использовании магнитооптического эффекта Фарадея и заключается в измерении магнитного поля, возникающего вблизи провода, по которому протекает ток высоковольтной ЛЭП, в виде угла поворота плоскости поляризации световой волны, пропущенной через вещество, в котором наблюдается эффект Фарадея. Физически этот эффект обусловлен тем, что линейно поляризованная волна при прохождении через ячейку Фарадея длиной L , помещенную в магнитное поле с напряженностью H параллельно магнитным силовым линиям, разделяется на две волны с круговой поляри-

зацией, которые вращаются в противоположных направлениях и двигаются с разными скоростями. За пределами ячейки Фарадея (оптически-активного вещества) обе составляющие волны в результате рефракции снова образуют линейно поляризованную световую волну, плоскость поляризации которой повернута на угол θ относительно плоскости волны на входе ячейки: $\theta = V \cdot N \cdot \int_0^L H_1 dl$,

где V – постоянная Верде, которая характеризует активность эффекта Фарадея для данного вещества; N – количество взаимных пересечений провода с током и оптоволокну, по которому распространяется световая волна.

Угол поворота θ будет положительным, если направление вращения плоскости поляризации совпадает с направлением тока, который создает магнитное поле. Значение угла поворота преобразовывается анализатором в значение интенсивности света и дальше передается оптоволокну в светопринимающее устройство. Исходящий сигнал оптоэлектрического преобразователя усиливается в усилителе и поступает на индикатор.

Благодаря разработке микроволокон, которые производятся со стекла с высоким значением постоянной Верде и вместе с тем характеризуются свойством линейной поляризации светового потока, магнитооптический модулятор (ячейка Фарадея) и линия связи между высоковольтной и низковольтной частями преобразователя тока ЛЭП выполняется в виде единого элемента.

Таким образом, с помощью обмотки, сделанной из гибкого оптоволокну, которая охватывает проводник с током большой величины, можно получить тот же результат, который имеем при применении обычного ТТ (рис. 2.2, где обозначено: 1 – источник света; 2 – поляризатор; 3 – линза; 4 – оптическое волокно; 5 – анализатор света; 6 – приемник оптического сигнала; 7 – усилитель; 8 – индикатор).

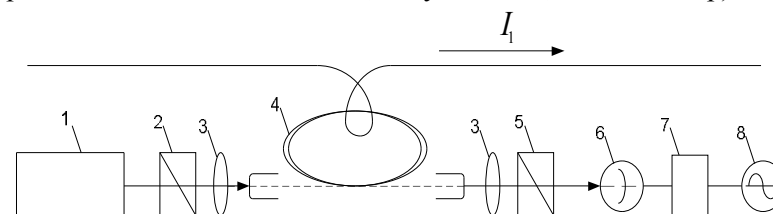


Рис. 2.2. Структура оптико-электронного преобразователя тока

Равно как напряженность магнитного поля, так и ток высоковольтной ЛЭП могут быть измерены с помощью эффекта Фарадея, для измерения напряженности электрического поля и напряжения высоковольтной ЛЭП может быть задействован эффект Погкельса. Последний заключается в изменении коэффициента преломления светового луча в веществе, которое характеризуется оптической анизотропией, под действием внешнего электрического поля, приложенного в направлении хода луча. Когда неполяризованное излучение от источника света попадает на поляризатор, то из всех возможных направлений колебаний светового вектора поляризатор выделяет лишь совпадающие с направлением пропускания поляризатора. Дальше линейно поляризованное колебание движется в ячейку Погкельса, где благодаря разным коэффициентам преломления, скорости распространения световых волн с разными направлениями поляризации меняются. В результате изменения скорости распространения оптического сигнала меняется его фаза. Поэтому разницу фаз световых волн, которая обусловлена внешним электрическим полем, можно измерить по выражению $\Delta\psi = \lambda l / bU$, где λ – коэффициент, который определяется направлением падения световой волны и срезом кристалла; l , b – соответственно длина и толщина кристалла; U – приложенное напряжение.

Таким образом, рассмотренное измерение напряжения заключается в следующем: линейно поляризованная световая волна за счет двойного лучепреломления превращается в эллиптически поляризованную волну, из которой с помощью анализатора выделяется волна с определенной плоскостью поляризации и измеряется ее интенсивность, зависящая от коэффициента преломления, пропорционального измеренному напряжению.

Описанные явления лежат в основе измерения напряжения с помощью оптического преобразователя, структура которого показана на рис. 2.3, где обозначено: 1 – генератор света; 2 – оптическое волокно; 3 – линза; 4 – поляризатор; 5 – ячейка Погкельса (монокристалл с электрооптическим эффектом); 6 – анализатор света; 7 – приемник оптического сигнала; 8 – усилитель; 9 – индикатор.

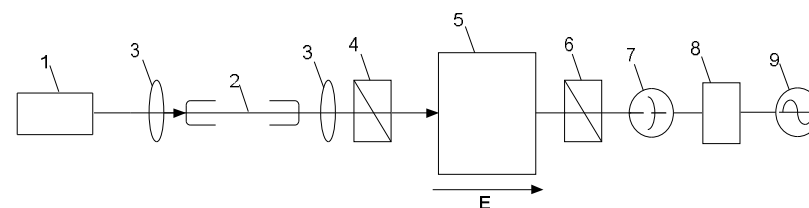


Рис. 2.3. Структура оптико-электронного измерительного преобразователя напряжения

Из рисунка видно, что физические процессы, которые лежат в основе рассмотренных устройств, связаны со взаимодействием электрических и магнитных полей с оптически активной средой. В результате этого меняются показатели преломления среды и происходит поворот плоскости поляризации линейно поляризованного света, который распространяется в среде вдоль поля, в котором находится среда. Угол поворота плоскости поляризации световой волны, который пропорционален величине поля (тока, напряжения), может быть измерен или преобразован в модуляцию интенсивности света, подлежащую измерению.

Коротко рассмотрев физические эффекты и процессы, лежащие в основе оптико-электронных измерений токов и напряжений, необходимо указать на их практическое использование.

Исходя из анализа публикаций относительно методов и средств высоковольтных измерений токов и напряжений, основанных на использовании магнитного [2, 4–7], электрического [8], радио- [9, 10], акустического и других видов связи, главным классификационным признаком ОЭИП является использование оптической связи для передачи информации от датчика, расположенного в области высокого потенциала, ко вторичным низковольтным измерительным цепям.

В качестве датчика в таком преобразователе может быть использован электромагнитный ТТ или ТН специального исполнения – без высоковольтной изоляции, с малыми габаритами (благодаря очень незначительной вторичной нагрузке); пояс Роговского, датчик Холла или шунт. Конечно, наиболее полно этому названию отвечает преобразователь с датчиком оптического типа и оптическим каналом связи.

Таким образом, преобразователи, которые реализуют оптико-электронные методы, могут отличаться прежде всего типом использованного в них датчика (физическим эффектом, положенным в его основу), местом нахождения источника света (в области высокого напряжения или на потенциале земли), видом модуляции светового потока и формой представления исходящего сигнала. Исходя из указанных признаков, возможна следующая классификация оптико-электронных средств измерения токов и напряжений высоковольтных электроэнергетических объектов (рис. 2.4) [11].

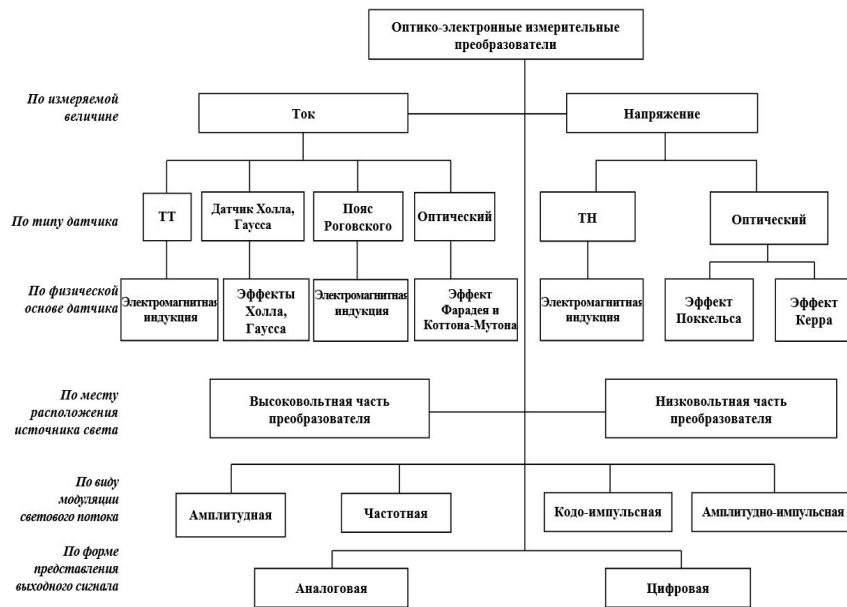


Рис. 2.4. Классификация ОЭИП

Таким образом, основными преимуществами оптико-электронных средств высоковольтных измерений токов и напряжений являются:

- прогрессивное, технически совершенное и экономически выгодное решение проблемы выполнения изоляции высоковольтных средств измерения токов и напряжений, прежде всего сверх- и ультравысокого напряжения;

- уменьшение массогабаритных показателей высоковольтных преобразователей, а также их полная эколого-, пожаро-, взрыво- и электробезопасность;

- универсальность таких средств измерения, то есть способность выполнения масштабного преобразования и измерение как переменного, так и постоянного и импульсного токов разных уровней напряжений, особенно сверх- и ультравысокого напряжения;

- электромагнитная, информационная и функциональная совместимость со вторичными цифровыми системами: измерения, релейной защиты, автоматического и автоматизированного управления электроэнергетическими объектами и системами;

- возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием разных интерфейсов – дискретных, цифровых и аналоговых;

- малоинерционное, с высокой точностью, измерительное преобразование сигналов с отсутствием явлений, характерных для электромагнитных аналогов, которые ограничивают их динамический диапазон и точность измерений;

- широкий динамический и частотный диапазон измерений, который позволяет проводить полный анализ не только количества, но и качества электроэнергии в части ее гармоничного состава, а также осуществлять анализ электромагнитных и электромеханических переходных процессов в энергосистемах (для систем релейной защиты и противоаварийной автоматики).

Однако пока что применение ОЭИП ограничено по ряду причин:

- незначительная мощность исходящих цепей, недостаточная для приведения в действие существующих комплектов электромеханических защит, и необходимость для ее повышения использования дополнительных аппаратных средств;

- отсутствие у терминалов защит и приборов учета, которые выпускаются отечественными и многими зарубежными производителями, соответствующих входов для подключения оптических преобразователей;

- отсутствие национальных стандартов, которые регламентировали бы поверку и определение класса точности оптических датчиков и преобразователей в целом;

- отсутствие достаточного количества статистических данных по использованию таких устройств, которое значительно затрудняет определение их надежности;

- высокая стоимость проектов, учитывая высокую стоимость преобразующих устройств и сетевого оборудования и организацию цепей тока и напряжения в цифровом виде.

К тому же, по мнению некоторых специалистов, не все из приведенных преимуществ представляют собой настолько позитивные аргументы, чтобы значительно увеличить преимущество ОЭИП над традиционными трансформаторами [12]. В частности, это широкая полоса пропускания сигнала, высокая стойкость к помехам, долговечность, стабильность и простота исполнения, поскольку почти все они обеспечиваются традиционными ИТ.

2.2. Единая база данных измерительной информации для автоматизированных систем управления в энергетике

Существующая система обеспечения измерительной информацией (ИИ) систем управления ЭЭО основывается на использовании широкой гаммы средств измерительной техники:

- высоковольтных измерительных ТТ и ТН;
- разнородных вторичных ИП (тока, напряжения, частоты, активной и реактивной мощностей, показателей качества электроэнергии);
- счетчиков активной и реактивной энергии;
- информационно-измерительных систем.

Традиционно получение ИИ каждой из функциональных подсистем осуществляется от отдельных вторичных ИП. Соответственно и действуют эти подсистемы автономно, без надлежащего взаимодействия между собой. Это приводит к многократному дублированию отдельных измерений, результаты которых бывают противоречащие или же некорректные, перегрузке вторичных измерительных цепей ТТ и ТН, многократной обработке сигналов, значительным затратам на получение и сбор ИИ и низкой эффективности функционирования систем управления. Вторичные ИП, которые используются сегодня, во многих случаях не обеспечивают нужной точности, не дают достаточной информации о времени вы-

полнения измерений и нуждаются в средствах аналого-цифрового преобразования (АЦП) для передачи результатов измерения на верхний уровень управления. К тому же большинство из них производится за границей.

Последние, которые строятся на основе программированной логики (функция которой определяется как схемой, так и программой), наиболее полно удовлетворяют современным требованиям. Относительно же электронных счетчиков электроэнергии аналогового типа, то с точки зрения повышения точности и создания современной сети телеобработки данных учета электроэнергии, они уже не отвечают тенденциям современного технологического развития, которое полностью сориентировано на использование оптико-цифровых измерительных приборов.

В начале 90-х годов XX в. при внедрении микропроцессорных систем релейной защиты и противоаварийной автоматики в электроэнергетике сложилась ситуация, что каждый разработчик таких систем вынужден был дополнительно к основным функциональным задачам самостоятельно решать все задачи, связанные с цифровой регистрацией и первичной обработкой аналоговых сигналов первичных ТТ и ТН [13]. Имеются в виду как аппаратные, так и программные средства реализации указанных задач. Это приводит, прежде всего, к низкой точности и надежности, лишнему разнообразию и несовместимости, построению систем не способных к расширению. Состояние дел усложняется отсутствием национальных государственных стандартов на параметры получаемой ИИ, формы ее представления и способы передачи. Еще одним негативным последствием такого состояния являются затруднения в наследственности и преемственности в развитии программно-технических средств регистрации и обработки аналоговой информации, невозможность их унификации и стандартизации, сложность наладки и эксплуатации.

Указанная тенденция в развитии вторичных микропроцессорных систем не отвечала той, которая имела место в области аналоговых вторичных систем электроэнергетики. Существующие высоковольтные ТТ и ТН, которые являются единственными источниками ИИ о токе и напряжении ЭЭО, имеют стандартизированные исходящие сигналы, нормированные метрологические характеристики. Вторичные системы, построенные на основе таких преобразователей,

характеризуются общим источником ИИ аналогового типа с нормированными характеристиками для всех потребителей и являются системами открытыми, то есть способными к расширению.

Исходя из особенностей развития микропроцессорных средств регистрации и предварительной обработки (МСРО) аналоговых сигналов был сделан вывод о целесообразности построения их такими, которые имели бы похожие свойства со свойствами аналоговых систем, а именно: единую информационную базу, стандартизированные характеристики исходящих сигналов и были бы открытыми [14]. Отметим кратко основные аспекты принятого подхода к построению таких систем.

МСРО должны основываться на аппаратно-программных средствах фирм, которые обеспечивают наследственность в усовершенствовании своей продукции, способной удовлетворить возрастающие требования потребителей, смогут обеспечить нужды электроэнергетики в таких средствах. Архитектура МСРО должна обеспечивать их открытость. Из комплекса задач, которые выполняются МСРО, была выделена специализированная функция регистрации мгновенных значений аналоговых сигналов. Целесообразность этого заключается в том, что таким образом обеспечивается возможность создания единой для всех вторичных систем информационной базы в виде мгновенных значений зарегистрированных сигналов с заданными метрологическими характеристиками. Вместе с тем эта ИИ является основой информационного обеспечения всех следующих иерархических уровней управления электроэнергетикой и отвечает измерительному уровню согласно их классификации, представленной в работе [15].

Мгновенные значения токов и напряжений контролируемых присоединений с точки зрения перспектив их использования для повышения быстродействия являются наиболее полноценной и универсальной ИИ для всех вторичных микропроцессорных систем, которые используют разные информативные параметры измеренных сигналов (мгновенные или интегральные значения полного сигнала, его отдельных составляющих, их производных и др.) [16]. Использование средств цифровой обработки мгновенных значений сигналов обеспечивает возможность выбора для осуществления разных функций управления новых критериев контроля режимов ЭЭО, поиска новых путей их анализа. Поэтому количество инфор-

мативных параметров, которые будут использоваться для решения разных задач управления, со временем увеличивается.

При анализе точности получаемой ИИ указанный подход к созданию единой общей базы ИИ обеспечивает возможность использования наиболее простой модели определения погрешностей первичного измерительного преобразователя (ПИП), в которой информативными являются мгновенные значения полных входного и исходящего сигналов [13] и которая должна быть положена в основу проведения метрологической аттестации средств измерения токов и напряжений цифровых систем управления ЭЭО.

Согласно изложенному, погрешность преобразования измеренного сигнала в виде тока или напряжения определяется как разность: $\Delta y(t) = y_2(t) - y_{2id}(t)$, где $y_2(t)$ и $y_{2id}(t)$ – соответственно реальное и идеальное значения исходящего сигнала ПИП. Выражение, положенное в основу построения модели определения погрешности, имеет вид $\Delta y(t) = \Pi_p[y_1(t) + y_{1впл}(t) - \Pi_{id}[y_1(t)]]$, где $y_1(t)$ – ток или напряжение контролируемого ЭЭО; $y_{1впл}(t)$ – функция помех; Π_p и Π_{id} – соответственно оператор реальной и идеальной операций преобразования измеренного сигнала.

Следует также заметить, что в сравнении с оцениванием погрешности определения средних или интегральных значений технологических параметров, оценивание погрешности определения мгновенных значений, как показано в работе [17], является более простым, поскольку первые зависят от корреляционных характеристик как самих процессов изменения во времени технологических параметров, так и процессов изменения погрешности их определения. А это предопределяет необходимость выявления связи погрешности определения средних значений параметров с величинами интервалов усреднения и с характером изменения во времени погрешностей измерения мгновенных значений.

Создание оптового рынка электроэнергии в результате структурных изменений, которые произошли в электроэнергетике, вызвало необходимость коррекции некоторых положений дальнейшего развития средств получения и сбора ИИ в системах управления ЭЭО, решение целого ряда сложных задач, которые накопились из-за ориентации на существующий тогдашний парк измерительной аппаратуры [18].

Технической основой создания единой базы данных измерительной информации ЭЭО в виде синхронизированных мгновенных значений фазных токов и напряжений являются электронные измерительные преобразователи с цифровыми выходами. Это будет содействовать построению технически рациональной и экономически оправданной структуры цифровой техники управления электрическими подстанциями, улучшению качества управления и контроля технологических процессов в электроэнергетике, уменьшению затрат на строительство и модернизацию ЭЭО.

2.3. Требования к электронным измерительным преобразователям высоковольтных электроэнергетических объектов

Как было отмечено ранее, отсутствие с начала внедрения цифровых устройств и систем на ЭЭО стандартизированных требований к параметрам цифровой информации, форм ее представления, способов обработки и передачи привело к созданию и функционированию в энергосистемах разных информационно несовместимых и не способных к расширению систем. К тому же это создавало также трудности в обеспечении наследственности и преемственности в развитии техники управления, ее унификации и стандартизации, трудности в процессе наладки и эксплуатации автоматизированных систем управления (АСУ) различного типа и уровня напряжения ЭЭО.

Эти обстоятельства привлекли внимание Международной электротехнической комиссии (МЭК), в частности ее Технического комитета 57 (TC57), и послужили причиной разработки ним пакета взаимосвязанных стандартов [19] (IEC 61850 – “Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроэнергетических предприятий”), главной целью которых является стандартизация организации технологического управления ЭЭО. Стандарт IEC 61850 широко распространен в мировой электроэнергетике на объектах разного уровня напряжения. Он распространяется на системы автоматизации подстанций и определяет стандартизированные и надежные методы обмена данными между интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) разных производителей на

уровнях отдельного электрического присоединения и подстанции. Стандарт IEC 61850 значительным образом определяет структуру систем вторичной коммутации и требования к ПИП тока и напряжения относительно их структуры и нагрузки, в качестве основных компонентов и поставщиков измерительной информации для АСУ.

Далее проанализируем разные аспекты влияния требований указанного стандарта на структуру и некоторые характеристики ПИП [20].

Исходящие сигналы традиционных электромагнитных измерительных ТТ и ТН определяются ДСТУ ГОСТ 7746-2003 и ГОСТ 1983-2001 (IEC 60044 [21] включительно IEC 60044-1:1996 и IEC 60044-2:1997) соответственно. Для ТТ эти сигналы составляют 1 или 5 А, для ТН – 100/3 В, или 100/√3 В. Номинальная нагрузка ИТ при этом может составлять от единиц до десятков вольт-ампер. Такая высокая мощность необходима для работы электромеханических реле и в настоящее время не является актуальной в связи с низким энергопотреблением по цепям измерения современных микропроцессорных устройств (МУ). Но традиционно для передачи информации от электромагнитных ТТ и ТН о токах и напряжениях электрических сетей используются указанные уровни электрических сигналов, которые передаются по электрическим кабелям с медными жилами ко вторичному оборудованию.

Кроме того, такие высокие уровни сигналов обусловлены технологическими причинами при изготовлении ТТ и ТН и условиями обеспечения помехоустойчивости вторичного оборудования. При этом в составе микропроцессорных устройств содержатся входные ИП тока и напряжения, которые обеспечивают преобразование сигналов ТТ и ТН в напряжение, необходимое для нормальной работы аналого-цифрового преобразователя (АЦП) МУ, гальваномангнитную развязку и необходимую прочность изоляции между входными и исходящими цепями МУ. Входные ИП тока и напряжения потребляют по цепям измерения незначительную мощность (обычно меньше 0,1 ВА), но МУ могут быть расположены на большом расстоянии (несколько сотен метров) от ТТ и ТН (рис. 2.5, где ВИПТ, ВИПН – входные ИП тока и напряжения соответственно). В этом случае электрическое сопротивление соединительных кабелей создает дополнительную нагрузку на ИТ, которая не позволяет минимизировать размеры электромагнитной системы ТТ и ТН.

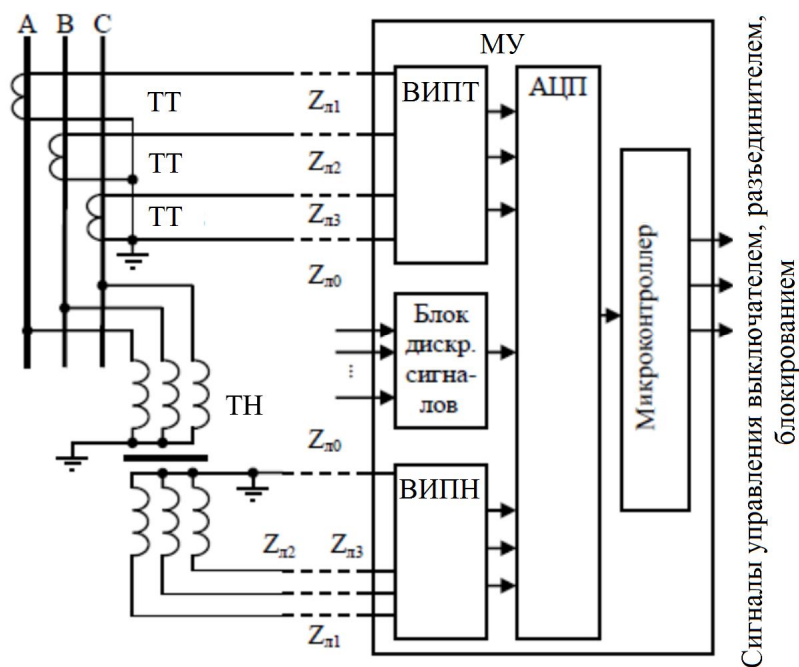


Рис. 2.5. Отдаленное расположение МУ от первичных ИП

В ЭИП тока и напряжения первичные ток и напряжение преобразовываются во вторичное напряжение, уровень которого регламентируется в международных стандартах IEC 60044-7 и IEC 60044-8 на электронные преобразователи напряжения и тока соответственно.

Действующее значение номинального вторичного напряжения ЭИП тока выбирается из следующего ряда: 22,5; 150; 200; 225 мВ; 4 В, а величина стандартной нагрузки составляет: 2 кОм; 20 кОм; 2 МОм. Действующее значение номинального вторичного напряжения ЭИП напряжения выбирается из ряда 1,625; 2; 3,25; 4; 6,5 В, а мощность нагрузки ЭИП напряжения с выходом <math><10\text{ В}</math> может составлять 0,001; 0,01; 0,1; 0,5 ВА.

Конкретное значение номинального напряжения ЭИП тока и напряжения выбирается из условия непревышения максимальным амплитудным значением исходящего напряжения величины 11,3 В,

которая является максимальной для большинства электронных устройств. Эта величина должна отвечать самому большому амплитудному значению первичного тока или напряжения. Исходя из этого стандарт IEEE C37.92 (аналоговые входы реле защиты от электронных преобразователей тока и напряжения), который определяет так называемый маломощный интерфейс для связи новых электронных ИП с электронными реле и ИЭУ, установил следующие номинальные значения исходящего напряжения:

- 200 мВ – ЭИП тока для защиты при номинальном коэффициенте предельной кратности $K_{ном}=40$;
- 4 В – ЭИП тока для измерения ($K_{ном}=2$);
- 4 В – ЭИП напряжения (для измерения и защиты, $K_{ном}=2$).

Требования IEEE C37.92 распространяются на оборудование, которое должно размещаться в защищенных помещениях, а связь осуществляться между выходом вторичного конвертера ЭИП тока (напряжения) и соответствующими входами электронных реле и ИЭУ с помощью экранированных витых пар длиной не больше 50 м. Первичные датчики тока (напряжения) работают в условиях интенсивных помех и расположены возле или на первичном оборудовании далеко от МУ. Поэтому ЭИП тока и напряжения производят со специальными системами передачи данных, по которым сигналы передают в цифровом виде в помехоустойчивых кодах, дешифрующих в непосредственной близости от потребителей информации. Этот интерфейс не стандартизированный, и каждый производитель разрабатывает его согласно собственному “стандарту”.

Основным влиятельным фактором на работу традиционных измерительных трансформаторов при внедрении IEC 61850 является уменьшение их нагрузки. Это достигается путем установки блока АЦП и обработки измерительной информации непосредственно на первичном оборудовании, которое сокращает длину соединительных проводов до нескольких метров. Практически нагрузка для ТТ состоит лишь из внутреннего сопротивления его вторичной обмотки. Хорошо известно, что уменьшение нагрузки ТТ при отсутствии витковой коррекции приводит к уменьшению его погрешностей и расширению диапазона рабочих токов. Уменьшение погрешностей измерительных ТТ повышает точность учета электроэнергии и, как следствие, содействует повышению эффективности работы энергосистемы. Для защитных ТТ увеличиваются коэффи-

циент предельной кратности и соответственно диапазон рабочих токов, то есть трансформаторы будут насыщаться при больших первичных токах, а это обеспечивает более надежную работу релейной защиты.

Уменьшение нагрузки измерительных ТТ приводит также и к увеличению коэффициента безопасности приборов вторичной обмотки, что требует дополнительных мер защиты входных цепей входных ИП тока блока аналого-цифрового преобразования и обработки ИИ при его разработке.

Если при производстве ТТ для обеспечения его класса точности было проведено витковую коррекцию, то уменьшение нагрузки ниже 25 % номинального может привести к увеличению его токовой погрешности и даже выходу ТТ за границы класса точности. Поэтому в таком случае необходимо предусмотреть установку дополнительной нагрузки не ниже 25 % от номинальной или ввести поправочный коэффициент на витковую коррекцию в блоке АЦП и обработки ИИ.

Переход на построение АСУ подстанций в соответствии с ИЕС 61850 требует от первичных ИП и линий связи чрезвычайно высокой надежности и помехоустойчивости. Цена выхода из порядка одного из элементов системы передачи информации может быть слишком высокой. На сегодняшний день требованиям по точности, надежности и помехоустойчивости более всего отвечают электромагнитные измерительные преобразователи. Для целей измерения более всего подходят ТТ, построенные на аморфных или нанокристаллических материалах, которые кроме точности обеспечивают номинальный коэффициент безопасности приборов. Для релейной защиты – это ТТ на сердечниках с зазором и цифровой коррекцией погрешности, которая обеспечивает точность в нормальных и аварийных режимах работы ЭЭС.

При проектировании новых электромагнитных ИТ учет уменьшенной и стабильной нагрузки позволяет создавать высоконадежные ИП с улучшенными метрологическими характеристиками, стабильными во времени и в динамическом, и частотном диапазонах изменения тока, дает возможность оптимизировать их конструктивные параметры, уменьшить размеры, материалоемкость и цену.

Требования к ТТ и ТН, согласно ГОСТ 7746-2001, отображают в основном нужды вторичных систем, которые выполнены на

электрохимической элементной базе и используют аналоговые сигналы с информационным параметром в виде действующих значений тока, равных 1 или 5 А промышленной частоты. Эти сигналы они получают от вторичных обмоток ТТ в устойчивом режиме работы контролируемого ЭЭС. Как известно, со временем сопровождающая развитие электроэнергетики тенденция постепенного сокращения времени отключения повреждений требовала повышения быстродействия систем релейной защиты и автоматики (РЗА), то есть их эффективной работы в условиях интенсивных переходных процессов. Отсюда и возникла потребность в точной работе (с заданными значениями динамических погрешностей) ТТ в таких условиях. Однако уже давно установлено, что производимые промышленностью электромагнитные ТТ с сердечниками из электротехнической стали из-за нелинейности и неоднозначности характеристик и влияния на них остаточной индукции в их сердечниках этим требованиям не отвечают. Однако несмотря на изложенное выше, вопрос о необходимости нормирования динамических характеристик ТТ на уровне национального стандарта до сих пор так и не нашел своего решения. В то же время указанные требования уже давно существуют в документах МЭК, а обеспечение заданной необходимой точности работы ТТ в переходных режимах рассматривается за границей как один из самых важных показателей высокого технического уровня таких аппаратов, которые, кстати, позволяют также упростить исполнение защиты ЭЭС.

Уже отмечалось, что измерительные преобразователи тока нового поколения конструктивно могут быть построены на основе использования как традиционных чувствительных элементов – ТТ электромагнитного типа, ТТ с немагнитным сердечником, так и нетрадиционных датчиков тока, в частности волоконно-оптических. Однако можно считать, что в ближайшем будущем наиболее массовым высоковольтным датчиком тока в электроэнергетике, особенно в отечественной, все же останется датчик, построенный по принципу трансформаторного эффекта – ТТ различных согласно классификации МЭК [21] конструктивных модификаций типа ТРХ, ТРУ и ТРЗ.

Известно, что технические требования к средствам измерения разрабатываются на основе результатов анализа мировых тенденций развития ряда соответствующих областей науки и техники и наиболее новых достижений метрологии. Определение заказчиком – Ми-

нистерства энергетики и угольной промышленности Украины технических требований к таким ИП тока, выполнение которых было бы обязательным для всех разработчиков ИП и их отдельных компонентов, могло бы стать важной мерой повышения технического уровня и надежности систем управления ЭЭО и электроэнергетикой в целом. Ведь известно, что основные направления технической политики относительно построения ИП определяются техническими требованиями к ним. Поскольку до настоящего времени таких требований официально не существует, то исходя из основных требований стандарта [21], а именно восьмой его части, функционального назначения универсальных ИП, совокупности и объемов задач, выполняемых вторичными системами, в состав которых они входят, и характеристик среды, в которой они работают, исследовано и проанализировано общие технические требования к таким преобразователям и их особенности. Сделано это с учетом следующих обстоятельств. Во-первых, так как речь идет о двух видах ИП тока (для измерений и для защиты), то каждый из них рассматривается как средство измерения, общее для ряда вторичных систем, и требования к каждому из них должны быть обобщением требований всех отдельных систем и удовлетворять при этом наиболее жестким из них. Во-вторых, поскольку ИП являются неотъемлемой составляющей частью вторичных систем, то на них распространяются требования к этим системам, относительно передачи информации от датчика до его вторичной нагрузки. И в конце концов, так как ИП с цифровым представлением информации представляют собой цифровую информационно-измерительную систему, то соответственно на них распространяются все требования и к таким системам. Фактически речь идет о преобразовании требований к аналоговым датчикам тока и напряжения ЭЭО, которыми являются высоковольтные ТТ и ТН, в требования к цифровым системам.

Как отмечено выше, отличие наиболее характерных требований к датчикам тока ЭЭО со стороны систем измерений и релейной защиты, которое проявляется, прежде всего, в разных числовых значениях показателей их точности, предопределяет необходимость выполнения по назначению и двух видов цифровых выходов ИП – для измерений и релейной защиты.

Рассмотрим сначала кратко требования общего характера, которым должны отвечать все ИП, а дальше – специфические, присущие универсальным ИП.

Измерительные преобразователи должны удовлетворять требованиям к современным средствам автоматизации, а именно:

- комплексное и системное решение задач автоматизации;
- обеспечение возможности решения специфических проблем стандартными аппаратными и программными средствами с использованием структур открытых систем;
- стандартизация подсистем управления;
- максимальный учет потребностей потребителя даже при серийном производстве;
- готовность к непосредственному использованию, расширению и модернизации.

Самыми важными для всех вторичных систем являются требования к надежности, точности и помехоустойчивости, которые определяют их техническое совершенство и эффективность функционирования. Требования к надежности элементов систем выражаются путем нормирования таких их показателей, как безотказность, долговечность и ремонтпригодность. Суть указанных понятий регламентируется стандартом ГОСТ 27.002-83 «Надежность в технике. Термины и определения». Методы анализа надежности и расчетов ее показателей для микропроцессорных вторичных систем рассмотрены в работах [13, 22]. Для ЭИП задача обеспечения требований к надежности более актуальна для их аналого-цифровой и цифровой частей, поскольку надежность аналоговой части, которая состоит из электромагнитных ТТ и промежуточных преобразователей ток/напряжение, обеспечивается принципами их построения и простотой электрических схем. Для ТТ самыми важными являются требования к точности, поскольку первичное измерительное преобразование занимает особое место в цепи преобразований, осуществляемых в цифровом ИП, определяя границу возможной достижимой точности получаемой ИИ.

Наличие в эксплуатации многих видов разных, согласно положенным в основу их построения принципам, вторичных систем предопределяет необходимость использования при формулировании требований к средствам измерения в их составе относительно большого количества критериев точности. Последние могут формиро-

ваться на основе разного рода характеристик погрешностей средств измерения или же исходя из его информационных характеристик [23]. Выбор вида нужных характеристик должен осуществляться в зависимости от вида входного сигнала, назначения и условий функционирования ИП при условии обеспечения их метрологической совместимости с нормированными погрешностями датчика – ТТ [24]. Следует отметить, что при оценке точности ЭИП целесообразно воспользоваться как мгновенными, так и интегральными (амплитудная, угловая и полная) характеристиками погрешностей [2].

Также для ИП как средства ввода измеренного сигнала во вторичные системы, прежде всего в релейную защиту, в сравнении со средствами связи с объектом микропроцессорных устройств, устанавливаются такие дополнительные специфические условия:

- способность работать в условиях больших кратностей амплитуд входных сигналов;
- высокая точность измерительного преобразования в широком динамическом и частотном диапазонах;
- повышенное быстродействие, которое обеспечивало бы возможность прогнозирования значений входных сигналов;
- способность правильно работать в электрических сетях со сменными частотой и формой входных сигналов;
- обеспечение заданной точности измерения, электрической прочности и стойкости функционирования при условиях влияний сильных электрических и магнитных полей на ЭЭО;
- обеспечение специальных требований к источникам питания, включительно с обеспечением функционирования ИП на протяжении некоторого времени после возникновения аварии;
- исходящие сигналы измерительного и защитного выходов в нормальном и аварийном режимах ЭЭО должны представлять собой последовательность мгновенных значений измеренных фазных токов контролируемого присоединения и представляться в виде цифры в системе шестнадцатеричного кодирования;
- конструкция цифрового интерфейса, цифровые протоколы обмена информацией между ИП и микропроцессорными средствами измерения, защиты и автоматики подстанции должны отвечать требованиям стандартов IEC 60044-7, IEC 60044-8 и серии стандартов IEC 61850.

Важным требованием к ИП, которые работают в составе систем учета электроэнергии, является необходимость сделать невозможным несанкционированный доступ к измерительной информации. Также специальные условия устанавливаются к ИП, которые должны эксплуатироваться на атомных станциях.

Таким образом, с учетом всего указанного выше, сформулируем основные технические требования к универсальному электронному преобразователю тока на примере ИП тока на напряжение 330 кВ.

Такой ЭИП должен состоять из следующих компонентов:

- трех фазных ТТ на напряжение 330 кВ, предназначенных для первичного измерительного преобразования фазных токов присоединения в пропорциональные им вторичные токи;
- аппаратуры АЦП и обработки вторичных аналоговых сигналов ТТ, предназначенной для регистрации мгновенных значений фазных токов присоединения, их предыдущей обработки и передачи на верхний уровень.

Такой ЭИП может быть выполнен с цифровыми и аналоговыми выходами для передачи ИИ цифровым и аналоговым системам защиты, автоматики и управления.

Исходящий сигнал измерительного выхода в нормальном режиме ЭЭО должен представлять собой последовательность мгновенных значений измеренных фазных токов контролируемого присоединения, зарегистрированных с интервалом дискретизации 0,08 мс.

Исходящий сигнал защитного выхода в нормальном режиме ЭЭО должен представлять собой последовательность усредненных на односекундных интервалах действующих значений фазных токов контролируемого присоединения. В аварийном режиме ЭЭО – последовательность мгновенных значений измеренных фазных токов присоединения, зарегистрированных с интервалом дискретизации 0,2 мс.

Определение вида режима ЭЭО осуществляется программным путем на основании контроля признака режима, путем регистрации отклонения сигнала от гармоничного сигнала.

Конструкция цифрового интерфейса, цифровые протоколы обмена информацией между ЭИП и микропроцессорными средствами измерения, защиты и автоматики должны отвечать требовани-

ям стандартов [21]. Электронный измерительный преобразователь должен передавать данные непрерывно и периодически. Соединение встроенной в ТТ аппаратуры цифровой обработки со вторичными системами может осуществляться через оптоволоконную систему связи, которая сравнительно с медно-проводной системой обеспечит уменьшение вторичной нагрузки и погрешностей аналогового датчика, а также инвариантность результатов измерения к внешним влияниям – электромагнитных полей на ЭЭО.

В табл. 2.1 представлен перечень метрологических характеристик (МХ) ЭИП на напряжение 330 кВ и их числовых значений в рабочих условиях применения.

Должна быть обеспечена возможность цифровой индикации действующих значений фазных токов присоединения. Тип индикатора, место его размещения, а также формат представления данных измерения выбираются в каждом конкретном случае.

Метрологическое обеспечение ЭИП должно быть организовано по традиционному (иерархическому) принципу в соответствии с действующими нормативно-техническими документами относительно каждого средства измерения в его составе и завершиться комплексными метрологическими испытаниями ЭИП в целом [25].

Таблица 2.1

Границы допустимых значений погрешностей выходов ЭИП

Название МХ	Рабочие условия применения	Значение МХ
Устойчивый режим		
Границы допустимых погрешностей:		
Измерительные выходы		
токовой, %	$(0,01-0,05) I_{1ном}$	$\pm 3,0$
		$\pm 1,5$ $\pm 0,5$
угловой, мин	$(1,0-1,2) I_{1ном}$	± 180
		± 90 ± 30

Продолжение табл. 2.1		
Защитный цифровой выход		
токовой, %	$I_{1ном}$	$\pm 2,0$
угловой, мин		± 120
полной, %	$20 I_{1ном}$	$\pm 5,0$
Защитные аналоговые выходы		
токовой, %	$I_{1ном}$	$\pm 1,0$
угловой, мин		± 60
полной, %	$20 I_{1ном}$	$\pm 5,0$
Переходный режим		
Граница допустимого значения максимальной мгновенной погрешности для нормированного рабочего цикла «включение-выключение», %	Кратность номинального симметричного тока КЗ $K_{ssc}=10$. Постоянная времени асимметричного тока КЗ $T_p=0,08$ с	
Защитный цифровой выход		10
Защитные аналоговые выходы		Не нормируется

2.4. Цифровой интерфейс передачи данных электронных измерительных преобразователей тока и напряжения

Для присоединения измерительных ТТ и ТН к цифровой сети так называемой шине процесса на цифровой подстанции чаще всего используют отдельные электронные блоки (ЭБ), выполняющие выборку аналоговых сигналов с заданной частотой и отправляющие их в шину процесса в цифровом виде. Таким образом, любое МУ имеет возможность принять синхронизированную по времени измерительную информацию от ТТ и ТН и провести обработку данных. Такие ЭБ могут быть как в составе преобразователя, так и в виде соединительного модуля, который, в свою очередь, может устанавливаться непосредственно на присоединении или в помещении на подстанции.

В данной работе рассматриваются, как упоминалось, ЭИП тока/напряжения, которые используют в качестве датчиков электромагнитные ТТ и ТН и подсоединяются к сети с использованием ЭБ, установленных непосредственно на присоединении. Такой подход

имеет определенные преимущества: уменьшение нагрузки на датчик и снижение требований к нему, отсутствие электромагнитных помех на систему передачи сигнала и др. [26].

Передача выборочных значений требует особого внимания относительно временных ограничений. Мгновенные значения тока и напряжения должны быть зафиксированы в один момент времени с различием, меньшим нескольких микросекунд, и должны быть переданы измерительному и защитному оборудованию. Для этого рекомендуется объединять значения токов и напряжений от одного присоединения в один протокол.

Существует несколько международных стандартов, которые в разных аспектах регламентируют требования к цифровому выходу преобразователей тока и напряжения, а также к данным, которые передаются в коммуникационную сеть [19, 21, 27]. Эти стандарты не определяют индивидуальных реализаций или приборов и не ограничивают использования элементов и интерфейсов в рамках компьютерной системы. Эти стандарты определяют внешне понятную функциональность вариантов реализации.

Модель передачи данных, которая описывается в стандарте IEC 61850, обеспечивает передачу выборочных (мгновенных) значений тока и напряжения в организованном порядке и с контролем времени таким образом, чтобы общая погрешность синхронизации выборки и передачи была минимизирована до степени, обеспечивающей однозначное распределение значений, моментов времени и последовательности.

Обмен информацией основан на механизме издатель/подписчик. Издатель записывает значение в локальный буфер на стороне отсылающей стороне; подписчик считывает значение из локального буфера на стороне приема. К значениям добавляется временная метка так, чтобы подписчик мог проверить актуальность полученных значений. Система связи несет ответственность за обновления локального буфера подписчиков.

Передача данных происходит по стандарту ISO/IEC 8802-3, который обычно называют Ethernet. Коммуникационный стек этого протокола передачи данных имеет семиуровневую модель. Уровень представления, сессионный, транспортный и сетевой уровень в стеке не задаются и намеренно остаются пустыми.

Рассмотрим подробнее физический уровень. Связь со вторичным оборудованием реализуют в виде волоконно-оптической или медно-проводной линии связи. Использование последней накладывает некоторые ограничения. Например, она применяется только как однонаправленная связь, то есть от ЭИП тока и напряжения ко вторичному оборудованию. Согласно стандарту IEC 61850 максимальное количество устройств, которые присоединяются по одной физической линии, составляет 32 единицы. Кроме того, необходимо принять во внимание и решить проблемы, связанные с электромагнитной совместимостью.

Стандартная скорость передачи данных для унифицированного кадра по волоконно-оптической линии связи составляет 2,5 Мбит/с. Для передачи используют Манчестерское кодирование, когда сначала передается старший (значащий) разряд. При этом переход от низкого к высокому уровню является логической единицей, от высокого к низкому – логическим нулем. По возможности следует отдавать предпочтение оптоволоконной системе передачи данных версии IEEE 802.3 100Base-FX. Рекомендовано использовать соединители типа BFOC (IEC 60874-10-1).

Канальный уровень данного стека заимствован из описанного в IEC 60870-5-1 формата FT3. Преимущества этого формата: хорошая целостность данных; структура кадра, пригодная для высокоскоростных многоточечных синхронных линий связи передачи данных. Класс обслуживания связи – S1: SEND/NO REPLY соответствует тому, при котором преобразователь передает значение непрерывно и периодически без подтверждения или ответа от вторичного оборудования.

Прикладной уровень отображает структуру кадра передачи информации от ЭИП тока и напряжения. Рассмотрим детальнее состав кадра.

Для соединения "точка-точка" значение логического имени узла (LNName) всегда равно 02. DataSetName (имя набора данных) является уникальным числом, которое определяет структуру набора данных, то есть назначение канала данных. Разрешены значения 01 и FE H (254 десятичное значение). Карта каналов данных для значения DataSetName = 01 при общем применении представлена на рис. 2.6.

Некоторые области применения требуют разных назначений канала данных. Например, реле защиты в линии для 1 ½-выключателя с комбинированным устройством передачи напряжения и тока на одной из его сторон требует не менее двух сетов тока и один сет напряжения. Идентификатор набора данных (DataSetName) = FE H (254 десятичное значение) позволяет произвольно выбирать каналы для источника с конкретным применением. В этом случае необходимо лишь указать назначение канала данных, заполнив соответствующую справочную таблицу.

Имя логического устройства (LDName) используют для идентификации источника набора данных с установленным уникальным номером на подстанции. LDName параметризуют, например, в процессе введения установки в эксплуатацию.

В других своих ячейках этот набор данных содержит информацию о параметрах трехфазного напряжения, напряжения нейтрали, трехфазных токов для систем измерения, трехфазных токов для систем защиты, тока нулевой последовательности, данные о номинальных параметрах ЭЭО.

Также присутствует 16-ти битный счетчик отсчетов (SmpCtr), который используется для проверки постоянного обновления кадра. Счетчик должен увеличивать значение каждый раз, когда формируется новый кадр данных. При поступлении синхронизирующего импульса счетчик должен принимать значение «0».

Слова состояния (Statusword #1 и Statusword #2) отображают текущее состояние оборудования.

В зависимости от требований вход для синхронизирующего импульса может быть электрическим или оптическим и должен поступать один раз за секунду. Синхроимпульс может быть сгенерирован от основного генератора тактовых импульсов, но лучше его получать от GPS-приемника.

Важным параметром также является ширина пропускания канала передачи данных. Приблизительно скорость передачи данных можно рассчитать по простому выражению $D_R = S_R \times T_L \times n_{Tr}$, где S_R – частота выборки (Гц); T_L – максимальная длина сообщения (бит); n_{Tr} – количество присоединенных электронных преобразователей.

	27	26	25	24	23	22	21	20
Byte 1	Заголовок ASDU							
Byte 2	msb Length of ASDU (= 44)							lsb
Byte 3	msb LNName (=02)							lsb
Byte 4	msb DataSetName (=01)							lsb
Byte 5	msb LDName							lsb
Byte 6								lsb
Byte 7	msb Rated Phase Current							lsb
Byte 8	(Номинальный фазный ток)							lsb
Byte 9	msb Rated Neutral Current							lsb
Byte 10	(Номинальный ток нейтрали)							lsb
Byte 11	msb Rated Phase Voltage							lsb
Byte 12	(Номинальное фазное напряжение)							lsb
Byte 13	msb Rated Delay Time							lsb
Byte 14	(Номинальная задержка времени)							lsb
Byte 15	msb Current Phase A, prot.							lsb
Byte 16	(Ток фазы А, защита)							lsb
Byte 17	msb Current Phase B, prot.							lsb
Byte 18	(Ток фазы В, защита)							lsb
Byte 19	msb Current Phase C, prot.							lsb
Byte 20	(Ток фазы С, защита)							lsb
Byte 21	msb Current Neutral							lsb
Byte 22	(Ток нейтрали)							lsb
Byte 23	msb Current Phase A, mes.							lsb
Byte 24	(Ток фазы А, измерение)							lsb
Byte 25	msb Current Phase B, mes.							lsb
Byte 26	(Ток фазы В, измерение)							lsb
Byte 27	msb Current Phase C, mes.							lsb
Byte 28	(Ток фазы С, измерение)							lsb
Byte 29	msb Voltage Phase A							lsb
Byte 30	(Напряжение фазы А)							lsb
Byte 31	msb Voltage Phase B							lsb
Byte 32	(Напряжение фазы В)							lsb
Byte 33	msb Voltage Phase C							lsb
Byte 34	(Напряжение фазы С)							lsb
Byte 35	msb Voltage Neutral							lsb
Byte 36	(Напряжение нейтрали)							lsb
Byte 37	msb Busbar Voltage							lsb
Byte 38	(Напряжение шины)							lsb
Byte 39	msb StatusWord#1							lsb
Byte 40	(Слово состояния №1)							lsb
Byte 41	msb StatusWord#2							lsb
Byte 42	(Слово состояния №2)							lsb
Byte 43	msb Sample Counter							lsb
Byte 44	(Счетчик отсчетов)							lsb
Byte 45	msb Sampling rate(Частота дискретизации)							lsb
Byte 46	msb Configuration revision no. (Номер проверки конфигурации)							lsb

IEC

Рис. 2.6. Состав кадра передачи данных

Максимальная длина сообщения определяется как (26 Byte Ethernet frame + 4 Byte Priority tagging + 8 Byte Ethertype PDU + 2 Byte ASN.1 tag/length + 2 Byte No. of blocks + 46 Byte universal data set + 23 Byte status indications = 111 Byte × 8 Bit = 888 Bit + 96 Bit interFrameGap = 984 Bit) [21].

Если за частоту выборки принять 400 точек на период промышленной частоты, которая отвечает требованиям для применения таких выборок для измерения показателей качества электроэнергии, и вычислить скорость передачи данных для одного электронного преобразователя, то $S_R = (400 \times 50) \text{Гц} \times 984 \text{бит} \times 1 = 19,68 \text{ Мбит/с}$. То есть для такого преобразователя необходимо использовать канал передачи данных с шириной пропускания их в 100 Мбит/с. Конечно, на практике необходимо принимать резерв около 10 %.

2.5. Испытания электронных измерительных преобразователей на функциональную совместимость, соответствие основным техническим характеристикам и метрологическую пригодность

Электронный измерительный преобразователь тока и напряжения является интеллектуальным электронным устройством по определению [19]. Он также содержит коммуникационную систему и обменивается данными с другими ИЭУ в коммуникационной системе АСУ подстанции. И потому для подтверждения правильности связи между ЭИП и вторичными цифровыми системами необходимо проводить испытания ЭИП на совместимость с используемыми технологиями.

Испытания на совместимость являются типовыми испытаниями для АСУ подстанции нового поколения, а также для объединенных в системе ИЭУ. Типовые испытания и испытания на совместимость не гарантируют полностью удовлетворения всем функциональным и эксплуатационным требованиям. Однако при выполнении таких испытаний надлежащим образом, они значительно снижают риск существенных проблем, которые возникают в процессе интеграции системы на производстве и на месте эксплуатации.

Испытания на совместимость основываются на возможностях, которые определены в документах PICS, MICS и PIXIT (вывод о со-

ответствии реализации протокола, модели и дополнительная информация относительно реализации протокола соответственно) (IEC 61850-10), которые предоставляются производителем. Для проведения испытаний необходимо обеспечить следующие составляющие: готовый к испытаниям прибор (например, ЭИП); вывод PICS; вывод PIXIT; вывод MICS и инструкции по эксплуатации, которые подробно описывают установку и эксплуатацию устройства.

Существуют две категории требований к таким испытаниям: статические и динамические. Первые устанавливают требования, которым должно отвечать введение в эксплуатацию устройства, вторые же устанавливают требования, касающиеся используемого протокола.

Концептуальный процесс оценивания совместимости представлен на рис. 2.7.

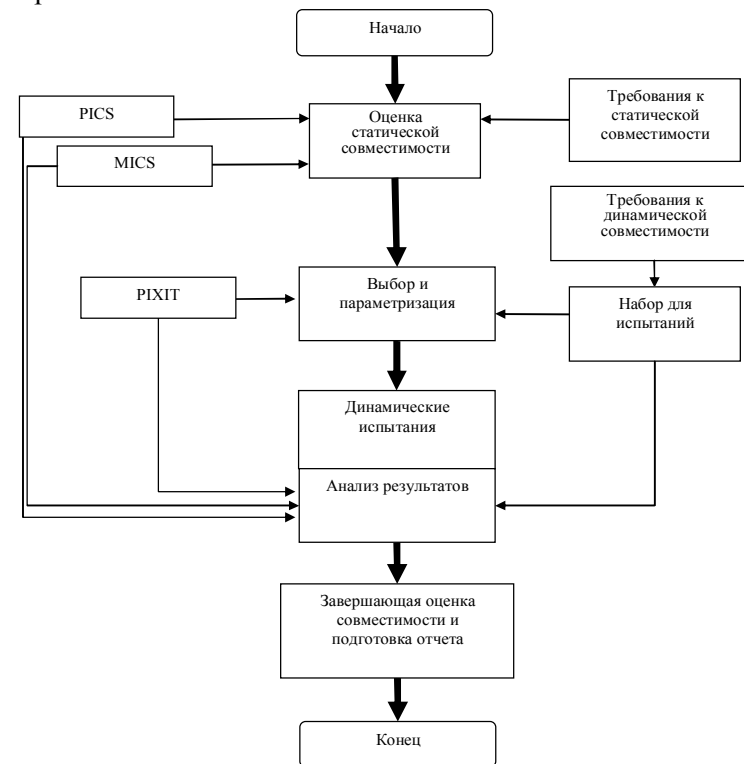


Рис. 2.7. Концептуальный процесс оценки совместимости

Испытания на совместимость ЭИП могут содержать положительные и отрицательные испытания в зависимости от состава АСУ подстанции: верификация документации устройства; испытание файла конфигурации устройства на стандартизированный синтаксис; испытание файла конфигурации устройства на объектную модель устройства; проверка реализации коммуникационного стека.

После проведения испытаний на совместимость составляется отчет (рис. 2.8), который должен содержать справочный перечень всех документов, описывающих или устанавливающих проведенные квалификационные испытания. Эти документы могут включать в себя процедуры стандартного функционирования и испытательные процедуры поставщика, а также местные, национальные и международные стандарты. Отчет также содержит: перечень любого специализированного испытательного оборудования или компьютерных программ, используемых для проведения испытаний на совместимость; название и адрес поставщика устройства; название испытываемого устройства; все варианты комплектации испытываемого устройства; название и адрес испытательного предприятия; дату выдачи отчета о проведении испытаний; фамилию и подпись испытателя; уникальный идентификационный номер; перечень испытательных задач, которые выполняются для проверки совместимости; комментарии и существующие проблемы.

<u>Испытываемое устройство:</u>	<u>Цель испытаний</u>	<input type="checkbox"/> Пройдено <input type="checkbox"/> Не пройдено <input type="checkbox"/> Не завершено
Часть и раздел стандарта IEC 61850		
Полученный результат		
<u>Последовательное описание испытаний</u>		
<u>Комментарии</u>		

Рис. 2.8. Отчет о проведении испытаний на функциональную совместимость ИЭУ

Для проведения испытаний устройства необходимо иметь схему испытаний. Концептуальная архитектура системы испытаний показана на рис. 2.9 и изображает схему с шиной подстанции, шиной процесса и испытываемыми устройствами (ИУ1...4). Кроме испытываемого устройства необходимыми являются имитатор, который выступает как клиент и сервер для инициации и генерирования сообщений, записи и обработки результирующей информации. Фоновая нагрузка в сети может быть обеспечена дополнительным имитатором нагрузки, который может также содержать счетчик времени для синхронизации по времени. В случае использования человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) его можно задействовать для независимого мониторинга системы испытаний. Также для мониторинга системы на возникновения ошибок во время испытаний используют сетевые анализаторы.

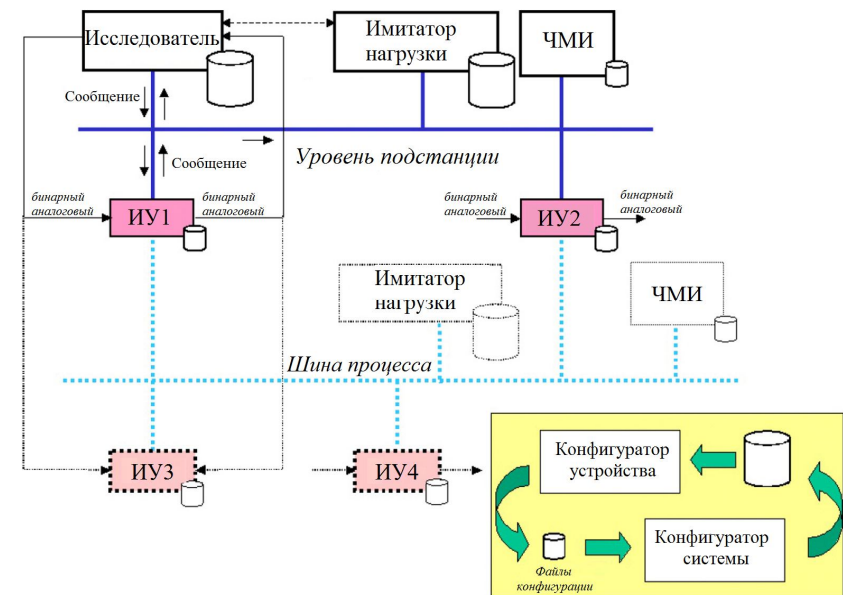


Рис. 2.9. Общая архитектура системы испытаний

Одним из важных аспектов испытаний ЭИП на совместимость в эксплуатационных условиях являются испытания на коммуникационную задержку. Когда речь идет о времени передачи

данных, то имеется в виду полное время передачи сообщения, включительно с необходимой его обработкой по обеим концам. Время рассчитывается от момента, когда отправитель помещает значения данных на начало своего стека передачи, и до момента, когда получатель получает данные со своего стека передачи.

Испытательная система (рис. 2.10) должна измерить исходящую задержку времени с помощью генерирования последовательности физических входных триггеров для ИЭУ и измерить время задержки до соответствующего сообщения, которое сгенерировано ИЭУ. Среднее время задержки и стандартное отклонение необходимо вычислять в течение ответов на 1000 входных триггеров. Поставщик определяет и документирует количество задержек времени, которые вызваны расчетным временем обработки исходящих данных.

Результаты испытаний необходимо задокументировать. Измеренные значения должны быть средними, а стандартное отклонение задержки времени исчисляется в течение 1 000 испытаний.

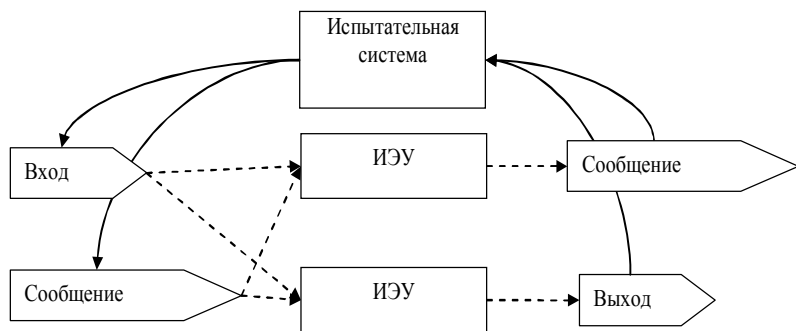


Рис. 2.10. Испытание на задержку времени

Также для ЭИП необходимыми являются испытания на синхронизацию по времени. Целью такого испытания является проверка способности ЭИП обмениваться информацией о событии измерения с отметками времени. Точность отметки времени зависит от ряда отдельных функций, в частности, точного преобразования принятого сигнала, точной синхронизации часов ЭИП с получаемым сигналом, своевременного выявления ЭИП изменения состоя-

ния и точного использования значений часов ЭИП в данных с отметкой времени.

Испытания на синхронизацию по времени нуждаются в такой испытательной системе, как показано на рис. 2.11. Она обычно состоит из функции генератора сменных данных и функции контроллера времени, каждая соединена с общим внешним источником времени (например, радио или спутниковыми часами). Функция генератора изменения данных вызывает физические события в ИЭУ с точной записью времени для каждого события. Функция анализатора системы испытаний получает отметку времени каждого события от ИЭУ и сравнивает его с записанным временем генерирования события.

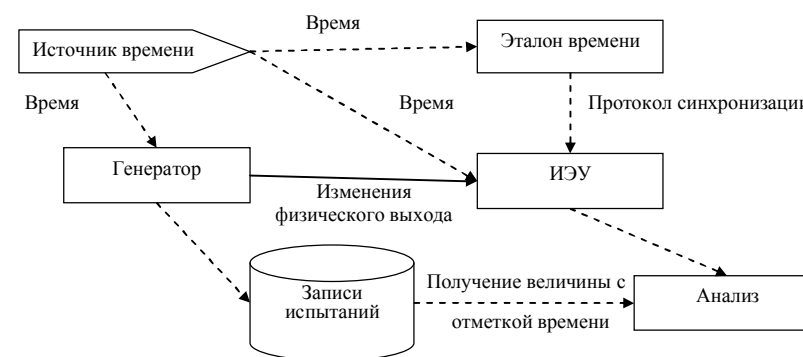


Рис. 2.11. Испытание на синхронизацию по времени

Также важным аспектом испытаний ЭИП являются испытания электронного блока ЭИП на соответствие основных технических характеристик и функциональных возможностей и на метрологическую пригодность. Испытания ЭИП делятся на три категории [21]: типовые испытания, стандартные (контрольные испытания); специальные испытания.

Типовые испытания выполняются для подтверждения того, что все образцы ЭИП выполнены по одной спецификации и отвечают требованиям, которые не проверены стандартными испытаниями. Достоверность типовых испытаний образцов ЭИП, которые имеют минимальные конструктивные модификации или если такие испыта-

ния проводятся на немодифицированных подсистемах, должны отмечаться в соглашении производителя с заказчиком. Все типовые испытания должны быть выполнены на одном и том же образце ЭИП. Для цифрового выхода ЭИП существуют дополнительные типовые испытания: проверка характеристик передатчика цифрового сигнала; проверка характеристик приемника; проверка точности временной синхронизации. После проведения необходимых типовых испытаний ЭИП они подвергаются стандартным испытаниям.

Стандартные испытания проводятся с каждым отдельным образцом ЭИП. Последовательность проведения испытаний не имеет значения за исключением того, что метрологические испытания необходимо проводить в последнюю очередь. Для цифрового выхода ЭИП предусмотрены также и дополнительные стандартные испытания оптоволоконной системы передачи данных.

К специальным испытаниям принадлежат те, которые не относятся ни к типовым, ни к стандартным. Такие испытания согласовываются по договоренности между производителем и заказчиком.

Принимая во внимание тот факт, что большинство необходимых испытаний выполняются с фазными электромагнитными ТТ и ТН, они хорошо известны и отработаны, и не представляют большого интереса. Далее рассмотрим только те испытания, которые непосредственно касаются ЭИП в связи с его характерными особенностями [28]. Основное внимание отводится проверке на точность измерительных и защитных выходов ЭИП.

Для подтверждения соответствия границам токовой и фазной погрешности, испытания проводятся на каждом заданном в табл. 2.2 и 2.3 значении тока при номинальных частоте, нагрузке и температуре. Если электромагнитные датчики тока ЭИП имеют токовый коэффициент больше чем 1,2, то такие аппараты подвергают испытанию на номинальном первичном токе расширенного диапазона, а не на токе в $1,2 \cdot I_{ном}$. Такие испытания проводят, используя, по возможности, устройства с малой задержкой времени и располагают их между эталонным трансформатором и системой измерения точности.

Для подтверждения соответствия класса точности защитных трансформаторов тока испытания должны проводиться на номинальном первичном токе (табл. 2.3), при номинальных частоте, нагрузке и температуре.

Таблица 2.2
Нормированные границы погрешностей измерительного выхода ЭИП по току в установившихся режимах

Класс точности	Токовая погрешность при проценте тока от $I_{ном}$					Угловая погрешность при проценте тока от $I_{ном}$				
	± %					± Минут				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30

Таблица 2.3

Нормированные границы погрешностей защитного выхода ЭИП по току

Класс точности	Токовая погрешность при номинальном первичном токе, %	Фазовая погрешность при номинальном первичном токе		Комплексная погрешность при номинальной границе точности. Первичный ток, %	При условии предельной точности. Максимальная мгновенная погрешность, %
		Минуты	Сантиметры		
5TPE	±1	±60	±1,8	5	10
5P	±1	±60	±1,8	5	-
10P	±3	-	-	10	-

Информация по переходным условиям относительно класса TPE определена стандартом IEC 60044-1, а классов TPX, TPY, TPZ – стандартом IEC 60044-6

В дополнение к базовым испытаниям на точность проводятся испытания на точность по частоте. Такие испытания проводят в двух диапазонах частот: для измерительных ТТ – в диапазоне от 99 до 101 % от $f_{ном}$; для защитных ТТ – от 96 до 102 % от $f_{ном}$ при других номинальных условиях. В результате испытаний погрешность должна находиться в пределах соответствующего класса точности. Для таких испытаний можно использовать систему измерения показателей точности, поверенную на номинальной частоте.

Для подтверждения возможности надежной и безотказной работы ЭИП проводят испытание на точность в связи с заменой его компонентов. Свойство ЭИП удовлетворять своему классу точности при замене нескольких его компонентов подтверждают путем испытаний на точность при номинальной температуре и других номинальных условиях.

Электронные измерительные преобразователи также должны проходить испытание на соотношение «сигнал-шум». Процедура таких испытаний согласовывается между производителем и заказчиком.

Для защитных выходов ЭИП проводят дополнительные проверки точности, например, испытание на определение полной погрешности. В результате таких испытаний проверяют отвечает ли синусоидальный ток на выходе ЭИП номинальной границе точности первичного тока, который поступает из первичных зажимов ЭИП при номинальной нагрузке.

Испытания цифрового выхода ЭИП выполняют при нормальных условиях эксплуатации и номинальных характеристиках (вспомогательный источник питания, тип и длина оптоволоконных каналов).

К дополнительным испытаниям относится испытание оптоволоконной системы передачи данных, которое содержит измерение мощности передачи, согласно табл. 2.4, и измерение амплитуды сигнала на выходе оптического передатчика.

Проверка точности по времени выполняется с помощью временных колебаний. Содержимое тестового сигнала для этого испытания должно быть псевдосвободной последовательностью в Манчестерском кодировании с минимальным периодом повторения 512 бит. Колебания должны измеряться в точке 0.

Также могут быть добавлены специальные испытания, например, испытания на загрязнение или на старение. Такие испытания проводят по договоренности между производителем и заказчиком.

Основные положения методики определения фазовой погрешности цифрового интерфейса рассмотрены ниже.

На рис. 2.12 изображен определенный измеренный первичный ток с помощью ЭИП. После определенного промежутка времени значение измеренного тока передано в цифровой форме по цифровому интерфейсу. Конечно, переданная величина, как правило, не абсолютно одинаковая с истинным значением измеренного первичного тока из-за токовой и угловой погрешностей трансформатора.

Таблица 2.4

Испытание оптоволоконной системы передачи данных

Характеристики	Пластиковое волокно	Стеклоное волокно
Интерфейс	BFOC/2,5	BFOC/2,5
Тип кабеля	Step index 980/1000 мкм	Graded index 62,5/125 мкм
Расстояние	До 5 м	До 1000 м
Оптическая длина волны	660 нм	820-860 нм
Максимальная мощность передачи	-10 дБм	-15 дБм
Минимальная мощность передачи	-15 дБм	-20 дБм
Максимальная получаемая мощность	-15 дБм	-15 дБм
Минимальная получаемая мощность	-25 дБм	-30 дБм
Системный резерв	Мин +3 дБ	Мин +3 дБ

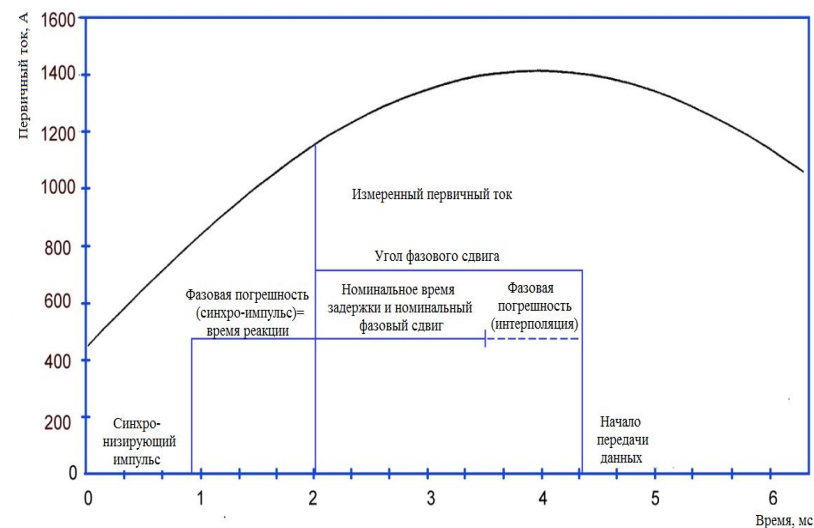


Рис. 2.12. Фазовая погрешность цифрового интерфейса

Отрезок времени до начала передачи – это сдвиг фаз. Он состоит из двух компонентов: постоянного компонента в виде $\varphi_{0r} - 2\pi \cdot f \cdot t_{dr}$ и, возможно, сменного компонента.

Необходимо отметить, что время, за которое измеряется ток, это в общем случае не то время, за которое его преобразовывает АЦП в электронном модуле ЭИП, поскольку его аналоговые компоненты приводят к угловой погрешности или задержке, прежде чем информация о первичном токе достигает АЦП. Такие задержки и сдвиги по фазе включают или в номинальное время задержки, или в номинальный фазовый сдвиг.

В случае, когда необходимо дублирование элементной базы ЭИП и становится необходимой синхронизация нескольких электронных блоков ЭИП, то становится важным интервал времени между синхронизирующим импульсом и моментом измерения тока или напряжения. Это время должно равняться нулю. Любые отклонения от нуля являются причиной фазовой погрешности. Этот интервал времени также называется «время отклика».

Синхронизирующий импульс передается не для каждого измерения, а каждую секунду. Он используется для синхронизации внутреннего времени электронного блока с точным главным временем (временем генератора синхроимпульсов). Продолжительность времени отклика можно принять равным нулю, так как синхронизирующие импульсы являются четко определенными периодическими сигналами.

На рис. 2.13 показана схема метрологических испытаний токового выхода ЭИП.

Если погрешность эталонной системы незначительная в сравнении с классом точности испытываемого ЭИП, то оцифрованное значение тока выхода эталонного ТТ $i_{ном}$, умноженное на его номинальный коэффициент трансформации $K_{ном}$, можно принять равным i_1 и непосредственно использовать в расчетах погрешностей ЭИП.

Для вычислительного средства (например, персонального компьютера) необходимо выбирать методы одновременного получения согласованных по времени наборов данных от эталонного и испытываемого преобразователей. Вычислительное средство использует номинальную задержку времени и номинальный фазовый

сдвиг испытываемого трансформатора, а также эталонной системы. Они должны определяться с высокой точностью.

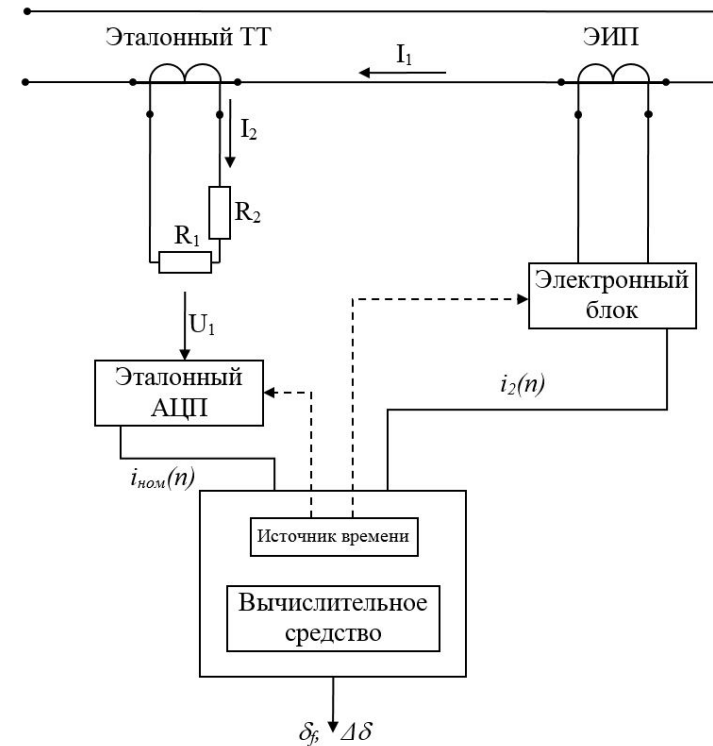


Рис. 2.13. Структурная схема испытаний

Если t_{nre} – это время, за которое поступает начало n -го набора данных от испытываемого преобразователя, тогда t_n – время, за которое набор данных набирается (дискретизируется) и его можно определить по выражению

$$t_n = t_{nre} - t_{dr} + \varphi_{0r} / (2\pi f).$$

Соответствующее значение первичного тока $i_1(t_n)$ или $i_{ном}(t_n)$ в таком случае можно вычислить, используя эталонные данные $i_{ном}$ и алгоритм интерполяции. Другая возможность – это использование входных наборов данных от испытываемого трансформатора, чтобы

инициировать взятие измерений от эталонного ТТ. В этом случае оба измерения первичного тока берутся в одно и то же время.

Как только согласованные по времени наборы данных токов от эталонного и испытываемого трансформатора получены, можно провести подсчет погрешности ЭИП, согласно математическим методам, описанным ниже.

Для электронного блока, синхронизированного с помощью синхронизирующих импульсов, методика иная. Так как испытываемый и эталонный преобразователи обеспечиваются одинаковыми синхронизирующими импульсами, то их наборы данных должны быть уже согласованными по времени $i_2(n)$, которое поступает от испытываемого преобразователя, и $i_{\text{ном}}(n)$ – от эталонного преобразователя, которые немедленно сравниваются. Конечно, при использовании для синхронизации значений синхронизирующих импульсов надо быть уверенным, что точность их довольно высокая.

Если трансформатор тока с цифровым выходом утвержден как отвечающий классу точности, он, конечно, может выступать самостоятельно как эталонный. После проверки одним из приведенных методов, с независимым внешним эталоном, поверенный трансформатор может заменить эталонную систему на рис. 2.13. Таким образом, имеются два электронных блока, которые подключены к вычислительному средству: один – с испытываемым трансформатором; другой – с эталонным. Если оба трансформатора используют одинаковую технологию электронного блока, то схема может быть упрощена с помощью подключения обоих к одному электронному блоку.

Один из путей вычисления погрешностей состоит в представлении цифровых вычислений эквивалентно функциональным возможностям традиционного трансформаторного моста. В этом случае для синусоидального тока и $t_n \geq t_{dr} - \varphi_{0r}/(2\pi f)$ фазовая и амплитудная погрешности исчисляются по мгновенным значениям сигналов согласно следующему уравнению:

$$\varepsilon'(\varphi_{ad}) = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{T_s}{kT} \sum_{n=1}^{kT} \left(K_{\text{ном}} i_2(n) - i_1 \left(t_n + \frac{\varphi_{ad}}{2\pi f} \right) \right)^2},$$

где $K_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент трансформации; I_1 – среднеквадратичное значение первичного тока; i_1 – первичный ток; i_2 –

вторичный ток цифрового выхода (на выходе электронного блока); T – продолжительность одного цикла; n – обозначение набора данных; t_n – время, за которое осуществляется выборка значений первичных токов и напряжений n -го набора данных; k – количество суммируемых периодов; T_s – промежуток времени между двумя выборками первичного тока; φ_{ad} – регулированный фазовый сдвиг.

Для вычисления амплитудной δ_f и фазовой $\Delta\delta$ погрешностей, регулированный фазовый сдвиг φ_{ad} возьмем таким, чтобы $\varepsilon'(\varphi_{ad})$ были минимальными. В этом случае $\Delta\delta = \varphi_{ad}$ и $\delta_f = \varepsilon'$. Фазовый сдвиг φ_{ad} можно представить в цифровом виде, используя алгоритм интерполяции.

Для обеспечения стабильных результатов упомянутых выше вычислений можно использовать цифровую полосную фильтрацию $K_{\text{ном}}i_2-i_1$ вокруг испытанной частоты и большое количество суммируемых периодов k .

Алгоритм определения погрешностей испытываемого ЭИП также может быть построен на применении преобразования Фурье. Дискретное преобразование Фурье периодических сигналов $i_1(t_n)$ и $i_2(n)$ выполняется по формулам

$$I_1(f) = \sum_{n=0}^{kT/T_s-1} i_1(t_n) e^{-j2\pi f t_n};$$

$$I_2(f) = \sum_{n=0}^{kT/T_s-1} i_2(n) e^{-j2\pi f t_n}.$$

Для гармоники h использование приведенных соотношений при $f = f_h = h f_{\text{ном}}$ дает следующие комплексные коэффициенты:

$$I_1(f_n) = |I_1(f_n)| \cdot e^{-j\delta_{1,h}}; \quad I_2(f_n) = |I_2(f_n)| \cdot e^{-j\delta_{2,h}}.$$

Токовая δ_f и фазовая $\Delta\delta$ погрешности при номинальной частоте $f_{\text{ном}}$ вычисляются со значением $h = 1$. Токовая погрешность имеет вид $\delta_f = 100 \cdot \frac{K_{\text{ном}} \cdot |I_2(f_1)| - |I_1(f_1)|}{|I_1(f_1)|}$, фазовая – $\Delta\delta = \delta_{2,1} - \delta_{1,1}$.

Для вычисления полной погрешности ε аналоговая функция заменена эквивалентными цифровыми расчетами:

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{T_s}{kT} \sum_{n=1}^{kT/T_s} (K_{\text{ном}} \cdot i_2(n) - i_1(t_n))^2},$$

Для обеспечения стабильных результатов приведенных выше вычислений можно использовать большое количество суммируемых периодов k . Полосная фильтрация не разрешена.

Следует отметить, что для трансформаторов с воздушными сердечниками, вторичный сигнал измеряется на выходе интегратора, который может быть реализован в цифровом виде в вычислительном средстве. Так как интегратор может вызвать задержку времени, то в этой схеме проверки разрешено отличие задержки времени от номинальной задержки времени испытываемого трансформатора.

Мгновенная токовая погрешность вычисляется в этом случае с помощью следующего выражения: $i_\varepsilon(n) = K_{\text{ном}} \cdot i_2(n) - i_1(t_n)$.

Сравнивая погрешности систем измерения с использованием традиционных аналоговых электромагнитных ТТ и ТН и с использованием ЭИУ с цифровыми выходами, можно сделать вывод, что для систем, построенных из компонентов, которые имеют одинаковые классы точности, общая точность систем неодинаковая. При использовании ЭИП составляющая погрешности цифрового сигнала исключена. Измерение в таком случае является исключительно подсчетом цифровых значений и таким образом не прибавляет никаких погрешностей, которые влияют на точность измерения. Все влияния температуры или трения в вычислительном средстве также исключены.

Список использованной литературы

1. *Vadiati M., Basirifar M., Shahbazi B.* Future trends in Smart Grid by applying digital modern substations // Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT), 2011 IEEE PES. – 2011. – P. 1–6.
2. *Стогний Б.С.* Теория высоковольтных измерительных преобразователей переменного тока и напряжения. – К.: Наук. думка, 1984. – 272 с.
3. *Орнатский П.П.* Теоретические основы информационно-измерительной техники. – [2-е изд.]. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1983. – 455 с.
4. *Адоньев Н.М., Афанасьев В.В., Карпенко Л.Н.* Оптико-электронный трансформатор тока высокого напряжения // Электричество. – 1969. – № 11. – С. 1–5.
5. *Афанасьев В.В., Зубков В.П., Крастина А.Д.* Оптико-электронные трансформаторы тока // Электричество. – 1970. – № 7. – С. 18–24.
6. *Зубков В.П., Белицкая М.С., Вербицкий Л.М., Полозова Л.М.* Оптико-электронный индикатор тока // Электричество. – 1975. – № 7. – С. 695–698.
7. *Malewski R.* High-voltage current transformers with optical signal transmission // Opt. Eng. – 1981. – Т. 20. – № 1. – P. 54–57.
8. *Осадчий А.И.* Измерительные преобразователи тока с емкостной связью для линии электропередач сверхвысоких напряжений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 «Электрические станции (электрическая часть), сети и системы и управление ими». – К., 1984. – 18 с.
9. *Гинайло В.А., Пыжов А.А., Танкевич Е.Н.* Реконструкция измерительных каналов электрических станций и подстанций // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 2. – С. 39–42.
10. *Демирчян К.С., Шакирзянов Ф.Н., Габеева И.К.* Радиоэлектронные ТТ для систем сверхвысокого напряжения // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1988. – № 2. – С. 10–15.
11. *Ляшенко І.В., Танкевич Є.М., Танкевич С.Є.* Оптико-електронні вимірювання струму і напруги високовольтних електричних мереж // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2012. – Том 2. – № 24. – С. 31–38.
12. *Гуревич В.И.* Оптоэлектронные трансформаторы : панацея или частное решение частных проблем? // Вести в электроэнергетике. – 2010. – № 2. – С. 24–28.
13. *Стогний Б.С., Рогоза В.В., Кириленко А.В. и др.* Микропроцессорные системы в электроэнергетике. – К.: Наук. думка, 1988. – 232 с.

14. Селехман Н.А., Танкевич Е.Н. Выбор основных соотношений при реализации цифровых систем измерения параметров нормального режима электроэнергетических объектов // Электромеханические и полупроводниковые преобразователи электроэнергии. – К.: Ин-т электродинамики АН Украины. – 1992. – С. 146–152.

15. К вопросу автоматизации дискретных и непрерывных процессов // Контрольно-измерительная техника. – 1990. – № 1. – С. 11–17.

16. Танкевич С.С., Танкевич С.М., Лутчин М.М. Про єдину базу даних вимірювальної інформації мікропроцесорних систем керування електроенергетичними об'єктами // Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації. Збірник матер. VIII Всеукр. наук.-техн. конф. молодих вчених і спеціалістів у м. Кременчук 08 – 09 квітня 2010 р. – С. 77–79.

17. Бергер В.П., Брюханов В.А., Васильев В.Г., Миф Н.П. Учет и оценивание погрешностей измерений в АСУ ТП ТЭС // Измерительная техника. – 1986. – №10. – С. 9–11.

18. Гінайло В.О., Танкевич С.М. Комплексне вирішення задач забезпечення вимірювальною інформацією систем обліку електроенергії та диспетчерського управління // Енергетика та ринок. – 1997. – №3 (4). – С. 33–36.

19. *Communication networks and systems in substations*: IEC 61850-SER:2011. – [Effective from 2011-04-11]. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2011. – 1850 p. – (International Standard).

20. Танкевич С.М., Варський Г.М., Яковлева І.В., Танкевич С.С. Вплив стандарту МЕК 61850 на вимоги до первинних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Техн. електродинаміка. Темат. вип.: "Проблеми сучасної електротехніки". – 2010.–Ч.2. – С. 53–56.

21. *Instrument transformers*: IEC 60044. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2003. – 740 p. – (International Standard).

22. *Теоретические основы построения микропроцессорных систем в электроэнергетике* / Под ред. Стогния Б.С., Кириленко А.В., Проске Д. – К.: Наук. думка, 1992. – 320 с.

23. Браславский Д.А., Петров В.В. Точность измерительных устройств. – М.: Машиностроение, 1976. – 312 с.

24. Кузнецов А.В. Анализ метрологических характеристик микропроцессорных информационно-измерительных систем электроэнергетических объектов: Дис. ... канд. техн. наук: 05.11.16. – К., 1996. – 168 с.

25. Кириленко О.В., Танкевич С.М., Танкевич С.С. Інтелектуальний вимірювальний перетворювач струмів та напруг для інтелектуальних енергосистем // Праці ІЕД НАНУ Спец. випуск: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України. – 2010. – С. 82–86.

26. Танкевич С.С., Танкевич С.М., Блінов І.В. Організація обміну даними вимірювальних трансформаторів в інтегрованій АСУ ТП підстанції // Технічна електродинаміка. – 2010. – Ч. 1. – С. 110–113.

27. *Instrument transformers*: IEC 61869. – International Electrotechnical Commission, 2014. – (International Standard).

28. Танкевич С.М., Танкевич С.С., Блінов І.В. Особливості випробувань високовольтних адаптивних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Праці ІЕД НАНУ Ч. 2. Спец. випуск: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України – 2011. – С. 97–104.

Основные сокращения в главе 2

АСУ	– автоматизированная система управления
ИИ	– измерительная информация
ИП	– измерительный преобразователь
ИТ	– измерительный трансформатор
ИЭУ	– интеллектуальное электронное устройство
ЛЭП	– линия электропередачи
МУ	– микропроцессорное устройство
ТН	– трансформатор напряжения
ТТ	– трансформатор тока
ЭБ	– электронный блок
ЭИП	– электронный измерительный преобразователь
ЭЭО	– электроэнергетический объект
ЭЭС	– электроэнергетическая система

ГЛАВА 3

СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЕ
РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ3.1. Средства мониторинга на основе комплекса
“РЕГИНА-Ч”

Обеспечение надежности и эффективности электроэнергетического производства непосредственно связано с информатизацией и интеллектуализацией его систем управления. Речь идет о создании и внедрении новых информационных технологий и систем. Информатизация – это самый перспективный и наименее затратный путь повышения надежности и эффективности электроэнергетического производства, который не требует значительных инвестиций, но позволяет существенно повысить уровень надежности и эффективности управления технологическими процессами [1-3].

Системы мониторинга параметров режимов функционирования и диагностирования оборудования на уровне электроэнергетических объектов позволяют своевременно выявить угрозы его повреждения и предотвратить возникновение аварийных ситуаций, которые могут развиваться в большие системные аварии. Благодаря этому обеспечивается возможность своевременного вывода оборудования из работы. Это чрезвычайно важно, если принимать во внимание физическую изношенность большей части основного оборудования объектов объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины. Так, больше чем 92 % энергоблоков электростанций исчерпали свой расчетный ресурс – 100 тыс. часов, из которых около 65 % использовали и предельный ресурс – 200 тыс. часов, причем большинство энергоблоков последней группы в ближайшее время приблизится к критическому значению – 300 тыс. часов.

Разработанные и внедряемые в ОЭС Украины системы мониторинга на базе комплексов семейства "Регина" осуществляют ре-

гистрацию аналоговых и дискретных сигналов (соответственно режимных параметров и индикации состояния оборудования, систем защиты и автоматики), диагностирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечивают оперативность и точность определения мест повреждений на электрических присоединениях, диагностики и прогнозирования состояния изоляции высоковольтного оборудования, в том числе выключателей, осуществляют анализ аварийных ситуаций и др. При этом лучшие технические характеристики и показатели функционирования имеют комплексы "Регина-Ч", которые построены с использованием современных технологий и обеспечивают высокоточные синхронизированные по спутниковым сигналам единого времени измерения режимных параметров [4, 5]. Зарубежные аналоги таких устройств, так называемые PMU (Phasor Measurement Units), широко используют в различных энергообъединениях (ЭО) мира. Они образуют объектный уровень систем мониторинга режимных параметров ЭО – WAMS (Wide Area Measurement System).

Благодаря информации, измеряемой комплексами "Регина-Ч", появились новые возможности для решения многих задач диспетчерского и противоаварийного управления, которые до настоящего времени в ОЭС Украины не могли быть решены вообще или же результаты их решения не соответствовали предъявляемым требованиям [6-9]. Поэтому первоочередной задачей, выполнение которой обеспечило бы возможность решения многих задач диспетчерского управления ОЭС Украины, учитывая требования объединения энергосистем европейских стран ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), было создание систем сбора информации, регистрируемой на объектах ОЭС Украины комплексами "Регина-Ч", с ее дальнейшей предварительной обработкой и передачей информации на более высокий уровень иерархии оперативно-диспетчерского управления ОЭС Украины. Информация сохраняется в базе данных (БД) на уровне диспетчерского центра (ДЦ) ОЭС Украины.

Реализация функций управления ЭО в общем случае базируется на результатах решения задачи комплексной многокритериальной оптимизации его режимов функционирования. Решение указанных задач выполняют с применением методов декомпозиции, которые позволяют представить его в виде многошагового

процесса. То есть решение проблемы управления ОЭС Украины базируется на многоуровневой декомпозиции как самого объекта управления, так и собственно процесса управления. Задачи управления электроэнергетическими системами (ЭЭС) всегда имеют режимную направленность, независимо от уровня иерархии управления и временной декомпозиции процесса решения. Группы таких задач и функций, распределенных по уровням временной декомпозиции, представлены на рис. 3.1. Выделим следующие группы задач: 1 – задачи и функции, выполнение которых обеспечивается средствами релейной защиты и автоматики (РЗА), системами сбора, предварительной обработки и передачи информации; 2 – мониторинг и регулирование напряжения; управление генерацией, в том числе регулирование частоты и перетоков активной мощности; оценки состояния ЭЭС и ЭО; мониторинг низкочастотных колебаний режимных параметров; мониторинг допустимости текущих режимов по запасам устойчивости; 3 – оптимизационные задачи оперативно-диспетчерского управления; выполнение диспетчерских заявок, организация и выполнение оперативных переключений в схемах электрических соединений объектов; 4 – анализ (обработка) диспетчерских заявок и корректировка графика краткосрочного планирования режимов; 5 – долгосрочное планирование режимов, планирование ремонтов оборудования; 6 – перспективное планирование и планирование развития ЭО.

Одним из основных условий обеспечения надежности и эффективности управления в электроэнергетике является соответствие характеристик и показателей функционирования информационных и информационно-управляющих систем требованиям решения задач и реализации функций управления. Так, решение задач в реальном времени становится невозможным в случае, если не удастся своевременно получить соответствующую информацию. Поэтому при создании системы мониторинга (СМ) учитывались прежде всего требования к получению информации, выполнение которых обеспечило бы решение задач на разных иерархических уровнях ОЭС Украины, в том числе и касающихся регулирования и управления режимами в соответствии с требованиями ENTSO-E. Например, требование к точности определения частоты переменного тока средствами СМ объектного уровня связано с необходимостью стабилизации частоты на верхнем уровне, что предусмотрено

соответствующим стандартом. То есть обеспечиваются предупреждение значительного снижения частоты и введение в действие автоматики частотной разгрузки (АЧР) в случае возникновения аварийного дефицита в момент, когда частота будет максимально отклоняться от номинальной. За счет обеспечения указанной стабилизации частоты исчезает и потребность в наличии дополнительных мощностей вращающегося резерва на электростанциях, обусловленного необходимостью недопущения действия АЧР.

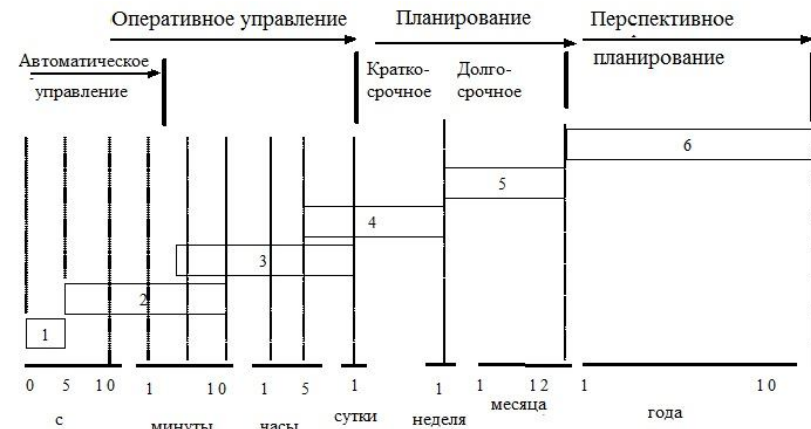


Рис. 3.1. Группы задач и функций, распределенные по уровням временной декомпозиции

В ЭО ENTSO-E используют значительно более низкие уставки первой очереди АЧР. Время введения в действие суммарного резерва мощности первичного регулирования в ENTSO-E (из расчета 3000 МВт) не должно превышать 30 с, а зона нечувствительности регуляторов скорости вращения турбин энергоблоков не должна выходить за пределы 10 МГц. Этим обуславливается и требование к точности измерения частоты для целей первичного регулирования – 10 мГц (цикл измерения при этом должен находиться в интервале от 0,1 до 1 с). В то же время требования к точности измерения частоты для целей вторичного регулирования устанавливаются более жесткими – должна обеспечиваться точность измерения частоты на уровне 1 мГц. Поэтому выполнение именно этих жестких

требований (кроме требований к другим режимным параметрам) и должны обеспечивать средства СМ.

Следует отметить, что все требования ENTSO-E, касающиеся мониторинга режимных параметров, достаточно "коррелированы". Например, для управления обменом мощностью между различными энергосистемами нужно контролировать значение перетоков активной мощности по межсистемным линиям связи. В этом случае для вторичного регулирования погрешность измерения такой активной мощности не должна превышать 1,0 %, при этом такие измерения должны быть синхронизированы. Все это предполагает использование сигналов точного времени от системы глобального позиционирования GPS (Global Positioning System).

Особого внимания требует проблема демпфирования низкочастотных колебаний режимных параметров, которые могут возникать, прежде всего, на слабых электрических связях, соединяющих ЭО или отдельные части ЭО, приводя к нарушению устойчивости [7, 10]. Выявление и анализ причин возникновения таких низкочастотных колебаний режимных параметров можно установить только с использованием информации, получаемой от PMU, поскольку системы сбора оперативных данных SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) не предназначены для получения такой информации.

Следует отметить, что разработанную СМ можно считать основной составляющей современных информационных систем на уровне ЭО. Речь идет о WAMS, которая создается в ОЭС Украины и обусловлена, прежде всего, информационными потребностями задач оперативно-диспетчерского управления. Вместе с созданием WAMS появляется также возможность усовершенствования существующих систем противоаварийного управления, а также создания новых систем автоматического управления режимами ЭО – WACS (Wide Area Control System) и соответствующих схем системной защиты – WAPS (Wide Area Protection Schemes). Целью таких систем является решение, в первую очередь, задачи предупреждения развития системных аварий.

На рис. 3.2 показаны временные интервалы, которые охватывают функционирование всех указанных выше систем, а также оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК).



Рис. 3.2. Временные интервалы, которые охватывают вторичные системы

К характерным задачам уровня ЭО, решение которых обеспечивается с использованием информации, которая регистрируется на объектном уровне комплексами "Регина-Ч" и передается на более высокий уровень СМ, следует отнести.

1. Ретроспективный анализ событий и режимов (off-line);
2. Усовершенствование и настройку моделей для расчета динамических характеристик ЭО (off-line);
3. Анализ низкочастотных колебаний в ЭО (режимы off-line и on-line);
4. Мониторинг допустимости режимов по уровням напряжения, перетокам активной мощности, взаимным углам векторов напряжения и тока в узлах электрических связей, входящих в состав контролируемых сечений ЭО (on-line);
5. Уточнение результатов оценки состояния ЭО (on-line);
6. Мониторинг допустимости загрузки контролируемых сечений ЭО (on-line);
7. Совершенствование работы системы противоаварийной автоматики (on-line).

Вместе с тем из рис. 3.2 видно, что СМ способна обеспечить информационные потребности перспективных решений, таких как

WACS и WAPS (on-line). Следует отметить, что вместе с рядом характерных задач уровня ЭО, решение которых можно обеспечить на базе информации СМ, сами процедуры обработки информации, системы визуализации данных, а также архитектура WAMS и WACS в различных ЭО могут иметь существенные различия в зависимости от функций и задач.

Мировой опыт внедрения и использования PMU в ЭО свидетельствует, что в экономически развитых странах, например США, соотношение количества объектов, на которых установлено PMU, к общему количеству объектов ЭО находится где-то на уровне 1/3. В Украине, в отличие от таких стран, приходится руководствоваться несколько иными принципами построения и функционирования современной WAMS [6, 8, 10], принимая во внимание фактор финансовых ограничений.

Системы мониторинга создаются как распределенные. Устройства объектного уровня – комплексы "Регина-Ч" – устанавливаются на электрических станциях и подстанциях.

Основными техническими средствами СМ на этом уровне являются следующие:

- один или несколько регистраторов сигналов (РС) с блоками измерительных преобразователей (ИП) для измерения мгновенных значений фазных токов и напряжений и расчета параметров;
- коммуникационный сервер для сбора и архивирования данных, поступающих от ИП, приема сигналов точного времени от GPS-приемника, предоставление данных по запросам удаленного компьютера, предоставление интерфейсов для передачи данных в on-line и off-line режимах;
- монитор для оперативной визуализации зарегистрированных и рассчитанных параметров;
- блок гарантированного электропитания для обеспечения работы комплекса "Регина-Ч" при временном перерыве электропитания;
- комплект изделий (антенна, устройство синхронизации и др.), в том числе для приема сигналов точного времени от GPS;
- локальная вычислительная сеть, объединяющая ИП и другие устройства мониторинга нижнего уровня и сервер сбора данных (Fast Ethernet 100 Мбит/с, TCP/IP).

На системном уровне (уровне ЭО) в состав СМ входят удаленный компьютер верхнего уровня (устанавливается в ДЦ ОЭС

Украины и в ДЦ соответствующих ЭЭС) для получения информации от коммуникационного сервера объектного уровня, а также программное обеспечение компьютера верхнего уровня для приема информации от серверов комплексов "Регина-Ч".

Основными компонентами каждого комплекса "Регина-Ч" являются РС, которые распределены по объекту и образуют нижний уровень. Верхний уровень комплекса "Регина-Ч" образует компьютер, где находятся сервер, модем и блок автозапуска. Вариант структуры комплексов "Регина-Ч" представлен на рис. 3.3. В состав каждого РС в общем случае могут входить: ИП, модуль ввода-вывода дискретных сигналов, вычислительный модуль. Количество необходимых регистраторов определяется количеством сигналов, подлежащих регистрации и обработке. Один РС обеспечивает регистрацию до 32 аналоговых сигналов.

Сервер обеспечивает хранение в БД зарегистрированной и обработанной информации и ее передачу другим программам, а также передачу информации на любые высшие уровни иерархии управления. Программы, которым может передавать информацию сервер, могут входить в состав средств автоматизированного рабочего места (АРМ) персонала.



Рис. 3.3. Структура комплекса "Регина-Ч"

При создании СМ ориентируются на имеющиеся каналы передачи информации. Речь идет об оптоволоконной, ультракоротковолновой и проводной сети (воздушные и кабельные линии связи, телефонная сеть, телекоммуникационная сеть «Энергия»). При этом проводятся анализ их характеристик и определение времени доставки информационных посылок в "Системе". Использование известных подходов к расчету времени доставки информационных посылок в сетях общего пользования, например [11], априори приводит к значительным погрешностям в определении времени доставки информационных посылок, что неприемлемо при реализации отдельных задач оперативного управления ЭО, выполняемых в режиме on-line. Поэтому было предложено использовать чисто практический подход к определению соответствия характеристик существующей информационной сети потребностям задач, решению которых подчинено создание СМ. Прежде была определена необходимая скорость передачи информации, исходя из условия использования протокола IEEE C37.118, ориентированного на передачу информации от РМУ. По этому протоколу количество информационных посылок, передаваемых в течение секунды, может равняться или 25, или 10 (другие варианты не предусмотрены). Если априори ограничиться 10 посылками (облегченный вариант), то для передачи 32 значений режимных параметров (один РС комплекса "Регина-Ч" обеспечивает регистрацию до 32 аналоговых сигналов), даже без учета объемов служебной информации, по протоколу IEEE C37.118, скорость передачи данных должна составлять более 57,6 кбит/с. Наилучшие результаты обеспечивают оптоволоконные линии связи. В случае их использования можно достичь минимально возможного времени доставки информации средствами СМ, который для ДЦ региональных ЭЭС оценивается на уровне ≥ 80 мс (рис. 3.2). В целом можно обобщить требования к каналам передачи данных – 128 кбит/с на одно контролируемое электрическое присоединение.

Анализ имеющихся в ЭЭС Украины каналов передачи информации свидетельствует, что далеко не все они удовлетворяют требованиям, определенным протоколом IEEE C37.118. Поэтому, принимая во внимание характеристики имеющихся каналов передачи данных, кроме протокола IEEE C37.118, реализована возможность передачи информации в режиме on-line по протоколу IEC 60870-5-104.

Передача информации на более высокий уровень иерархии управления ЭЭС Украины выполняется средствами СМ объектного уровня в фоновом режиме и не препятствует процессу регистрации режимных параметров. При передаче информации в "Системе" выполняется проверка правильности переданной и принятой информации. Полная информация об аварии на объекте может передаваться в диалоговом режиме, и процессом передачи можно управлять как с объектного уровня СМ, так и с уровня ДЦ ЭЭС Украины.

Разработанная база данных СМ состоит из нескольких уровней.

Нулевой уровень – "технический". Он содержит первичную информацию, получаемую непосредственно от датчиков, а также информацию, касающуюся настройки и режимов работы устройств СМ. В зависимости от режима работы первичная информация подается либо в виде «срезов» данных, либо в виде цифровых реестрограмм. Именно на этом уровне информация маркируется метками точного времени и в таком виде хранится непосредственно на сервере комплекса "Регина -Ч".

Первый уровень – уровень узла. Обычно он представлен одним или несколькими комплексами "Регина -Ч", установленными на объекте. На этом уровне осуществляется первичная обработка данных и преобразования их к виду, предназначенному для хранения и передачи информации на другие уровни СМ. Преобразованные данные представляют собой временные «срезы» параметров режима с определенной заранее установленной частотой записи.

Обычно в РМУ используются два способа формирования "реза" режимных параметров с отметкой времени. Оба способа ориентированы на получение "срезов" с частотой, определяемой соответствующими международными стандартами. При использовании первого способа отметка времени "привязывается" к "переходу через ноль" значений измеряемого напряжения одной из фаз. Другие данные сводятся к этому моменту времени. При использовании второго способа отметка времени "привязывается" к идеальной синусоиде (50 Гц). В разработанной СМ используется второй способ. Его преимущество заключается в том, что он позволяет без дополнительных преобразований синхронизировать данные, получаемые от различных серверов комплексов "Регина-Ч", находящихся на различных объектах.

Общий объем (V) основных данных, которые формируются на объектном уровне СМ, составляет $V = 4 f T N_n N_{np} \cdot$ [байт], где f – частота регистрации [Гц]; T – интервал регистрации [с]; N_n – количество измеряемых параметров на электрическом присоединении; N_{np} – количество электрических присоединений.

Получаемый "срез" информации в режиме on-line непосредственно передается на верхний уровень СМ и накапливается в краткосрочной (оперативной) БД. При возникновении аварийных событий, в соответствии со значениями заданных в СМ уставок, "срез" также записывается в специальную БД аварийных событий. В краткосрочной БД данные хранятся в течение установленного времени, после чего они удаляются. Время указанного хранения выбирается так, чтобы можно было получить данные для анализа даже в случае, если произошел пропуск события системой фиксации аварийных событий. Время хранения принимается (по умолчанию) равным 240 часам. Срок хранения аварийных данных не устанавливается. Они сохраняются до момента принятия решения о том, что потребность в них исчезла, но, как правило, не менее года.

Второй уровень – уровень подсистемы. Он находится на сервере и на нем собирается информация от нескольких узлов и накапливается в БД. На этом уровне проводится анализ информации в интересах соответствующей подсистемы. В случае необходимости эта информация передается системе SCADA.

Третий уровень – это уровень системы. Он содержится на сервере СМ. На нем собирается и обрабатывается информация от всех узлов комплекса "Регина-Ч". На этом уровне проводится анализ работы СМ и отдельных ее подсистем. Информация, находящаяся в системе, может использоваться различными программными средствами как в on-line, так и в off-line режимах функционирования. В случае необходимости эта информация может передаваться системе SCADA.

Для получения информации из БД используются SQL-запросы. База данных реализована с использованием СУБД MySQL. В случае необходимости БД может быть легко настроена для использования с другими СУБД.

Для обеспечения возможностей как настройки устройств "Регина-Ч", так и визуализации зарегистрированной и соответственно обработанной информации на разных уровнях СМ, разработаны

средства интерфейса с персоналом, обслуживающим систему, а также прикладные программы, предназначенные для обеспечения информацией как персонала, так и для решения различных задач оперативно-диспетчерского управления.

Примеры специальных форм выдачи информации представлены на рис. 3.4 (значение режимных параметров на разных электрических присоединениях) и рис. 3.5 (цифровая реестрограмма, полученная от комплекса «Регина-Ч», который установлен на ПС "Западноукраинская" и касается режимных параметров линии электропередачи, соединяющей указанную ПС с Хмельницкой АЭС).

Название	Время	Частота	Фаза	U	I	Q	P	Угол
ВЛ-500 Донбасская-Нововороне	2010/12/15 11:43:00	50.0032	A	282.376	0.487511	-69.0346	119.1	223.798
			B	286.619	0.464432	-70.1947	113.103	344.286
			C	282.662	0.477033	-72.9554	113.398	104.184
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0034	A	420.486	0.256937	33.7841	102.62	235.777
			B	422.344	0.271173	37.0034	108.386	355.883
			C	415.56	0.281579	38.3518	110.549	115.988
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	189.423	0.580133	-14.7607	-108.895	56.3715
			B	194.841	0.600116	-20.4229	-115.13	176.544
			C	190.862	0.591836	-19.0964	-111.333	297.509
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.289	0.240822	-0.680806	45.5798	56.385
			B	193.88	0.254929	2.06342	49.3826	176.553
			C	190.395	0.245794	2.22892	46.7448	297.427
ВЛ-500 Донбасская-Победа	2010/12/15 11:43:00	50.0035	A	287.9	0.351546	-31.2317	96.2709	224.154
			B	288.797	0.357971	-34.7286	97.373	344.43
			C	286.395	0.367336	-34.174	99.4981	104.607
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 ЮА	2010/12/15 11:43:00	50.0031	A	427.962	0.725989	-293.349	102.364	235.732
			B	436.222	0.711806	-288.49	114.836	355.941
			C	411.682	0.704698	-271.278	102.825	115.853
ВЛ-750 Днепровская-ВЛ-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	420.997	1.37996	-11.2871	-580.849	235.607
			B	422.169	1.40693	-11.651	-593.849	355.824
			C	416.702	1.39018	-20.6861	-578.923	115.735
ВЛ-330 Ивано-Франковск-ВЛ-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.115	0.194254	13.8946	34.0074	56.295
			B	194.647	0.200648	15.5461	35.828	176.665
			C	190.302	0.201459	15.4196	35.1004	297.531
ПЛ-330 Аджалик-Усатово 2	2010/12/15 11:42:00	49.998	A	194.33	0.148829	-5.90639	28.3125	12.942
			B	194.385	0.157471	-10.9177	28.5969	133.281
			C	192.721	0.167423	-6.64699	31.5739	253.395

Рис. 3.4. Табличная форма представления информации

Текущие значения режимных параметров, которые имеют предельно допустимые значения, выделяются на мониторе специальным цветом.

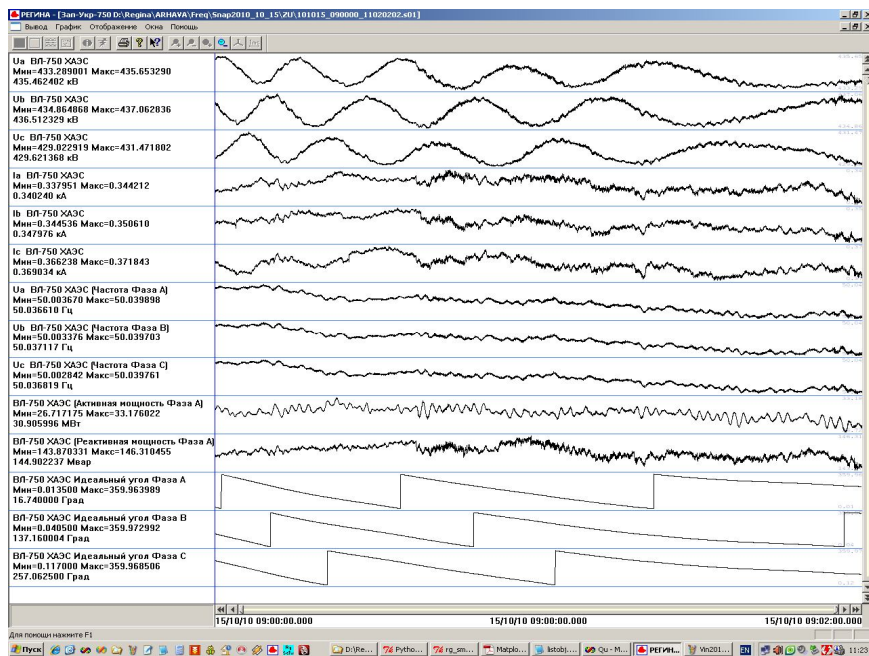


Рис. 3.5. Графическая форма представления информации

3.2. Применение средств мониторинга для решения задач диспетчерского управления

Подготовка объединенной энергетической системы Украины к параллельной работе с объединением энергосистем европейских стран требует решения целого ряда задач. Это связано с тем, что надежную, гибкую и эффективную работу электроэнергетических систем можно обеспечить при переходе на новый уровень информационного обеспечения при решении задач оперативного управления. Одной из основных составляющих такой проблемы является создание средств мониторинга режимов ЭЭС, предусматривающей разработку соответствующих приборов сбора информации и программных комплексов для ее обработки, которые должны отвечать целому ряду требований [12]. Кроме того, при этом возникает задача определения оптимальных с точки зрения наблюдаемости мест

расположения новых устройств регистрации информации. Таким образом, обеспечение необходимого уровня надежности и безопасности функционирования ОЭС Украины требует решения задачи мониторинга частоты, мощности, тока, напряжения и их угловых параметров. Ее реализация обеспечит:

- проведение оперативным персоналом ЭЭС мониторинга текущих режимов за счет динамического представления системных режимных параметров, приведенных к единому времени на всех объектах энергосистем;
- проверку достоверности расчетных моделей и оценку результатов расчета режимов;
- создание библиотеки режимов;
- создание предпосылок для внедрения систем АСУ ТП электроэнергетических объектов (ЭЭО) и совершенствования АСДУ энергосистем;
- создание информационной базы для выполнения эффективного комплекса «советника диспетчера», действующей в режиме, приближенном к реальному времени, за счет скоростных синхронизированных во времени измерений;
- обеспечение проведения четкого и достоверного анализа причин возникновения, развития, а также определение особенностей ликвидации аварийных ситуаций.

Таким образом, можно сказать, что создание системы мониторинга технологических процессов требует применения современных аппаратных средств, широкого использования математического аппарата, разработки достаточно сложного программного и метрологического обеспечения. Речь идет об использовании новой технологии векторного измерения режимных параметров ЭЭС, которая обеспечивает синхронизацию измерений путем использования спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS), что предоставляет оперативному персоналу качественно новую информацию [13]. Устройства, обеспечивающие синхронизацию измерений векторов напряжения PMU, предоставляют новые возможности для решения ряда задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС.

Система мониторинга режимов (рис. 3.6) предназначена для постоянного наблюдения за параметрами режимов ЭЭС, проведения их оценки и прогноза развития текущих режимов работы.

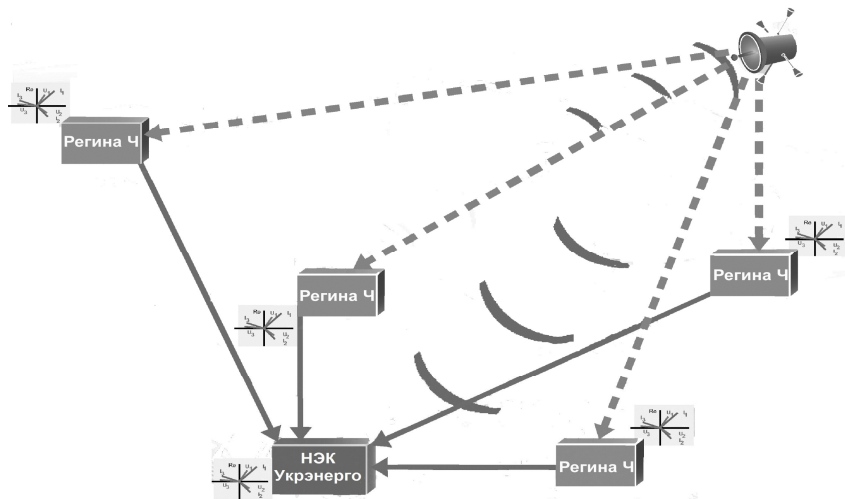


Рис. 3.6. Система мониторинга режимов

Система мониторинга является глобальной для территории Украины, охватывает ключевые узлы ОЭС Украины и осуществляет синхронизированный мониторинг и регистрацию системных параметров, а именно нормальных (стационарных) и аварийных (переходных) режимов работы электроэнергетических систем. Она реализуется на основе высокоточных регистрирующих средств, которые устанавливаются на узловых подстанциях и наиболее ответственных ЭЭО.

Система мониторинга на ЭЭО представляет собой один или несколько РС с многофункциональными измерительными преобразователями для измерения мгновенных значений фазных токов и напряжений и расчета электрических параметров режимов. Коммуникационный сервер обеспечивает сбор, регистрацию и архивирование данных, поступающих от ИП, прием сигналов точного времени от GPS-приемника, предоставление данных по запросам удаленного от потребителей в on-line и off-line режимах.

Использование информации, получаемой от РС «Регина-Ч», предоставляет новые возможности для решения наиболее актуальных задач системного значения, часть которых без таких СМ не могла быть решена вообще или качество результатов их решения не

соответствует современным требованиям (рис. 3.7). Наиболее важный результат создания и внедрения отечественных СМ также связан с перспективами, которые открывают такие системы:

- исчерпывающий анализ аварийных событий;
- верификация моделей ЭЭС;
- оценка состояния ЭЭС;
- мониторинг низкочастотных колебаний режимных параметров для предотвращения колеблющегося нарушения устойчивости;
- мониторинг допустимости текущих режимов.

Среди основных технических характеристик и показателей РС «Регина-Ч» следует выделить время восстановления всего набора данных, передаваемых от ИП на сервер, которое составляет 20 мс. Регистратор сигналов в переходных режимах обеспечивает регистрацию скорости изменения частоты с точностью не хуже 5 МГц/с. При этом обеспечивается возможность формирования данных в архивах с шагом 0,005 Гц. Продолжительность архивных записей соответственно составляет при записи параметров режима до аварии – 100 с; аварийный процесс – до 1000 с. Запись ведется непрерывно в течение 72 часов в режиме самописца (цикличность и количество записываемых параметров в архивах устанавливается файлом конфигурации).

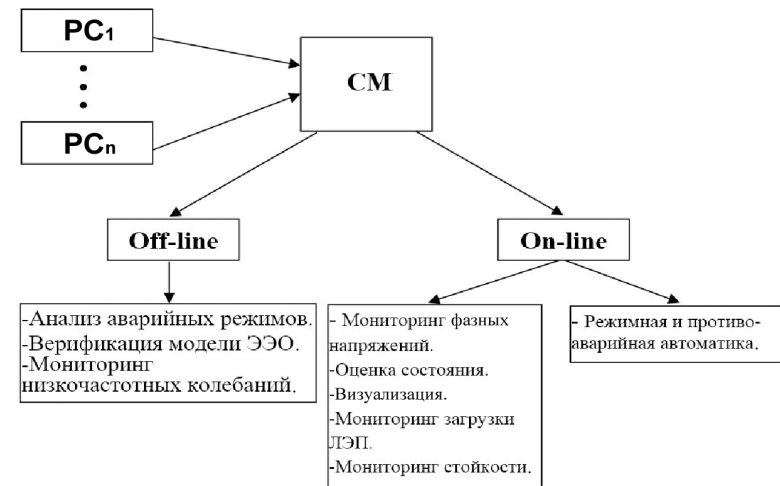


Рис. 3.7. Основные функции СМ

Если говорить об основных метрологических характеристиках, то следует отметить, что погрешность измерения электрических величин не превышает $\pm 0,5\%$ в диапазоне $0,2 - 6$ А по каналам тока и $0 - 120$ В по каналам напряжения. Погрешность синхронизации измерительного преобразователя от GPS не превышает ± 20 мкс; абсолютная погрешность измерения частоты не превышает $\pm 0,001$ Гц; абсолютная погрешность измерения угла вектора напряжения между синусоидой напряжения и синусоидой 50 Гц с привязкой к астрономическому времени составляет не более $\pm 1^\circ$.

Прибор «Регина-Ч» не имеет жестких функциональных ограничений и может использоваться в составе информационно-измерительных и управляющих систем различного назначения. Это позволяет, используя качественно новую информацию в сочетании с функциональными возможностями иерархического оперативно-управляющего комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ОЭС Украины, обеспечить решение широкого спектра задач оперативного управления.

Определение мест расположения РС «Регина-Ч» для создания СМ, реализующей получение информации, которая обеспечит решение комплекса задач оперативного управления ЭЭО Украины, является самостоятельной задачей. От выбора мест расположения РС зависит как возможность обнаружения оперативно-диспетчерским персоналом случаев возникновения аномальных режимов, так и возможность решения задач управления режимами ЭЭС. Поэтому, кроме создания системы получения качественно новой информации, требуется решить задачу создания средств, в частности, моделей, с использованием синхронизированных измерений режимных параметров. Речь идет о величинах векторов напряжения. Это позволяет получить решения ряда наиболее актуальных задач, например, задачи определения допустимости текущих режимов по запасу статической устойчивости. Но все это имеет смысл только в том случае, если привязаться к задаче выбора мест расположения РС на ЭЭО ОЭС Украины [8, 14, 15].

Учитывая большое разнообразие режимов, а также топологических изменений, происходящих в электрической сети, различий в информационных потребностях задач, которые сейчас решаются средствами ИОКК и будут решаться благодаря наличию синхронизированных измерений режимных параметров, задачу определения

мест расположения РС достаточно сложно формализовать. В то же время полученные результаты свидетельствуют о широких возможностях и целесообразности использования предложенного подхода к их решению [6-8]. Задачи, решение которых становится возможным благодаря информации, полученной от систем мониторинга, реализованных на базе РС «Регина-Ч», можно разделить на связанные с анализом событий, произошедших в ЭЭС, и непосредственно касающиеся реализации процесса управления [13-16].

Задачи, связанные с анализом событий, выполняются в режиме off-line на базе полученной «синхронизированной» информации. Благодаря наличию «отметок времени», прежде всего, у дискретных сигналов функционирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и коммутационных аппаратов, значительно упрощаются анализ последовательности событий, выявление причин и последствий технологических нарушений и аварий, которые имели место. Результаты такого анализа позволяют установить правильность функционирования (и соответственно выбрать настройки) устройств РЗА.

Зарегистрированная РС информация позволяет проводить верификацию динамических моделей ЭЭС. Благодаря возможности определения с высокой точностью частоты, а также скорости ее изменения в различных точках ОЭС Украины, появляется возможность определения динамических характеристик системы. При использовании информации, которую предоставляют СМ, можно уточнить значение крутизны частотной характеристики ОЭС Украины, которая является одной из важнейших ее динамических характеристик и непосредственно учитывается в процессе оперативного управления. Это объясняется тем, что именно эта характеристика свидетельствует о способности ЭЭС восстанавливать нарушение баланса активной мощности и обеспечивать изменение частоты в допустимых пределах. В соответствии с требованиями ENTSO-E внезапное возникновение в синхронной зоне аварийного небаланса активной мощности величиной в 3000 МВт не должно приводить к отклонению частоты свыше 180 МГц. При этом указанное отклонение должно быть компенсировано лишь первичным регулированием, без использования других управляющих воздействий. Поэтому полученная информация о крутизне частотной характеристики позволяет определить уровень соответствия системы

первичного регулирования ОЭС Украины требованиям ENTSO-E. Среднее значение величины, определяющей крутизну частотной характеристики в ЭО ENTSO-E, составляет 25000 МВт/Гц.

Выполнение требований к РС в части измерения частоты синусоидального сигнала с абсолютной погрешностью, не превышающей $\pm 0,001$ Гц, возможно лишь при условии правильного и рационального выбора частоты дискретизации сигнала с последующим определением путем аппроксимации перехода синусоиды через ноль, что обеспечивает заданную точность измерений. В результате исследований установлено, что для измерения частоты синусоидального сигнала приемлемая частота дискретизации составляет 5 кГц с последующей аппроксимацией переходов синусоиды через ноль степенным полиномом третьего порядка. Перед аппроксимацией сигнал подвергается фильтрации, в результате чего выделяется его первая гармоника, которая и используется. Диапазон частот, который нормируется для РС «Регина-Ч», находится в пределах от 45 до 55 Гц.

Задачи, которые непосредственно связаны с оперативным управлением и выполняются в режиме on-line, можно разделить на задачи мониторинга и задачи оценки текущих режимов. Благодаря возможности визуализации информации о текущем режиме ОЭС Украины, полученной от СМ с различных электроэнергетических объектов, диспетчерский персонал имеет возможность контролировать и правильно его оценивать. Особое значение для решения задач оценки и диагностирования режимов ЭЭС имеют синхронизированные измерения фазных углов напряжения.

Фазные углы напряжения на системах шин подстанций являются наиболее информативными переменными вектора состояния, так как они связаны с величинами границ статической устойчивости в контролируемых сечениях. Постоянная регистрация синхронно измеряемых переменных состояния системы (включая фазные углы) позволяет также проводить верификацию и уточнение расчетных моделей сети и результатов математического моделирования.

Таким образом, обладая точными синхронизированными значениями параметров режима, легко определить и другие параметры сети. Так, анализ архивных данных синхронизированных измерений фазных углов в контролируемых точках ЭЭС до и после аварийных отключений (блоков, линий) позволяет также сформиро-

вать выводы относительно наличия резервов в энергосистеме для реагирования на различные нарушения режима.

Кроме того, такие СМ позволяют получить ранее недоступную информацию о значении точно измеренных фазных углов напряжения в различных точках ОЭС Украины, что является информационной базой для совершенствования систем поддержки диспетчерского персонала, а в дальнейшем – при создании систем автоматизированного противоаварийного управления.

Первым шагом в этом направлении, на наш взгляд, может стать использование синхронизированных измерений на ЭЭО и в ЭЭС для создания библиотеки алгоритмов, идентифицирующих различные аварийные и близкие к ним ситуации. Речь идет о делении системы, качаниях, приближении к предельным границам по мощности, которая передается и пр. Один из перспективных подходов к решению этой задачи может быть найден на пути применения теории распознавания образов и технологий искусственных нейронных сетей.

Использование данных, поступающих с РС «Регина-Ч» в нормальных режимах, позволяет уточнить результаты решения задач оценивания состояния ЭЭС (благодаря использованию измерений фазовых углов напряжения) в ИОУК АСДУ, предназначенном для комплексного решения задач оперативного расчета и оптимизации текущих режимов, в том числе в условиях неполноты и невысокой точности исходной информации.

Одной из задач, решение которой на базе системы проблемно-ориентированного мониторинга способствует повышению эффективности ведения режимов ОЭС Украины, является задача эффективного использования пропускной способности межгосударственных и внутренних электрических связей ОЭС Украины. Эффективность использования пропускной способности сечений основной электрической сети ОЭС Украины зависит от возможности реализации режимов с максимально возможными величинами перетоков активной мощности при условии, что они еще остаются допустимыми с точки зрения нарушения устойчивости. Ограничение указанных перетоков обусловлено требованиями обеспечения устойчивости ОЭС Украины в соответствии с действующими руководящими указаниями [17], которыми предусмотрено определение максимально допустимых перетоков активной мощности в контроли-

руемых сечениях, исходя из наиболее неблагоприятных по запасам устойчивости изменений режимов. В результате для каждого сечения определяется минимальное значение из всех максимально допустимых величин перетоков, полученных в результате нагружения режимов разными способами. Использование синхронизированных измерений векторов напряжения дало основание для создания в форме полинома Колмогорова-Габор модели мониторинга допустимости текущих режимов ОЭС Украины по запасам статической устойчивости [17-19].

Указанные модели обеспечивают возможность классификации режимов в on-line режиме поступления информации от РС «Регина-Ч», расположенных на заранее определенных объектах ОЭС Украины.

Использование СМ вместе с другими задачами позволяет также решить проблему мониторинга низкочастотных колебаний режимных параметров с целью предотвращения колеблющегося нарушения устойчивости [8, 14-16]. Угроза колеблющегося нарушения устойчивости ЭЭО возникает вследствие возрастания во времени амплитуды таких колебаний. Опасные низкочастотные колебания связаны с противофазными колебаниями на доминирующих собственных частотах ЭЭО (доминирующие собственные частоты «принадлежат» доминирующим модам) определенных групп синхронных машин. Они могут возникать при появлении даже малых возмущающих сил, периодическая смена которых будет происходить с частотой, близкой к одной из доминирующих собственных частот ЭЭО. Вклады таких доминирующих мод в результирующие амплитуды колебаний режимных параметров ЭЭО будут значительно больше от вкладов других мод. Поэтому сам факт объединения ЭЭС на параллельную работу (примером чего является подготовка ОЭС Украины к параллельной работе с ENTSO-E) априори является тем фактором, который может приводить к изменению характера проблемы устойчивости, наиболее существенно влияя на условия функционирования, прежде всего, межсистемных электрических связей.

Таким образом, были определены основные критерии выбора мест расположения средств СМ. Во-первых, по условию обеспечения наблюдаемости, решения задач визуализации, анализа (on-line) и оценки состояния ЭЭС с необходимой точностью, при условии обес-

печения достаточной обоснованности принимаемых решений. Во-вторых, возможность оценивания допустимости текущего режима по критерию обеспечения запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях ОЭС Украины. И, наконец, по условию предупреждения опасных увеличений амплитуд низкочастотных колебаний режимных параметров, что приводит к колебательному нарушению устойчивости ЭЭС.

Для исследования режимов работы ЕС кроме их моделирования традиционно используются натурные эксперименты: как пассивные (к ним можно отнести и контрольные измерения режимных параметров ЭЭО в период зимнего максимума и летнего минимума нагрузок, результаты обработки которых используются в качестве информационной основы для планирования электрических режимов), так и активные. Натурные эксперименты всегда служили средством проверки адекватности моделей ЭЭС, их способности отражать реальные режимы ЭЭС. Другое дело, не все результаты моделирования могут быть проверены при непосредственных натурных испытаниях. Поэтому исследование режимов ЭЭС путем объединения математического моделирования и натурных (пассивных и активных) экспериментов остается до сих пор наиболее конструктивным путем получения информации о свойствах ЭЭС, их режимах при возникновении различных условий.

В реальных условиях функционирования ЭЭС мониторинг их доминирующих собственных частот (в аспекте выявления угрозы колебательного нарушения устойчивости ЭЭС) можно обеспечить путем спектрального анализа выборок данных – результатов «синхронизированного мониторинга» режимных параметров тех линий электропередачи, по разные стороны которых (в разных частях ЭЭС) находятся соответствующие группы СМ. Однако это требует предварительного (off-line) определения как доминирующих собственных частот, так и соответствующих ЛЭП ЭЭС.

Для достижения указанной цели проверена возможность получения информации с соответствующих СМ и определения доминирующих собственных частот ЭЭС, путем спектрального анализа выборок мгновенных значений режимных параметров, полученных в результате моделирования электромеханических переходных процессов в ЭЭС. Указанные процессы обусловлены возникновением малых возмущений в электрической сети ЭЭС. Полученные в

результате такого моделирования выборки данных содержат информацию, которая лишена влияния различных факторов, имеют место в реальных условиях функционирования ЭЭС. Следует отметить, что в выборках данных, формируемых в ходе «синхронизированного мониторинга» режимных параметров, воспроизводится влияние многих факторов. Это потребовало проведения дополнительных исследований различных методов спектрального анализа с точки зрения их пригодности для использования в on-line режиме функционирования системы мониторинга. Речь идет об исследовании их быстродействия и «разрешающей способности», что особенно необходимо при наличии близких к доминирующим собственным частотам ЭЭС.

На первом этапе работоспособность данного подхода была проверена на тестовых схемах ЭЭС [8,15]. Полученные результаты показали вполне удовлетворительное совпадение с полученными ранее контрольными значениями доминирующих собственных частот ЭЭС. При моделировании электромеханических переходных процессов в ЭЭС, возмущения начального режима в разных точках ЕС накладывались в виде трехфазных коротких замыканий различной продолжительности, начиная с 0,02 с. Продолжительность переходных процессов составила 20 с, шаг численного интегрирования брался равным 0,02 с, формирование выборок режимных параметров осуществлялось с дискретностью 0,02 с. В дальнейшем такой подход был также применен для проверки возможности определения доминирующих собственных частот ОЭС Украины [17–19]. Предварительный анализ полученных результатов дал возможность выделить отдельные доминирующие собственные частоты, которые присутствуют в частотном спектре, при колебании потоков активной мощности в ЛЭП, входящих в состав различных контролируемых сечений электрической сети ОЭС Украины.

В дальнейшем при выполнении более масштабных исследований электромеханических переходных процессов в ОЭС Украины появляются основания для определения сечений основной сети, которые в первую очередь будут нуждаться в реализации «синхронизированного мониторинга» режимных параметров и, таким образом, будут расширены места установки РС.

По опыту эксплуатации считают наиболее напряженными в тех или иных условиях, в частности, в ремонтных режимах, шесть

основных связей ОЭС Украины. Это сечение "Запад – Винница", которое обеспечивает выдачу мощности Хмельницкой и Ровенской АЭС; сечение "Винница – Южно-Украинская АЭС"; южное сечение, которое отделяет от ОЭС Украины часть Днепровской и Южной энергосистемы с крымской энергосистемой; связи ОЭС - Одесса с Молдовой и ОЭС – Крым и, наконец, сечение "Днепр – Донбасс".

Кроме упомянутых первоочередных задач, решение которых стало возможным в результате создания и внедрения СМ, появляется также возможность реализации мониторинга (прежде всего, соответствующих моделей) допустимости текущих режимов по условию обеспечения динамической устойчивости и, наконец, уже практически может ставиться вопрос о создании качественно новых систем противоаварийной автоматики.

Таким образом, первый этап внедрения РС в ОЭС Украины (рис. 3.8) был подчинен решению наиболее актуальных задач оперативного управления путем создания средств и элементов проблемно-ориентированной системы мониторинга ее режимов [8, 14]. К таким задачам следует отнести оценку состояния ЭЭС и ОЭС Украины, определение допустимости текущих режимов ОЭС Украины по запасам статической устойчивости и предупреждения роста амплитуд, опасных с точки зрения нарушения устойчивости низкочастотных колебаний режимных параметров, обусловленных ростом амплитуд соответствующих составляющих частоты, которые соответствуют доминирующим собственным частотам свободных колебаний ОЭС Украины.

Внедрение в ОЭС Украины РС «Регина-Ч» позволило создать предпосылки для развития технологии организации управления на основе величин, полученных при организации векторного измерения параметров режимов ЭЭС с высокой точностью и дискретностью, а также с синхронизацией измерений с использованием спутниковой GPS. Это обеспечило возможность предоставления оперативному персоналу качественно новой информации (векторы напряжения), которая характеризует нагрузки ЛЭП, проведения исчерпывающего анализа аварийных событий. Использование данных измерений фазных углов напряжения позволило значительно повысить надежность АСДУ при отказах отдельных каналов получения информации; улучшить обоснованность принимаемых решений в процессе выделения результатов измерений, которые имеют значи-

тельные погрешности; повысить вероятность принятия правильных рекомендаций при оценке состояния топологии сети; повысить устойчивость вычислительных процессов за счет улучшения свойств матриц Якоби (вследствие использования прямых измерений независимых переменных). Таким образом, более высокая точность выполнения измерений, в конечном результате, способствовала получению и более адекватной оценке режимов в целом.

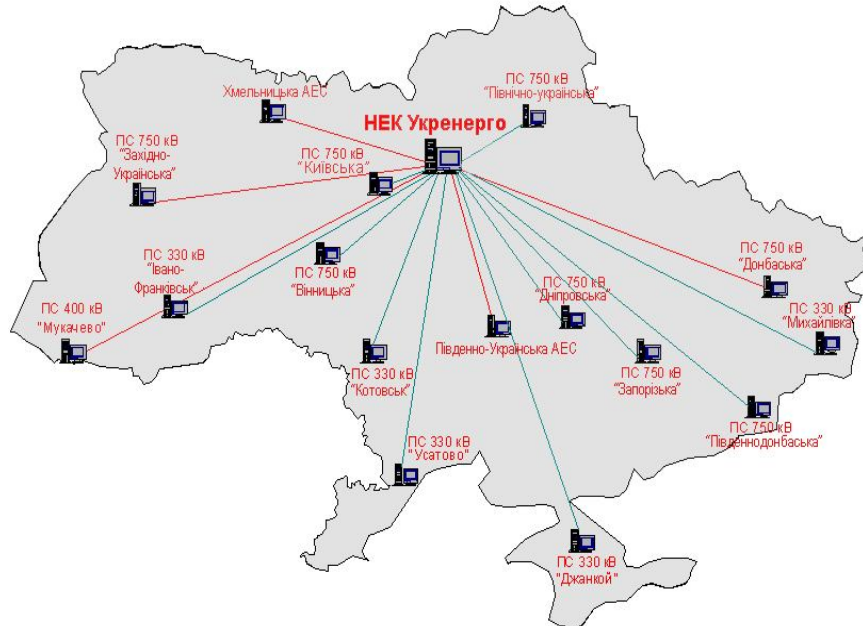


Рис. 3.8. Первая очередь СМ в ОЭС Украины

3.3. Мониторинг и управление режимами электроэнергетических систем с оценкой запаса мощности по сечениям

В последнее время активно прорабатываются различные варианты организации параллельной работы ОЭС Украины с ЭО ENTSO-E. Техническая реализация такого проекта невозможна без построения систем мониторинга основных параметров режимов ЭО

Украины. Речь идет об оценке величин частоты, тока, мощности, напряжения (модуля и фазы) в стационарных и переходных режимах работы. Причем эти параметры должны синхронизироваться с единым временем. Размещение на энергообъектах (электрических станциях и подстанциях) таких средств мониторинга позволяет:

- обеспечить оперативный персонал ЭЭС возможностью проводить мониторинг текущих режимов за счет динамического представления системных параметров, приведенных к единому времени на всех энергообъектах;
- создать предпосылки для планового внедрения систем АСУ ТП энергообъектов и совершенствования автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) энергосистем и ЭО;
- повысить достоверность расчетных моделей и точность оперативной оценки состояния, а также проводить оптимизацию установленных режимов ЭЭС и ЭО.

В качестве базовых средств при построении СМ используются комплексы типа "Регина". Как уже отмечалось, такие системы устанавливаются на мощных узловых подстанциях напряжением 330-750 кВ, а также электростанциях.

Наличие определенного избытка генерирующих мощностей, в первую очередь на атомных электростанциях, на сегодняшний день не подкрепляется возможностью передачи его внешним энергопотребителям из-за существующих ограничений на величину передаваемой мощности по ряду линий электропередач. В настоящее время расчет предельных величин мощностей, которые передаются по линиям, осуществляется по упрощенным алгоритмам, что, как правило, приводит к заниженным показателям величины допустимого перетока. Такой подход не отвечает требованиям, принятым в ENTSO-E, и ухудшает экономичность работы ЭО. Использование при расчетах данных, получаемых от СМ, позволяет решить эту задачу в соответствии с требованиями европейских энергосистем.

В параграфе 3.2 отмечалось, что определение мест установки СМ и соответственно РС является самостоятельной сложной задачей, которая решается на основе технологических требований к конкретной задаче и эксплуатационного опыта (рис. 3.8). Рассмотрим этот вопрос на конкретных примерах решения задачи контроля уровня загрузки слабых сечений ОЭС Украины с использованием

синхронизированных измерений фазовых углов напряжения в узлах электрической сети.

В руководящем документе [18] устанавливаются нормативные запасы статической устойчивости в предельных режимах, которые допускается определять по критерию существования режима. На сегодняшний день именно этот способ используется на практике как основной, и в данной работе этот критерий будем использовать для определения предельных режимов. Принимая во внимание опыт эксплуатации, в ОЭС Украины выделяют как наиболее напряженные ряд сечений (см. параграф 3.2).

Руководящие указания [18] по оценке устойчивости требуют обеспечить определенный запас по активной мощности в каждом из этих сечений. При этом решение задачи с использованием взаимных углов напряжения предполагает, что будет определена зависимость этой мощности от углов и проведена ее аппроксимация с как можно меньшей погрешностью. Исследования показали [19], что удовлетворительную точность аппроксимации можно достичь, используя только два определенным образом выбранных угла.

Для того чтобы проверить точность определения мощности в сечении через синхронизированные измерения фазовых углов напряжения, выполнено утяжеление связей и вычислены коэффициенты полинома, который аппроксимирует зависимость мощности сечения от взаимных углов напряжения. Аппроксимация выполнялась методом наименьших квадратов для частичных степенных полиномов второго порядка.

В качестве примера исследовалось сечение "Запад – Винница". Для режима, когда передаваемая по сечению мощность составила $P_{пер}=2727$ МВт, величина предельной мощности по критерию существования режима (утяжеление по углу осуществлялось на заключительной части траектории) была определена как $P_{грн}=4164$ МВт.

Регрессионная зависимость мощности сечения от взаимных углов $\theta_{РА-Вн}=\theta_1$; $\theta_{ХА-Вн}=\theta_2$ записывается в виде $P_{пер} = 604,45 - 2,3 \theta_1^2 + 133,16 \cdot \theta_1 + 78,55 \cdot \theta_2$

Среднеквадратичная погрешность аппроксимации составила $\sigma=8,64$ МВт ($0,207\% P_{max}$). Это является вполне удовлетворительным результатом, который обеспечивается за счет синхронизированной регистрации фазовых углов напряжения на шинах 750 кВ Ровенской и Хмельницкой АЭС и ПС «Винница-750».

При использовании третьего взаимного угла $\theta_3 = \theta_{ХАЭС} - \theta_{Одесса}$, где $\theta_{Одесса}$ – угол на шинах ПС-330 кВ Ново-Одесская, погрешность можно уменьшить до величины 0,15%. В этом случае уравнение регрессии примет вид: $P = 335,5 + 113,93 \cdot \theta_1 - 2,71 \cdot \theta_1 \cdot \theta_3 + 179,39 \cdot \theta_2$, где $\theta_1 = \theta_{РАЭС} - \theta_{Вин.}$, $\theta_2 = \theta_{ХАЭС} - \theta_{Вин.}$, $\theta_3 = \theta_{ХАЭС} - \theta_{Одесса}$.

Для других сечений при вариации используемых взаимных углов и подборе регрессионных уравнений были определены лучшие показатели, которые дают погрешности от 0,33 до 0,56 %, что можно считать удовлетворительным результатом (рис. 3.9).

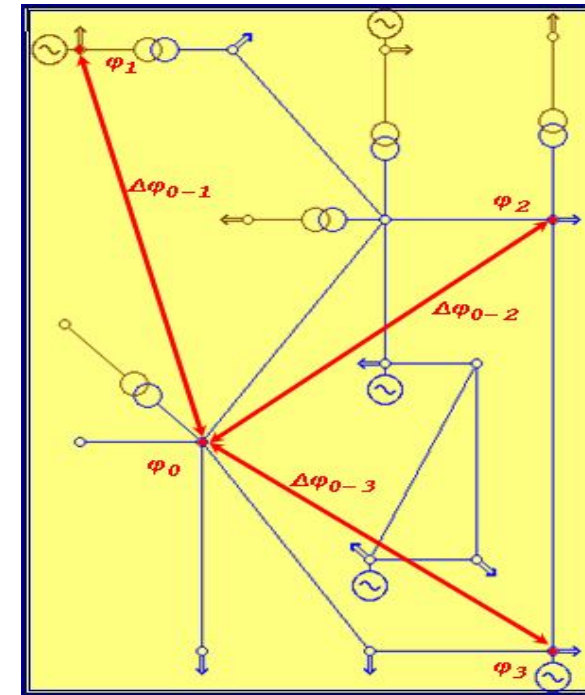


Рис. 3.9. Векторы узловых напряжений

Таким образом, исследования показали, что использование зарегистрированных углов узловых напряжений, которое осуществляется специальными СМ, позволяет значительно повысить точность решения такой задачи для всех контролируемых сечений. Речь идет о шинах 750 кВ атомных электростанций и ПС "Винни-

ца", "Донбасская", шинах 330 кВ (ЧАЭС, ЮУАЭС, Ладыжинская, Трипольская и Молдавская ТЭС, Днестровская ГЭС), узловых подстанциях 330 кВ ("Ново-Одесская", "Побужье", "Бельцы", ДД, "Запорожская-330", "Аджалык", "Трихаты", Каховская ГПП, "Джанкой" (отпайка), "Мелитополь", "Островская").

Совершенно аналогично результаты измерений углов вектора узловых напряжений используются при решении задачи оценивания состояния. При этом также задаются величины соотношений между активной и реактивной мощностями. Оценивание состояния является базовой задачей при проведении расчетов режимов ЭЭС с использованием комплекса оперативно-диспетчерского управления. В результате ее решения формируется информационная модель текущего или ретроспективного установившегося режима [20].

В основу построения алгоритмов оценивания состояния положен метод взвешенных наименьших квадратов. Сбалансированный электрический режим определяется в результате минимизации целевой функции:

$$f = \sum_{i=1}^n r_i^2 \cdot [v_i - \bar{v}_i(\dot{u})]^2, \quad (3.1)$$

где n – число измерений; v_i – значение i -го измерения; $\bar{v}_i(\dot{u})$ – функция, отражающая зависимость между i -м измерением и независимыми параметрами (составляющими комплексных узловых напряжений); r_i – весовой коэффициент, характеризующий точность i -го измерения.

В матричном виде соотношение (3.1) может быть записано как

$$f = [V - \bar{V}(\dot{U})]^T \cdot R^2 \cdot [V - \bar{V}(\dot{U})], \quad (3.2)$$

где V – n -мерный вектор измеряемых параметров режима; $\bar{V}(\dot{U})$ – n -мерный вектор-функция расчетных параметров режима; R – диагональная матрица весовых коэффициентов.

При проведении оценивания состояния, принимая во внимание, что на ПС 330-750 кВ установлены СМ, появилась возможность использования измеренных значений составляющих векторов узловых напряжений (рис. 3.9). Это позволяет в случае возникновения отказов в измерительных каналах принимать более обоснован-

ные решения в процессе отбраковки измерений, содержащие грубые ошибки. Кроме того, при этом повышается вероятность принятия правильных рекомендаций при проверке состояния топологии сети, а также устойчивость вычислительного процесса за счет улучшения свойств матриц Якоби (в связи с использованием прямых измерений независимых переменных) и, наконец, обеспечивается более высокая точность оценивания режимов за счет привлечения дополнительных измерений.

При решении задачи оценивания более информативными параметрами, по сравнению с измеренными величинами токов, являются величины мощностей, поскольку они характеризуют как направление потоков мощности, так и величину соотношения между активными и реактивными составляющими. В большинстве случаев при этом может быть использована некая дополнительная информация. Как показывает опыт, для подавляющего большинства потребителей соотношение между активной и реактивной составляющими мощности является достаточно стабильной величиной. При решении задачи оценивания состояния эти соотношения могут рассматриваться как псевдоизмерения. Их величины обычно определяются на основе экспертных оценок или же на основе информации из расчета базовых режимов.

Заметим, что использование полярной системы координат в данном случае более предпочтительно, так как при условии полной достоверности измеренных углов проще осуществляется фиксация расчетных величин фаз на уровне измеренных. По сути, это позволяет уменьшить размерность задачи, так как фазы некоторых углов могут быть выведены из числа независимых переменных. По завершении итерационного расчета они могут быть определены непосредственно по замерам. При этом строки матрицы Якоби, соответствующие независимым переменным, будут содержать по одному ненулевому элементу, который равен единице.

Уже отмечалось, что соотношение между активными и реактивными мощностями представляет собой достаточно стабильную величину. В случае дефицита реальных измерений для обеспечения наблюдаемости режима целесообразно использовать это свойство. Тогда в выходных данных псевдоизмерения задаются в виде

$k_i = \frac{Q_i}{P_i}$, а уравнение, соответствующее псевдизмерениям в i -м узле,

будет иметь вид $Q_i - k_i \cdot P_i = 0$.

Поскольку в существующей процедуре учитывались измерения активных и реактивных мощностей в узлах, то нетрудно записать строки матрицы Якоби, заполнив их соответствующими псевдоизмерениями. Такие строки будут линейной комбинацией линеаризованных зависимостей $P(\dot{U})$ и $Q(\dot{U})$.

Составной частью представляемых средств является подсистема анализа режимов. Известно, что многие средства, позволяющие проводить анализ режимов, входят в состав стандартных и не требуют никакой дополнительной настройки. Так, после завершения расчета традиционно проверяются уровни напряжений в узлах схемы, загрузка линий и трансформаторов по току и прочее. Однако в процессе выполнения расчетов стало понятно, что стандартных средств явно недостаточно для проведения полного анализа режимов. Поэтому был разработан конструктор, позволяющий создавать средства анализа, в максимальной степени учитывающие специфику задач, решаемых конкретными пользователями. Такой конструктор позволяет описывать формулы расчета тех или иных интегральных параметров и формировать запись в файлы, хранящие описания режимов.

Для обеспечения этих возможностей реализован подход, основанный на использовании специальных функций. В распоряжение пользователей предоставляются средства, которые позволяют получать интегральные величины, характеризующие режимы некоторых подсистем с произвольным числом и составом узлов, интегральные величины, характеризующие режим некоторых групп ветвей (связей), параметры, характеризующие отдельные узлы расчетной схемы, а также параметры, характеризующие отдельные ветви расчетной схемы.

При этом функции могут быть составной частью формул, с помощью которых могут быть описаны любые арифметические выражения.

После завершения расчета для проведения анализа полученных режимов составляется специальная таблица, пример которой представлен на рис. 3.10.

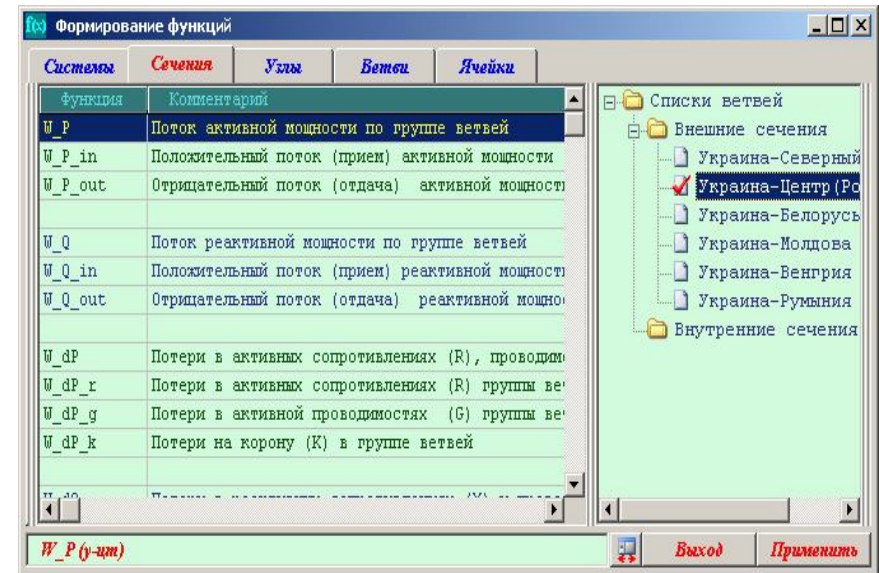


Рис. 3.10. Результатов анализа режима в табличной форме

Учитывая необходимость выполнения анализа режимов, полученных в результате решения задачи иерархического оценивания, разработанная подсистема поддерживает иерархический подход к формированию средств анализа. При этом на каждом следующем иерархическом уровне обеспечивается возможность использования как собственных средств анализа, так и тех, которые были подготовлены на предыдущих уровнях. Для этого в процессе иерархического расчета проводится объединение средств анализа, выполненных на верхнем и нижнем уровнях.

В процессе параллельной работы мощных электроэнергетических систем, а также при передаче мощности в дефицитные по мощности и энергии энергорайоны, возникает необходимость определения предельно допустимого значения перетоков мощности по высоковольтным линиям или сечениям.

В настоящее время эти значения определяются на основе специальных расчетов по заданным траекториям утяжеления режима и уточняются путем проведения натуральных экспериментов. Вследствие большого разнообразия режимов и вариантов изменения топологии сети, полученные значения пропускной способности линий и сечений являются приближенными. Поэтому возникла задача оперативного определения пропускной способности внутренних и межсистемных линий электропередачи в соответствии с происходящими изменениями параметров режима и топологии сети.

В [21] представлена методика расчета, которая опирается на оперативно получаемые синхронизированные измерения СМ [16]. На основе измеренных синхронизированных значений токов, напряжений и углов сдвига между ними по концам высоковольтной линии определяются сопротивление высоковольтной воздушной линии и соответствующее значение температуры провода: $t_{\text{пот}} = (r_{\text{пот}} - r_{20^\circ\text{C}} + \alpha \times 20^\circ\text{C}) / \alpha$, где $r_{\text{пот}}$, $r_{20^\circ\text{C}}$ – поточное значение активного сопротивления и сопротивления при 20 °С соответственно; α – температурный коэффициент сопротивления.

После этого определяется величина запаса по предельным значениям тока и мощности в соответствии с температурой провода. Известно, что каждой марке провода соответствует предельно допустимая температура. Разница температуры провода (текущей и предельной) определяет предельную величину пропускной способности линии, которая должна быть скорректирована на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности.

Основные характеристики низкочастотных колебаний (амплитуда и частота) определяются на основе выборки зарегистрированных значений активной мощности, которая протекает по исследуемой линии на интервале времени порядка 20 мин [17]. Для выделения трендовой составляющей процесса используют метод кусочно-полиномиальной аппроксимации.

На рис. 3.11 и 3.12 показаны фрагменты выборок измеренных и аппроксимированных значений перетоков мощности по линиям электропередачи 400 кВ Мукачево – Капушаны и ЛЭП 750 кВ соответственно. Измерения проведены с дискретностью 0,02 с по 55 000 значений на каждом объекте.

Далее, определяются отклонения выходной реализации от аппроксимированных значений, и по полученной выборке откло-

нений проводится спектральный анализ (определение спектральной плотности мощности) с выделением одной или нескольких близких доминирующих частот. После этого выявляется скрытая периодичность и уточняются периоды выделенных низкочастотных колебаний.

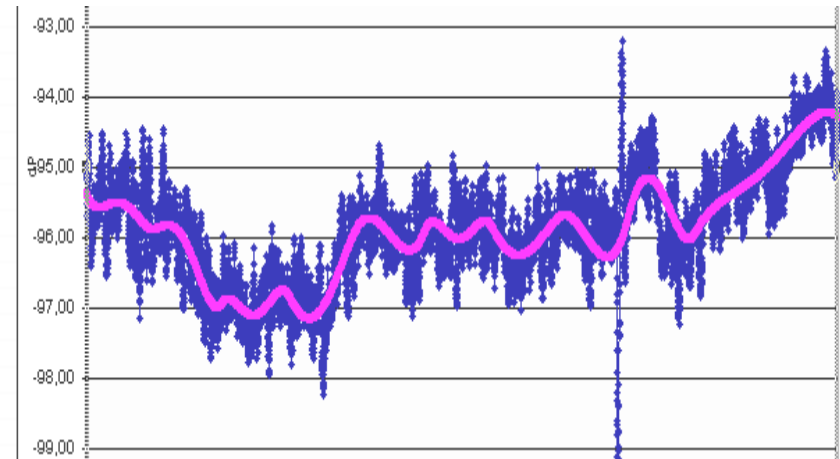


Рис. 3.11. Измеренные и аппроксимированные значения перетока мощности по ЛЭП 400 кВ (Мукачево – Капушаны)

Эта процедура реализуется в три этапа. На первом этапе, используя исходную реализацию временного ряда путем кусочно-полиномиальной аппроксимации, определяется трендовая составляющая. На втором – определяется временной ряд различий между исходными и аппроксимированными значениями. И на третьем – временная последовательность отклонений раскладывается по частотам.

В результате выполнения третьего этапа по временному ряду отклонений определяется автоковариационная функция

$$S_{xx}(i) = 1 / (N - i - 1) \sum_{p=0}^{N-i-1} \sum X(p) X(p+i), \quad (3.3)$$

где p – текущий индекс ряда, m – предельная величина лага.

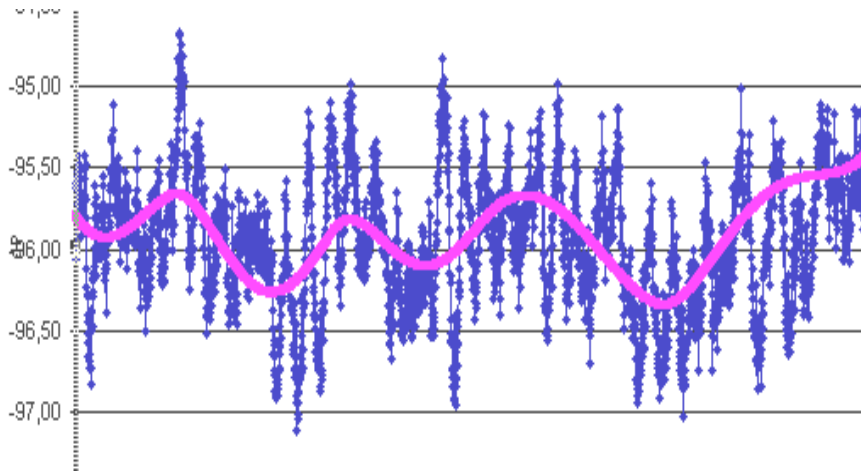


Рис. 3.12. Измеренные и аппроксимированные значения перетока мощности по ЛЭП 750 кВ (Западно-Украинская – Винница)

Потом выбирается окно Хеннинга

$$V_m(i) = 1/2 (1 + \cos(\pi i/m)) \quad (3.4)$$

и пересчитывается автоковариационная функция

$$\hat{S}_x(i) = S_x(i) V_m(i). \quad (3.5)$$

В дальнейшем проводится интегрирование методом трапеций при различных частотах и рассчитывается значение плотности спектра мощности:

$$\check{S}_{xx}(f) = T [\check{S}_x(0) + 2 \sum_{i=1}^{m-1} \check{S}_x(i) \cos(2\pi f_i T) + \check{S}_{xx}(i) \cos(2\pi f_m T)]. \quad (3.6)$$

Как "стандартный" набор частот могут рассматриваться

$$f_k = k/(2mT), \quad k=0, m, \quad (3.7)$$

где T – дискретность выборки в секундах.

Для такого набора можно получить $(m+1)$ оценок плотности спектра мощности, что равно отстоят друг от друга и перекрываются.

С учетом (7) формула (6) может быть представлена в виде

$$\check{S}_{xx}(k) = T [\check{S}_x(0) + 2 \sum_{i=1}^{m-1} \check{S}_x(i) \cos(\pi i k / m) + \check{S}_x(m) \cos(\pi i)]. \quad (3.8)$$

Формула (3.8), по сути, представляет собой исчисление косинус-преобразования Фурье.

Приведенный алгоритм был проверен при оценке перетоков мощности по магистральной ЛЭП 750 кВ (Западно-Украинская – Винница) и межсистемной ЛЭП 400 кВ (Мукачево – Капушаны), где были установлены СМ.

Список использованной литературы

1. *Стогний Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левітський В.Г.* Информатизация та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2002. – № 3 (3). – С. 4-18.
2. *Воропай Н.И., Массель Л.В., Славин Г.Б.* Организация системы мониторинга энергетического хозяйства России на базе новых информационных технологий // Электричество. – 2002. – № 9. – С.2-8.
3. *Стогний Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П.* Информатизация електроенергетичних систем та електричних об'єктів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2007. – № 1 (16), Ч. 1. – С. 9-15.
4. *Буткевич О.Ф., Туттик В.Л.* Моніторинг та діагностування електроенергетичних об'єктів та систем України на базі комплексів "РЕГНА" // Гідроенергетика України. – 2010. – № 3. – С. 46-49.
5. *Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Слїнько В.М. та ін.* Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2007. – № 1 (16). – С. 16-22.
6. *Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б., Чижевський В.В.* Деякі питання розвитку системи керування режимами ОЕС України // Техн. електродинаміка. Темат. випуск: „Силовая електроніка та енергоефективність”. – 2010. – Ч. 1. – С. 165-168.
7. *Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С.* Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 51-58.
8. *Стогний Б.С., Буткевич О.Ф., Зорін Е.В., Левконюк А.В., Чижевський В.В.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів енергооб'єднання // Техн. електродинаміка. – 2008. – № 6. – С. 52-59.
9. *Стогний Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф.* Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв'язання

задач диспетчерського керування // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2009. – Вип. 23. – С. 147-155.

10. *Буткевич О.Ф.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39-52.

11. *Mark S., Radford D.* Communication system Requirement for Implementation of Large Scale Demand Side Management and Distribution Automation // IEEE T-PD. – 1996. – No 2. – P. 683-690.

12. *UCTE Operation Handbook.* <http://www.ucte.org/>, UCTE, Brussels, 2004.

13. *Стогний Б.С., Уцяповский К.В., Мольков А.Н., Соплей М.Ф., Павловский В.В., Пилипенко Ю.В.* Система глобального мониторинга, синхронизация и регистрация системных параметров ОЭС Украины - основа нового качества автоматизированного и оперативного управления // Энергетика и электрификация. – 2006. – № 4. – С. 8-11.

14. *Буткевич А.Ф., Кириленко А.В.* Первоочередные задачи проблемно-ориентированной системы мониторинга режимов ОЭС Украины // Вестник Национального университета "Львовская политехника". – 2007. – Вып. 597. – С. 129-135.

15. *Butkevych O., Kyrylenko O.* Power System Operation Control Based on Synchronised Phasor Measurements // Przegląd Elektrotechniczny. – 2008. – №4. – P. 77-79. (Poland).

16. *Стогний Б.С., Сопель М.Ф.* Информационно-диагностический комплекс "Регина" // Новости энергетики. – 2000. – № 10. – С. 44-47.

17. *Буткевич О.Ф., Чижевський В.В.* Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2010. – С. 72-77.

18. *ГКД 34.20.575-2002.* Устойчивость энергосистем. Руководящие указания. Минтопэнерго Украины, Киев, 2002.

19. *Авраменко В.Н., Юнеева Н.Т., Сангинова А.В.* Использование синхронизированных отдаленных измерений напряжения для оценки уровня устойчивости энергосистемы // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2007. – Вип.18. – С. 47-52.

20. *Авраменко В.Н., Прихно В.Л., Черненко П.А.* Программные средства для автоматизации оперативного диспетчерского управления энергосистем // Информационные технологии и компьютерная инженерия. – 2005. – № 3. – С. 21-26.

21. *Черненко П.А.* Оперативное уточнение предельной мощности, передаваемой высоковольтными линиями энергосистемы // Мат. науч.-практ. конф. с международным участием "Европейские ориентиры муниципального управления". – К.: Изд.-полиграф. центр Академии муниципального управления. – 2008. – Ч.2. – С. 216 – 219.

Основные сокращения в главе 3

АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления
АЧР	– автоматика частотной разгрузки
БД	– база данных
ДЦ	– диспетчерский центр
ИП	– измерительный преобразователь
ОИУК	– оперативный информационно-управляющий комплекс
ОС	– объединенная энергосистема
РЗА	– релейная защита и автоматика
РС	– регистратор сигналов
СМ	– система мониторинга
СУБД	– система управления базой данных
ЭО	– энергообъединение
ЭЭО	– электроэнергетический объект
ЭЭС	– электроэнергетическая система

ГЛАВА 4

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОЭС УКРАИНЫ
ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Согласно Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года [1] увеличение генерирующих мощностей в основном предусмотрено за счет строительства новых блоков на атомных электростанциях (АЭС). С одной стороны, это позволяет уменьшить стоимость электрической энергии, а с другой, приводит к увеличению доли АЭС в структуре генерирования Украины, что в свою очередь порождает проблемы, связанные с выдачей мощности в энергодефицитные районы объединенной энергетической системы (ОЭС) Украины. Вместе с концентрацией активной мощности в определенных энергорайонах происходит концентрация и реактивной мощности, которую передавать в другие регионы почти невозможно и неэффективно. Эти процессы происходят на фоне сужения диапазонов регулирования реактивной мощности на тепловых электростанциях, что вызвано состоянием оборудования, которое уже практически исчерпало проектные сроки эксплуатации.

В такой ситуации отсутствие гибких сетевых средств регулирования реактивной мощности (синхронные компенсаторы почти полностью сняты с эксплуатации) может привести к возникновению проблем с поддержкой допустимых уровней напряжения и обеспечению устойчивости работы энергосистем (ЭС) по напряжению. Причем нарушение устойчивости по напряжению и возникновение «лавины» напряжения сопровождают практически каждую системную аварию [2, 3].

Исследование проблемы устойчивости по напряжению является фундаментом разработки технических мероприятий по планированию резервов реактивной мощности, направленных на повышение режимной безопасности национальной энергосистемы как сегодня, так и в ближайшей перспективе. При этом формирование конкретных программ технической модернизации и схем перспек-

тивного развития ОЭС Украины должно базироваться на создании адекватных моделей энергосистем, расчетах и анализе текущих и перспективных режимов работы основной сети ОЭС Украины. Последнее, как известно, позволяет не только исследовать устойчивость по напряжению для существующих режимных условий [4], а также определять влияние запланированного сетевого строительства, прогнозируемого ежегодного роста нагрузок и изменения структуры генерации на устойчивость перспективных режимов.

Таким образом, исследование условий потери устойчивости по напряжению является наиболее актуальной задачей для ЭС большинства стран, в частности, и для ОЭС Украины. Для последней характерным признаком являются ограничения пропускной способности линий/сечений из-за невозможности обеспечения удовлетворительных уровней напряжения и достаточных резервов по реактивной мощности. На сегодня для ОЭС Украины основным фактором, который ограничивает пропускную способность сечений, с точки зрения обеспечения статической устойчивости, является устойчивость по напряжению [4].

Таким образом, повышение устойчивости режимов по напряжению связано с решением ряда технических и организационных задач:

1. Выявление существующих «узких мест» по напряжению и предупреждению их возникновения в перспективных схемах развития ОЭС Украины. Под «узким местом» подразумеваются системные шины (СШ) подстанций или целые энергорайоны, критические с точки зрения поддержания допустимых уровней напряжения и обеспечения нормативных запасов устойчивости по напряжению;
2. Планирование необходимых объемов и мест расположения резервов реактивной мощности с учетом европейского опыта;
3. Корректировка схем перспективного развития энергосистем и формирование инвестиционных программ с учетом необходимых средств регулирования реактивной мощности;
4. Организация проектирования, закупки и внедрения в ОЭС Украины современных средств компенсации для устранения «узких мест» по напряжению.

Учитывая сложность, масштабность и важность этой проблемы для отечественной электроэнергетики, были проведены фунда-

ментальные научно-технические исследования, при этом ставилась цель решения первых двух задач.

4.1. Оценка резервов реактивной мощности в ОЭС Украины

Генерирование реактивной мощности в ОЭС Украины, при отсутствии сетевых средств компенсации реактивной мощности, происходит в основном на электростанциях [5]. Также в ОЭС Украины большинство ЛЭП работают в режиме, меньше натуральной мощности, и генерируют реактивную мощность. Причем теплоэлектроцентрали работают преимущественно с фиксированным коэффициентом мощности и не являются регулируемыми источниками реактивной мощности. Таким образом, единственным на сегодня регулируемым источником реактивной мощности в ОЭС Украины являются генераторы на электростанциях (в пределах их эксплуатационных характеристик мощности). Сравнительный анализ резервов реактивной мощности на основных станциях ОЭС Украины приведен в табл. 4.1 (для модели 2008 года и перспективной схемы на 2015 год).

Таблица 4.1

Электростанции ОЭС Украины	Макс. Мвар	Макс. пер- спективная схема, Мвар	Разница	
			Мвар	%
Луганская ТЭС	425	510	85	20
Старобешевская ТЭС	440	440	0	0
Кураховская ТЭС	450	450	0	0
Славянская ТЭС	390	390	0	0
Зуевская ТЭС	510	720	210	41
Угледорская ТЭС	320	260	-60	-19
Змиевская ТЭС	380	620	240	63
Харьковская ТЭЦ-5	550	390	-160	-29
Запорожская ТЭС	320	640	320	100
Запорожская АЭС	2500	3000	500	20
Криворожская ТЭС	495	660	165	33
Приднепровская ТЭС	428	485	57	13
Ташлыкская ГАЭС	100	140	40	40

Продолжение табл. 4.1				
Южно-Украинская АЭС	600	650	50	8
Киевская ТЭЦ-5	335	522	187	56
Киевская ТЭЦ-6	374	187	-187	-50
Трипольская ТЭС	450	748	298	66
Днестровская ГАЭС	--	87,5	--	--
Днестровская ГЭС	219	219	0	0
Хмельницкая АЭС	960	1440	480	50
Ладыжинская ТЭС	180	360	180	100
Ровенская АЭС	560	1470	910	163
Добротворская ТЭС	125	92	-33	-26
Бурштынская ТЭС	914	1230	316	35

Анализ приведенных результатов показал, что доля АЭС в генерировании реактивной мощности увеличится с 38 % (4620 Мвар) до 42 % (6560 Мвар). Отмечается также снижение генерирования реактивной мощности некоторыми электростанциями (Добротворская ТЭС, Киевская ТЭЦ-6, Харьковская ТЭЦ-5, Угледорская ТЭС) на 440 Мвар, что свидетельствует о сужении их диапазонов регулирования в связи со старением оборудования. При этом большинство тепловых электростанций загружены по реактивной мощности на величину, близкую к 100 %, тогда как на АЭС имеются некоторые резервы реактивной мощности.

Обзор генерации и потребления реактивной мощности в разрезе ЭС представлен в табл. 4.2. Основными потребителями реактивной мощности в ОЭС Украины являются непосредственно электроустановки потребителей (нагрузка), автотрансформаторы/трансформаторы (АТ/Т) (потери реактивной мощности) и шунтирующие реакторы (ШР). Потребление реактивной мощности существенно зависит от уровня напряжения в узле. Для электроустановок потребителей эта зависимость определяется статическими характеристиками нагрузки (СХН), для нерегулируемых реакторов такая зависимость имеет квадратичный характер.

На основе анализа табл. 4.2 можно сделать следующие выводы:

- В структуре генерирования реактивной мощности в ОЭС Украины более 53 % (почти 12 Гвар) – это нерегулируемая генерация, источником которой является ЛЭП, другие 43 % (почти 11 Гвар) – генерация на электростанциях (регулируемая). Таким

образом, "недогрузка" сетей ОЭС Украины создает мощный источник реактивной мощности на работающих ЛЭП. Однако такой источник не является регулируемым, и при росте нагрузок или увеличении транзита мощности по сетям этот источник исчезнет.

Таблица 4.2

Энергосистемы Украины	Генерирование, Мвар			Потребление, Мвар				Баланс	
	Всего	ЭС	ЛЭП	Всего	Нагру-зка	Т, АТ	ШР	Мвар	%
Днепровская	5505	3119	2386	5011	2237	1055	1719	494	10
Донбаская	4415	2107	2308	3883	2280	886	717	532	14
Западная (без УСТЕ)	1484	699	786	2615	554	375	1686	-1130	-43
Западная (УСТЕ)	1538	241	1298	914	350	187	376	625	68
Крымская	275	209	66	481	360	121	0	-206	-43
Северная	1917	750	1167	1765	1265	219	280	152	9
Центральная	3002	1669	1332	2839	1705	321	813	162	6
Юго-Западная	3790	1312	2479	2373	468	469	1436	1417	60
Южная	779	624	155	1818	789	431	598	-1039	-57
ОЭС Украины (суммарно)	22707	10729	11978	21699	10009	4065	7625	1008	5

- В структуре потребления реактивной мощности в ОЭС Украины более 65 % – это нерегулируемое переменное потребление, состоящее из нагрузок потребителей и потерь реактивной мощности в АТ/Т (14 Гвар), остальные 35 % – дискретно регулируемое потребление реактивной мощности на работающих ШР.

- В ОЭС Украины очень мощные «запасы» реактивной мощности сконцентрированы на включенных ШР в сети 750 кВ, при условии работы ЛЭП с нагрузкой ниже натуральной мощности. По состоянию на текущий момент эти «резервы» реактивной мощности на реакторах 750 кВ составили около 7,6 Гвар. Таким образом, существует возможность регулирования напряжения в сетях 220-330 кВ путем отключения/включения реакторов в сети 750 кВ. Однако эффективность такого регулирования существенно ограничена.

- Если общий баланс реактивных мощностей в пределах ОЭС Украины сохраняется, то некоторые ЭС при этом являются дефицитными по реактивной мощности. Так, дефицит Западной ЭС (без

учета Бурштынского острова) составляет около 1130 Мвар, Крымской ЭС – 200 Мвар и Южной ЭС – 1040 Мвар. Следует отметить, что в структуре потребления реактивной мощности в Западной ЭС почти 64 % (или 1686 Мвар) сконцентрированы на ШР-750 кВ. При выключении этих реакторов можно рассматривать такую мощность, как «резерв» на напряжении 750 кВ. Однако такой подход сталкивается с техническими трудностями, а также со значительными перепадами напряжения при коммутации ШР. В частности, отключение одного ШР-750 кВ повышает уровни напряжения в сети 750 кВ в среднем на 10-15 кВ, а в сети 330 кВ всего на 2-3 кВ;

Рассмотренные факты существенно усложняют проблему поддержки допустимых уровней напряжения в ЭС и обеспечения надежного транзита активной мощности из Западной ЭС. При этом к приведенным фактам следует добавить, что значительная концентрация «резервов» реактивной мощности на ШР-750 кВ создает мощный регулирующий эффект по напряжению. Указанный эффект связан с тем, что реактивная мощность, потребляемая ШР, квадратично зависит от напряжения и в случае снижения напряжения уменьшается потребление реактивной мощности. Это, в свою очередь, предотвращает стремительное снижение напряжения. Указанное явление в значительной степени влияет на обеспечение устойчивости по напряжению Западной и Юго-Западной ЭС, что подтверждается проведенными расчетами различных аварийных ситуаций с существенным уменьшением генерирования в соседних ЭС.

Проблема устойчивости режимов по напряжению в дальнейшем будет все больше проявляться в ОЭС Украины. Это приведет к увеличению вероятности возникновения системных аварий, подобно тем, которые уже происходили в мире. Решение этой проблемы связано с компенсацией электрических сетей всех уровней и с обеспечением достаточных резервов реактивной мощности.

4.2. Устойчивость энергосистем по напряжению

Особо актуальной сегодня является проблема выдачи электрической энергии из Западной и Юго-Западной ЭС, то есть из районов концентрации генерации (Хмельницкая и Ровенская АЭС). Эта проблема непосредственно вызвана вынужденно ограниченной

пропускной способностью отдельных сечений по статической устойчивости режимов работы ОЭС Украины. Речь идет, в первую очередь, об устойчивости по напряжению. Поэтому особую актуальность для региональных энергосистем приобретают вопросы анализа сегодняшних и перспективных режимов с точки зрения оценки устойчивости по напряжению. Это позволит идентифицировать проблемные энергорайоны в ОЭС Украины и принять меры по устранению проблем.

Понятие и классификация устойчивости по напряжению.

Из-за сложности явлений и процессов, проходящих в ЭС, «физическое» понятие устойчивость для удобства моделирования традиционно раскладывают на составляющие. В странах бывшего СССР достаточно распространена была математическая декомпозиция устойчивости на понятие «устойчивость параллельной работы электростанций» и «устойчивость нагрузки» [6, 7]. В то же время в странах Европейского энергетического объединения (ENTSO-E) используется несколько иная классификация этого явления: «устойчивость по углу», «устойчивость по напряжению» и «устойчивость по частоте» [8, 9, 10]. Указанные различные математические идеализации ни в коей мере не противоречат друг другу, а лишь по-разному рассматривают единую физическую суть устойчивости энергосистем. При этом использование последнего подхода позволяет более четко разделить общее понятие на отдельные математические составляющие. Кроме того, учитывая перспективы Украины по вхождению в ENTSO-E, целесообразно определиться и привлечь к использованию современные мировые подходы к анализу устойчивости режимов работы энергосистем.

Устойчивость по напряжению – это способность энергосистемы поддерживать устойчивые и приемлемые уровни напряжения на всех системах шин как в нормальных, так и в послеаварийных и ремонтных режимах. Основной причиной неконтролируемого уменьшения напряжения и потери устойчивости является неспособность ЭС поддерживать в каждый момент времени баланс реактивных мощностей на отдельной СШ или в отдельной зоне системы после возникновения возмущения. Критерий устойчивости ЭС по напряжению состоит в том, что в текущем режиме на каждой СШ при увеличении напряжения величина реактивной мощности на той

же СШ должна увеличиваться. То есть система устойчива по напряжению при $\partial Q / \partial V > 0$. Величина напряжения, которое соответствует переходу от устойчивого состояния к неустойчивому (при $\partial Q / \partial V = 0$), называется «критическим напряжением», а соответствующий ему уровень реактивной мощности – «пределом по реактивной мощности».

Для дальнейшего анализа используем следующую классификацию устойчивости по напряжению. *Динамическая устойчивость* по напряжению связана с оценкой и поддержкой напряжения в течение нескольких секунд сразу после «большого» возмущения. Речь идет, в первую очередь, о реакции автоматики регулирования возбуждения (АРВ) генераторов при коротком замыкании (КЗ). Особенную остроту проблема динамической устойчивости по напряжению приобретает вместе с ростом доли возобновляемой энергетики в структуре генерации. Нетрадиционные генераторы (ветроэлектростанции) имеют недостаточные возможности поддержки напряжения при КЗ или при других авариях в ЭС. В частности, когда напряжение в сети снижается, генераторы на ветроэлектростанциях по условиям эксплуатации должны отключаться, что приводит к ухудшению уровня динамической устойчивости по напряжению в ЭС. Поэтому системные операторы (СО) многих европейских стран [11, 12] установили требования к параллельной работе возобновляемых источников энергии. Речь идет, в частности, о LVRT (Low Voltage Ride Through), то есть о свойстве генераторов проходить краткосрочные «провалы напряжения», не отсоединяясь от системы.

Статическая устойчивость по напряжению относится к форме устойчивости, которая преимущественно определяется статическими характеристиками нагрузки и параметрами сети, которые, как известно, не зависят от времени и текущего режима. Последний можно рассматривать, как установившийся в течение $2 \div 10$ с.

Долгосрочная устойчивость по напряжению учитывает влияние на уровни напряжения динамики систем регулирования на генераторах, а также процессов, связанных с окончанием резервов реактивной мощности в течение определенного времени, работой РПН (регулирование под напряжением) автотрансформаторов и трансформаторов, переключением батарей статических конденса-

торов (БСК), ШР и действием режимной автоматики. В современных программных средствах моделирования период исследования может длиться до нескольких часов.

Кроме устойчивости по напряжению оперативно-диспетчерский персонал может сталкиваться с явлением «нестабильности напряжения» на определенных СШ. Понятие стабильности напряжения определяет степень колебания напряжения на СШ при колебаниях реактивной мощности на тех же СШ или в их окрестности. Для такой ситуации характерно, что требования устойчивости по напряжению в целом выполняются (критерий $\partial Q / \partial V > 0$), но при этом напряжение нестабильно, то есть даже незначительные колебания реактивной мощности приводят к значительным колебаниям напряжения.

Несмотря на то, что явление потери устойчивости по напряжению носят, как правило, локальный характер, его появление может привести к глобальным последствиям. Нарушение устойчивости по напряжению связано с возникновением лавины напряжения и может охватить большие энергорайоны или даже всю ЭС. Поэтому анализ предельных режимов, в которых происходит нарушение устойчивости по напряжению, очень важен. Для крупных современных ЭС такой анализ является достаточно сложным из-за того, что с физической точки зрения на нарушение устойчивости влияют многие факторы. В частности, это характеристики нагрузок потребителей, структура и параметры электросети, режим работы (перетоки по ЛЭП и АТ, состав генерирующего оборудования), характеристики мощности и текущие уставки систем регулирования на генераторах и других устройствах компенсации (СТК, БСК) и перераспределения реактивной мощности (РПН АТ и Т).

Показатели устойчивости по напряжению. Обеспечение условий надежной работы ЭС связано с соблюдением определенных еще на этапе планирования критериев режимной безопасности. Среди прочих к таким критериям относятся: ограничения по термической устойчивости ЛЭП и АТ/Т; необходимые уровни резервов реактивной мощности на генераторах и СТК, допустимые уровни напряжения; величина нормативных запасов устойчивости по напряжению.

Различают ограничения уровней напряжения и запасов устойчивости по напряжению. В частности, для нормальных и ремонтных (аварийных) схем установлены допустимые пределы отклонения напряжения от номинального. Подавляющее большинство кодексов сетей СО европейских стран устанавливает отклонения $\pm 10\%$ от номинального [11, 12]. Запасы устойчивости по напряжению в случае необходимости могут определяться каждым СО отдельно. Например, в Украине такие запасы согласно [13] составляют 10 и 15 % и определяются от уровней напряжения 0,70 (0,75) о.е. номинального (нормального) для СШ-110 кВ. Очевидно, что критические места по напряжению, то есть те, где напряжение отклоняется более чем на 10 %, являются потенциально опасными с точки зрения возможности дальнейшего уменьшения напряжения и превращения этих СШ в точки ЭС, где запасы устойчивости по напряжению не соответствуют допустимым.

Однако устойчивость по напряжению может нарушаться и в тех ситуациях, когда напряжение на всех СШ-110 кВ превышает нормативное значение 0,70 (0,75) номинального (нормального), то есть критическое напряжение может быть выше указанного. Последнее возможно при установке в сети мощных СТК или при внедрении систем вторичного регулирования напряжения на генераторах. В таких случаях СШ с критическим напряжением более 0,90 о.е. могут быть критическим местом по критерию недостаточного запаса устойчивости по напряжению. Как показано в [14], при анализе устойчивости по напряжению в предельных режимах с высоким критическим напряжением лучшим индикатором приближения режима к точке потери устойчивости являются резервы реактивной мощности, чем уровень напряжения.

При анализе устойчивости режимов по напряжению важно не только определить предельный режим и соответствующее ему критическое напряжение, но и исследовать, как влияют параметры электрической сети и режимов ее работы на величину критического напряжения. Именно такой анализ является основой для разработки эффективных мер для предотвращения нарушения устойчивости по напряжению.

Для оценки степени «тяжести» режима по напряжению применяются различные показатели, измеряющие степень приближения текущего режима к предельному по напряжению, в котором

может возникать лавина напряжения. Они базируются на различных определениях и представлениях о физической природе устойчивости и дополняют друг друга. Приведем наиболее распространенные показатели [14, 8, 9]:

- резерв реактивной мощности на электростанциях и СТК, который определяет величину приближения в мегаварах до предельного по напряжению режима;

- отклонение напряжения от номинальных (или нормальных) значений, позволяющее оценить степень «тяжести» режима;

- потери реактивной мощности в ЛЭП. В частности, стремительный рост отношения потерь (Мвар) в ЛЭП к перетоку через сечение (МВт), определяет степень приближения режима к возникновению лавины напряжения [14];

- чувствительность напряжения к величине колебаний реактивной мощности на СШ, используется для идентификации критических по напряжению зон сети или отдельных СШ. Такие «слабые» СШ могут рассматриваться как наиболее опасные места с точки зрения потери устойчивости по напряжению при утяжелении режима;

- значение определителя Якобиана в уравнениях установившегося режима (УР). При определенных допущениях переход Якобиана через «0» происходит в окрестности зоны, предельной по статической апериодической устойчивости [15]. Предельный режим может быть с определенной вероятностью идентифицирован по сходимости итерационного процесса расчета УР по методу Ньютона-Рафсона;

- результаты модального анализа, в том числе собственные числа обратного, сокращенного Якобиана [16].

4.3. Классификация «критических мест по напряжению»

Идентификация критических по напряжению мест (слабых СШ и/или зон сети) является одной из актуальных задач планирования текущих и перспективных режимов работы ЭС.

Не существует единого определения понятия «критического места по напряжению». С одной стороны, к критическим местам по напряжению относятся отдельные СШ, где при определенных режимных условиях наблюдается уменьшение напряжения ниже до-

пустимого уровня. С другой стороны, «слабыми» являются СШ с большой чувствительностью напряжения к вариациям нагрузки. Также критическими местами можно считать узлы с наименьшими коэффициентами запаса статической устойчивости по напряжению. С точки зрения эксплуатации к критическим местам по напряжению можно отнести СШ, на которых чаще всего возникают трудности с поддержкой уровней напряжения и т.д.

Базой для идентификации «критических мест по напряжению» являются результаты моделирования установившихся послеаварийных режимов, связанных с отказом элементов сети: ЛЭП, трансформаторов, генератора. В частности, для каждого смоделированного режима определяется принадлежность величины напряжения на каждой СШ к допустимым пределам. Допустимые отклонения напряжения в послеаварийных режимах работы в большинстве ЭС европейских стран установлены в кодексах электрических сетей и составляют 0,90–1,10 о.е. от номинального значения [11, 12]. Поэтому критерием определения СШ как «критического места» по напряжению следует считать выход значения напряжения за указанные пределы в послеаварийном УР.

Введем вектор-столбец «слабых» элементов:

$$M_{elem} = \begin{bmatrix} elem_1 \\ elem_2 \\ \dots \\ elem_i \\ \dots \\ elem_n \end{bmatrix}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (4.1)$$

где $elem_i$ – i -й элемент ЭС, отключение которого приводит к возникновению «критического места» по напряжению, т.е. выхода значения напряжения на любой СШ за пределы $[U_{min}; U_{max}]$; n – количество таких «слабых» элементов, и вектор-строка «слабых» СШ M_{bus} :

$$M_{bus} = [bus_1 \quad bus_2 \quad \dots \quad bus_j \quad \dots \quad bus_m], \quad j = 1, \dots, m, \quad (4.2)$$

где bus_j – j -я СШ, на которой наблюдается выход значения напряжения за допустимые пределы при возникновении аварийной ситуации (АС) (отключении одного элемента вектора-столбца); m – количество таких «слабых» СШ.

Сформируем матрицу M_{volt} напряжения, связывающую «слабые» СШ с «слабыми» элементами (опасными АС):

$$M_{volt} = \begin{bmatrix} volt_{11} & volt_{12} & \dots & volt_{1j} & \dots & volt_{1m} \\ volt_{21} & volt_{22} & \dots & volt_{2j} & \dots & volt_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ volt_{i1} & volt_{i2} & \dots & volt_{ij} & \dots & volt_{im} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ volt_{n1} & volt_{n2} & \dots & volt_{nj} & \dots & volt_{nm} \end{bmatrix}, \quad (4.3)$$

где $volt_{ij}$ – значение напряжения на СШ bus_j (вектор M_{bus}) при отключении элемента $elem_i$ (вектор M_{elem}). В результате на базе M_{elem} и M_{volt} можно построить матрицу $M_{weak.elem}$, характеризующую «слабые» элементы:

$$M_{weak.elem} = \begin{bmatrix} n_{\min 1} & n_{\max 1} & U_{\min 1} & U_{\max 1} \\ n_{\min 2} & n_{\max 2} & U_{\min 2} & U_{\max 2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{\min i} & n_{\max i} & U_{\min i} & U_{\max i} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{\min n} & n_{\max n} & U_{\min n} & U_{\max n} \end{bmatrix}, \quad (4.4)$$

где $n_{\min i}$, $n_{\max i}$ – количество выходов (понижений или превышений соответственно) значения напряжения за допустимые пределы при возникновении i -й опасной АС (т.е. при отключении элемента вектора):

$$n_{\min i} = -\sum_{k=1}^m P_{ik}, \quad n_{\max i} = \sum_{k=1}^m P_{ik},$$

$$P_{ik} = \begin{cases} -1, & \text{если } Volt_{ik} < U_{\min} \\ 1, & \text{если } Volt_{ik} > U_{\max} \\ 0, & \text{если } U_{\min} \leq Volt_{ik} \leq U_{\max} \end{cases}, \quad (4.5)$$

$$i = 1, \dots, n; \quad k = 1, \dots, m.$$

где $U_{\min i}$, $U_{\max i}$ – минимальное и максимальное значения напряжения для i -й опасной АС; определяется как

$$U_{\min i} = \min(Volt_{ij}), \quad j = 1, \dots, m,$$

$$U_{\max i} = \max(Volt_{ij}), \quad j = 1, \dots, m.$$

На базе M_{bus} и M_{volt} аналогично построим матрицу $M_{weak.buses}$, характеризующую «слабые» СШ:

$$M_{weak.buses} = \begin{bmatrix} n_{b.\min 1} & n_{b.\min 2} & \dots & n_{b.\min j} & \dots & n_{b.\min m} \\ n_{b.\max 1} & n_{b.\max 2} & \dots & n_{b.\max j} & \dots & n_{b.\max m} \\ U_{b.\min 1} & U_{b.\min 2} & \dots & U_{b.\min j} & \dots & U_{b.\min m} \\ U_{b.\max 1} & U_{b.\max 2} & \dots & U_{b.\max j} & \dots & U_{b.\max m} \end{bmatrix}, \quad (4.6)$$

где $n_{b.\min j}$, $n_{b.\max j}$ – количество выходов (понижений или превышений соответственно) значения напряжения за допустимые пределы $[U_{\min}; U_{\max}]$ на j -й СШ для всех опасных АС (т.е. при отключении каждого элемента вектора M_{elem}):

$$n_{b.\min j} = -\sum_{k=1}^n P_{kj}, \quad n_{b.\max j} = \sum_{k=1}^n P_{kj},$$

$$P_{kj} = \begin{cases} -1, & \text{если } Volt_{kj} < U_{\min} \\ 1, & \text{если } Volt_{kj} > U_{\max} \\ 0, & \text{если } U_{\min} \leq Volt_{kj} \leq U_{\max} \end{cases}, \quad (4.7)$$

$$k = 1, \dots, n; \quad j = 1, \dots, m$$

где $U_{b.\min j}$, $U_{b.\max j}$ – минимальное и максимальное значения напряжения на j -й СШ для всех опасных АС; определяется как

$$U_{b.\min j} = \min(Volt_{ij}), \quad i=1, \dots, n,$$

$$U_{b.\max j} = \max(Volt_{ij}), \quad i=1, \dots, n.$$

Матрица $M_{weak.buses}$, по сути, определяет два класса «слабых» СШ:

- «Слабые» СШ по минимальным (максимальным) значениям напряжения в послеаварийном режиме $U_{b.\min j}$ ($U_{b.\max j}$);
- «Слабые» СШ по частоте снижения (повышения) напряжения для всех послеаварийных режимов: $n_{b.\min j}$ ($n_{b.\max j}$).

А матрица $M_{weak.elem}$ определяет класс «слабых» элементов, отключение которых приводит к наибольшему количеству уменьшения ($n_{\min i}$) или повышения ($n_{\max i}$) напряжения на СШ подстанций ЭС.

Таким образом, «полную картину» по определению «критических мест по напряжению» для любой ЭС возможно компактно представить композицией трех матриц: M_{volt} , $M_{weak.elem}$ и $M_{weak.buses}$. Это, в свою очередь, позволяет провести классификацию критических по напряжению мест (рис. 4.1).

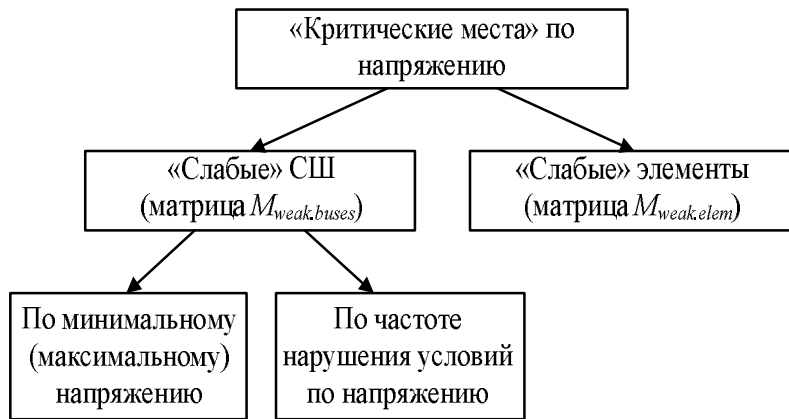


Рис. 4.1. Классификация «критических мест по напряжению»

Таким образом, предложены классификация критических мест по напряжению и подход, который позволяет автоматизировать моделирование аварийных режимов работы ЭС и анализ опасных с точки зрения поддержания напряжения мест в ОЭС Украины.

4.4. Методы анализа устойчивости по напряжению

4.4.1. Методы $Q-V$ и PV кривых

Влияние изменения реактивной мощности на приемной стороне (потребление или компенсация) может быть проиллюстрировано на рис. 4.2, где изображено семейство кривых, каждая из которых представляет связь между напряжением (V) и реактивной мощностью (Q) при различных, но фиксированных значениях активной мощности (P).

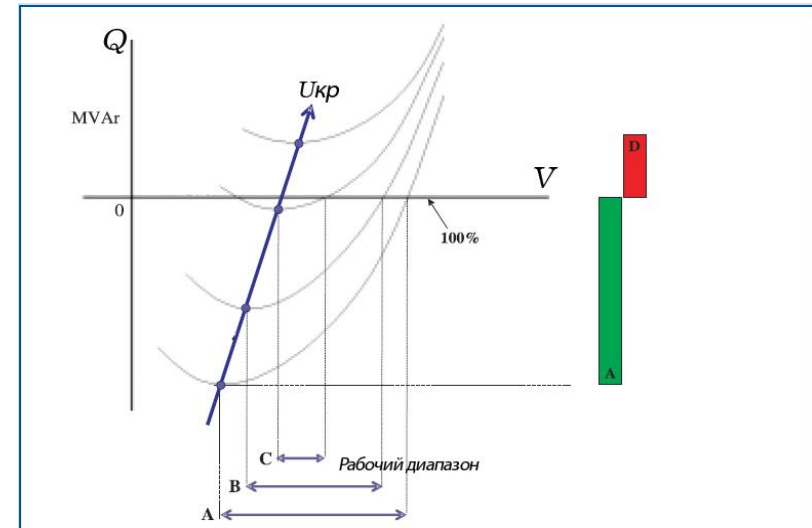


Рис. 4.2. Семейство $Q-V$ кривых

Для построения семейства $Q-V$ кривых на определенные СШ сети выполнялось подключение фиктивного синхронного генератора с нулевой активной мощностью. На генераторе, циклически за-

даются определенные уровни напряжения, которые этот генератор должен поддерживать. Затем выполняются расчеты УР для определения изменений в потреблении реактивной мощности в связи с изменением уставки по напряжению.

Изображенные на рис. 4.2 кривые в литературе получили название Q - V кривых. Каждая из них характеризуется своей специфической схемно-режимной ситуацией (нормальная схема, отключение ЛЭП, АТ, изменение нагрузки и т.д.).

Части Q - V кривых справа от минимумов (точки А, В, С) соответствуют стабильной работе ЭС, а части слева представляют неустойчивую работу. Искусственно устойчивая работа в области, где $\partial Q / \partial V < 0$ может быть достигнута только при условии специального регулирования реактивной мощности и при достаточном диапазоне компенсации.

Известно, что текущие уровни рабочего напряжения должны быть значительно выше «критического напряжения», а резерв по реактивной мощности должен быть достаточным для поддержания необходимого уровня напряжения и обеспечения устойчивой и надежной работы ЭС.

На рис. 4.2 «базовое» состояние ЭС со всем работающим оборудованием характеризуется рабочим диапазоном А. Каждая расположенная выше кривая, построена при других условиях, которые делают систему менее устойчивой. С каждым дополнительным изменением (ухудшением) схемно-режимной ситуации растет «критическое напряжение» и снижаются запасы реактивной мощности. Это означает, что система еще более приблизилась к границе устойчивости по напряжению.

Анализ Q - V кривых подтверждает, что критические уровни напряжения могут даже подняться выше уровня 0,95 о.е., который во многих ЭС считается допустимым. Таким образом, только величина напряжения не является достаточным индикатором устойчивости по напряжению. Поэтому желательно проводить Q - V анализ для нескольких критических СШ с учетом достаточно широкого диапазона нагрузок и генерации и наиболее типичных аварийных ситуаций.

Из рис. 4.2. также следует, что с «подъемом» Q - V кривой вверх, не только увеличивается критическое напряжение, а также уменьшается рабочий (устойчивый) диапазон системы. Если критическое напряжение «подпирает» рабочий диапазон с одной сторо-

ны, то смещение всей кривой – с другой. При анализе Q - V кривой важным также является ее наклон: чем меньше угол наклона Q - V кривой к оси абсцисс, тем более нестабильное напряжение на данных шинах. Точка пересечения Q - V кривой с осью абсцисс находится справа и соответствует «естественному» уровню напряжения на СШ, не требующего ни генерации, ни потребления реактивной мощности, а точка пересечения слева характеризует зону неустойчивой работы ЭС.

Основным практическим преимуществом Q - V анализа является то, что он предоставляет информацию о размере компенсации реактивной мощности, необходимой для обеспечения желаемого уровня напряжения.

PV анализ – это соответствующий инструментарий, который позволяет определить реальную пропускную способность сечений/линий по активной мощности. Для построения PV кривых выполняется серия расчетов, начиная с некоторого стационарного режима с последующим увеличением перетока через сечение, контролируя при этом напряжения на критических СШ. Когда переток мощности достигает предельного, устойчивость не может больше поддерживаться и итерационный процесс решения УР в этой области может расходиться. Безопасное и стабильное состояние ЭС отмечается в области выше критической точки.

Основным практическим преимуществом PV анализа является то, что он позволяет оценить предельные уровни активной мощности, которая может передаваться через сечение с учетом уровней напряжения на определенных (критических) СШ.

4.4.2. Метод VQ чувствительности

Определение стабильности напряжения путем анализа Q - V и PV кривых для отдельных СШ и связей, как правило, требует выполнения большого количества расчетов УР с использованием традиционных моделей. Несмотря на то, что такие процедуры могут быть автоматизированы, они отнимают много времени и не всегда готовы предоставить информацию, полезную в обосновании причин возникновения проблемы устойчивости по напряжению.

Кроме того, эти процедуры фокусируют внимание на отдельных СШ. Это может исказить условия устойчивости ЭС. Кроме то-

го для выполнения $Q-V$ и PV анализа СШ должны отбираться очень тщательно и может понадобиться большое количество соответствующих кривых для получения полной картины устойчивости всей ЭС. Поэтому был предложен целый ряд специальных методов [17, 18, 9, 19, 16] для анализа устойчивости по напряжению, одним из которых является использование VQ чувствительности. Преимуществом такого подхода является то, что он предоставляет информацию, связанную с устойчивостью ЭС по напряжению и степени стабильности напряжения с общесистемной точки зрения, и позволяет определить районы, которые имеют потенциальные проблемы в указанном аспекте. Кратко рассмотрим его особенности.

Как известно [8, 18], модель УР энергосистемы в отклонениях можно представить следующим образом:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (4.8)$$

где ΔP , ΔQ , $\Delta \delta$, ΔV – приросты активной и реактивной мощностей, амплитуды и угла напряжения на шинах; $J_{P\delta}$, J_{PV} , $J_{Q\delta}$, J_{QV} – элементы матрицы Якоби.

Элементы матрицы Якоби отражают взаимную корреляцию между перетоками мощностей и изменением напряжений и углов на шинах. Стабильность напряжения в системе зависит от колебания P и Q . При этом если в каждой точке ЭС принять P постоянным ($\Delta P=0$), то можно оценить устойчивость напряжения путем рассмотрения дополнительных связей между Q и V . Это в некоторой степени похоже на использование подхода с $Q-V$ кривыми. На основании изложенного, если принять $\Delta P=0$, будем иметь $\Delta Q = J_R \cdot \Delta V$, где J_R определяется следующим способом:

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\delta} \cdot J_{P\delta}^{-1} \cdot J_{PV}]. \quad (4.9)$$

С учетом этих выражений можно записать:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q, \quad (4.10)$$

Матрица J_R^{-1} – это сокращенный VQ Якобиан, его i -м диагональным элементом является VQ чувствительность на шине i . Не-

диагональные элементы матрицы описывают изменения напряжения на i -й шине при изменении реактивной мощности на различных СШ в системе. Положительное значение VQ чувствительности свидетельствует о стабильной работе. Чем меньше чувствительность, тем более устойчива система. При уменьшении устойчивости напряжения величина чувствительности увеличивается и становится бесконечной ($+\infty$) на границе устойчивости ЭС. Также истинно и обратное утверждение: отрицательная VQ чувствительность свидетельствует о нестабильной работе системы. Небольшое отрицательное значение чувствительности соответствует весьма неустойчивой работе ЭС. Значение VQ чувствительности на шинах взаимосвязано с углом наклона соответствующей $Q-V$ кривой в определенной рабочей точке. В частности, чем больше угол наклона $Q-V$ кривой, тем меньше VQ чувствительность и больше устойчивость системы.

4.4.3. Модальный анализ сокращенного Якобиана

В европейских ЭС модальный анализ (МА) широко используется при оценке режимов работы и исследовании устойчивости. Для Украины этот подход является достаточно новым, поэтому кратко рассмотрим особенности применения МА для исследования устойчивости по напряжению [20].

В электроэнергетике МА используется преимущественно при исследовании статической устойчивости на основе оценки динамических свойств ЭС, в частности, для определения характеристик колебаний мощности по сечению. В этом случае модальные преобразования осуществляются над характеристической матрицей состояния ЭС. Процедура проведения анализа мод колебаний для оценки устойчивости по напряжению предложена в [18]. При этом одной из особенностей применения МА является использование сокращенного Якобиана, в отличие от характеристической матрицы состояния ЭС [15]. Как преимущество указанного подхода, следует отметить способность раскрытия механизма потери устойчивости и определение конкретных районов и элементов ЭС, которые могут приводить к ее нарушению. Дальше в этой главе под модальным анализом будем подразумевать анализ мод колебания сокращенного Якобиана.

Использование МА для исследования устойчивости по напряжению связано с определением собственных чисел сокращенно-

го Якобиана [18, 9]. При этом значение собственных чисел с определенными оговорками могут служить относительной величиной, определяющей приближения к точке нарушения устойчивости по напряжению. Анализ устойчивости по напряжению производится путем представления ее несколькими модами. Каждая мода соответствует собственному числу сокращенного Якобиана и представляет реакции напряжения на вариации реактивной мощности. Соответствующие собственные векторы (левый и правый) позволяют определить возможные направления нарушения устойчивости и наиболее уязвимые элементы в ЭС.

Для матрицы сокращенного Якобиана могут быть рассчитаны собственные числа (λ). Применение модального преобразования к сокращенной матрице Якоби позволяет определить моды реакции напряжения (V) на возмущение (Q). Каждая i -я мода определяется собственным числом и соответствующими ему правым ξ_i и левым η_i собственными векторами. Исходя из этого можно записать

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta, \quad (4.11)$$

где Λ – диагональная матрица собственных чисел сокращенного Якобиана. Общий эффект реакции напряжения на вариации реактивной мощности, наблюдаемые в ЭС, можно представить как сумму вариаций в соответствующих модах:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (4.12)$$

Если все $\lambda > 0$, то вариации напряжения и реактивной мощности имеют одинаковый знак, и такая ЭС считается устойчивой по напряжению. Переход собственных чисел через нуль (то есть, если появляются $\lambda < 0$) свидетельствует, что такой режим может быть не устойчивым по напряжению. Таким образом, величина λ определяет относительную «близость» к границе нарушения устойчивости по напряжению. При этом следует сделать некоторые пояснения.

Еще одной особенностью суждения об устойчивости по напряжению являются положительные значения собственных чисел сокращенного Якобиана. Указанный факт не должен вызывать сомнений у специалистов по статической устойчивости, использующих для этого метод Ляпунова первого приближения. В данном

случае положительное значение собственных чисел показывает

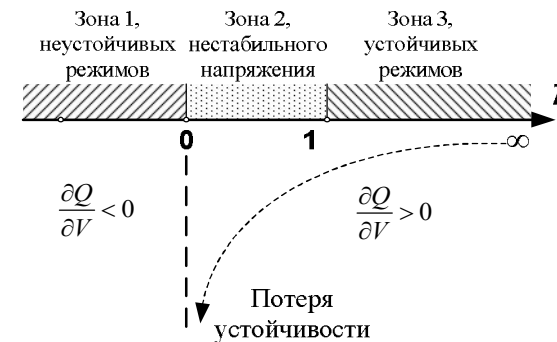


Рис. 4.3. Интерпретация результатов модального анализа

только то, что изменение реактивной мощности и напряжения на определенных СШ происходит в одном направлении [18].

Анализ значений собственных чисел сокращенного Якобиана и критериев нарушения устойчивости позволил выявить еще одну новую особенность применения МА. Эта особенность

дает возможность на основании значения собственных чисел определить зону устойчивых режимов с нестабильным напряжением (рис. 4.3).

Зона 1 соответствует неустойчивым по напряжению режимам работы ЭС, где изменения реактивной мощности и напряжения происходят в разных направлениях. Зоны 2 и 3 соответствуют устойчивым режимам работы ЭС, однако если значение собственного числа находится в диапазоне от 0 до 1, то в таких модах влияние малых вариаций реактивной мощности на напряжение усиливается. Это свидетельствует о нестабильности напряжения на определенных СШ (т.е. незначительные изменения реактивной мощности могут вызвать значительные изменения напряжения, но критерии устойчивости по напряжению при этом не нарушаются). Такая ситуация подобна случаю, когда $Q-V$ кривая «прижимается» к оси абсцисс [4]. Все значения, лежащие в зоне 3, характеризуют устойчивые по напряжению моды работы ЭС, а малые вариации реактивной мощности почти не влияют на уровни напряжения.

Механизм нарушения устойчивости по напряжению раскрывается благодаря коэффициентам участия (P_{ki}):

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (4.13)$$

Коэффициент участия определяет относительное участие i -й моды в VQ чувствительности на k -й СШ.

Все рассчитанные моды могут быть классифицированы как локализованные или нелокализованные. В локализованной моде только несколько СШ имеют относительно большие коэффициенты участия (P_{ki}). Коэффициенты участия остальных СШ равны или близки к нулю. Напротив, в нелокализованных модах многие СШ имеют небольшие, но относительно равные по значению коэффициенты участия.

4.4.4. Принцип надежности «N-1»

В соответствии с принципом «N-1» каждый системный оператор (СО) должен предотвратить распространение возмущения, которое возникло в собственной ЭС, на сети соседних энергосистем.

С целью определения перетоков мощности по ЛЭП и уровней напряжения в узлах ЭС, каждый СО должен выполнять расчеты режимов работы ЭС для всех возмущений из списка аварийных ситуаций. При этом СО должен учитывать влияние соседних ЭС на собственную сеть, даже при возникновении внутреннего возмущения [21]. Такие расчеты должны выполняться как на этапе планирования режима на основе прогнозируемых значений, так и в режиме реального времени на основе данных телеизмерений с интервалом 15 мин [21, 22].

Рассмотрим вопросы регулирования напряжения и реактивной мощности с учетом принципа надежности «N-1». Как известно, напряжение является локализованным параметром режима, значение которого определяется схемой сети, составом генерирующих мощностей и их характеристиками по регулированию реактивной мощности, нагрузками потребителей, степенью загруженности ЛЭП и трансформаторов. Поддержание напряжения в допустимых пределах должно обеспечиваться регулированием реактивной мощности как в нормальном режиме работы, так и при возникновении нормативных АС.

Значения напряжения в узлах высоковольтных сетей непосредственно связаны с распределением реактивной мощности в ветвях и узлах ЭС. В отличие от активной мощности, реактивная мощность в электрических сетях не передается на большие рас-

стояния. Ее передача сопровождается дополнительными потерями как активной и реактивной мощностей, так и увеличением падения напряжения в элементах сети. С учетом этого источники и потребители реактивной мощности должны быть расположены как можно ближе друг к другу. В то же время может осуществляться передача дополнительной реактивной мощности межсистемными ЛЭП при отсутствии или недостаточных резервах реактивной мощности в определенных ЭС. Таким образом, регулирование напряжения представляет собой, как правило, региональную задачу, к решению которой могут быть привлечены несколько ЭС.

Таким образом, для выполнения моделирования по принципу надежности «N-1» для оценки допустимости параметров режима ЭС, необходимо:

- 1) определить нормативные АС и требования по уровням напряжений;
- 2) провести моделирование установившегося режима для АС из списка (N-1);
- 3) сформировать опасные АС, которые приводят к изменению напряжений за пределы допустимых значений;
- 4) составить матрицу опасных АС и «узких мест» по напряжению;
- 5) провести моделирование по п. 2-4 для различных режимных условий;
- 6) выполнить анализ полученных результатов и сформировать перечень «узких мест» по напряжению.

Реализация предложенного подхода к идентификации «критических мест по напряжению» представлена в форме блок-схемы алгоритма (рис. 4.4).

Узкие места по напряжению в ЭС можно также определить с применением методов, в которых используются положения теории бифуркации, сингулярного анализа, теории подобия и т.д. Следует отметить, что большинство из этих методов базируется на уже рассмотренных методах чувствительности, модальном анализе и принципе надежности «N-1».

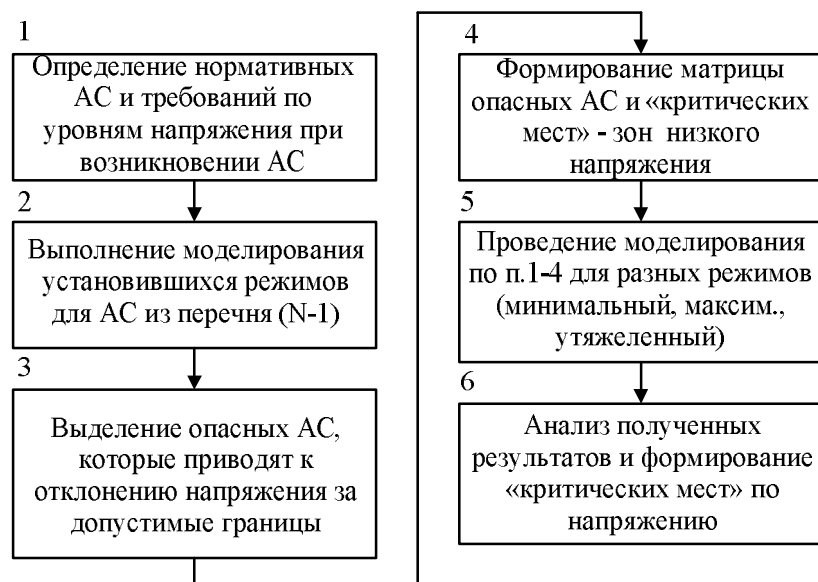


Рис. 4.4. Алгоритм идентификации критических мест по напряжению

4.5. Методика идентификации узких мест по напряжению

Надежная работа ЭС требует ведения диспетчером режимов в соответствии с определенными еще на этапе планирования критериями режимной безопасности. При этом следует различать ограничения уровней напряжения и запасов устойчивости по напряжению. В частности, для нормальных и ремонтных (аварийных) схем определены допустимые уровни отклонения напряжения от номинального (+/-10 %). Таким образом, если по результатам моделирования режимов установлено, что при нормальной, ремонтной или аварийной схеме напряжение на любой СШ отклонится на величину, большую 10 %, то такую СШ будем рассматривать как «узкое место по напряжению» при низком уровне напряжения.

Запасы устойчивости по напряжению в случае необходимости могут определяться каждым СО отдельно. В Украине такие запасы закреплены в [13] и составляют 10–15 %. С учетом изложенного, если уровень напряжения на СШ опускается ниже $0,88 \pm 0,80$ о.е. от

номинального, то такую СШ будем считать «узким местом по напряжению» согласно критерию недостаточного запаса устойчивости по напряжению.

Очевидно, что «узкие места», где напряжение отклоняется более чем на 10 %, являются потенциально опасными с точки зрения возможности дальнейшего уменьшения напряжения и превращения их в СШ, где запасы устойчивости по напряжению не соблюдаются. Таким образом, если определенные СШ являются «узкими местами» согласно критерию уровней напряжения (отклонение больше 10 %), то они автоматически являются и «узкими местами» согласно критерию недостаточного запаса устойчивости от напряжения.

Однако устойчивость по напряжению может нарушаться, когда напряжение на всех СШ-110 превышает нормативное значение 0,70 о.е. Иначе говоря, критическое напряжение может быть выше установленного в [13]. Последнее возможно, в частности, при установке в сети мощных СТК. В таких случаях СШ с критическим напряжением более 0,90 о.е. могут быть «узкими местами по напряжению» согласно критерию недостаточного запаса устойчивости по напряжению. Например, если в результате моделирования предельный режим по напряжению идентифицирован при напряжении в сети 110 кВ – 0,78 о.е., тогда с учетом нормативного запаса по устойчивости в 15 %, любые режимы с напряжением на СШ-110 кВ менее 0,90 о.е. следует рассматривать как опасные, а соответствующие СШ – как «узкие места» согласно критерию недостаточного запаса устойчивости по напряжению. Как показано [23], лучшим индикатором приближения режима к точке потери устойчивости являются резервы реактивной мощности, чем уровень напряжения.

Таким образом, ссылаясь на изложенное и на базе анализа современных методов идентификации критических зон, используемых в США [24] и Европе [25], сформирована соответствующая методика исследования критических мест по напряжению (рис. 4.5). Учитывая большое значение надежности решений в определении критических мест по напряжению, сознательно предложено несколько избыточный механизм анализа, результаты которого в некоторой степени дублируются.

Предложенная методика сочетает преимущества следующих методов:

1) принцип надежности «N-1» (имеется в виду сохранение параметров режима, которые обеспечивают надежную работу ЭС в случае возникновения аварийной ситуации) для анализа режимов напряжения ремонтных и/или аварийных схем;

2) методы $Q-V$ - и PV - кривых, а также метод чувствительности напряжения к вариациям реактивной мощности (VQ – чувствительность);

3) метод модального анализа сокращенного Якобиана матрицы УР;

4) метод экспертных оценок режимных условий работы энергосистем.

Расчетные методы 1-3 позволяют проводить анализ проблем с напряжением для ЭС любой сложности и конфигураций, независимо от структуры и особенностей сетей. Однако, несмотря на все их преимущества по математической строгости и полноте, с целью повышения достоверности полученных результатов в работе также был применен метод экспертных оценок. Именно такое сочетание современных расчетных методов анализа и метода экспертных оценок позволило более «тонко» учесть особенности ОЭС Украины и обеспечить надежность принимаемых решений (рис. 4.5).

Преимуществом этих методов является то, что они лишены недостатков, связанных с анализом сходимости расчета УР. Определение устойчивости режима по результатам достижения точки расхождения итерационного процесса решения нелинейных уравнений УР методом Ньютона-Рафсона является наиболее распространенной оценкой и часто используется на практике. Однако она имеет ряд недостатков. Во-первых, расхождение итерационного процесса может быть связано с вычислительными проблемами выбранного метода и не иметь никакого физического смысла. То есть такое расхождение не связано с физической природой устойчивости режима по напряжению. Во-вторых, для действительно неустойчивых режимов такая оценка не является информативной по определению природы нарушения устойчивости и локализации критических элементов или зон в ЭС в аспекте нарушения устойчивости по напряжению. В-третьих, существуют случаи, когда соблюдение условий существования режима и сходимость процесса не гарантируют устойчивое поведение системы.

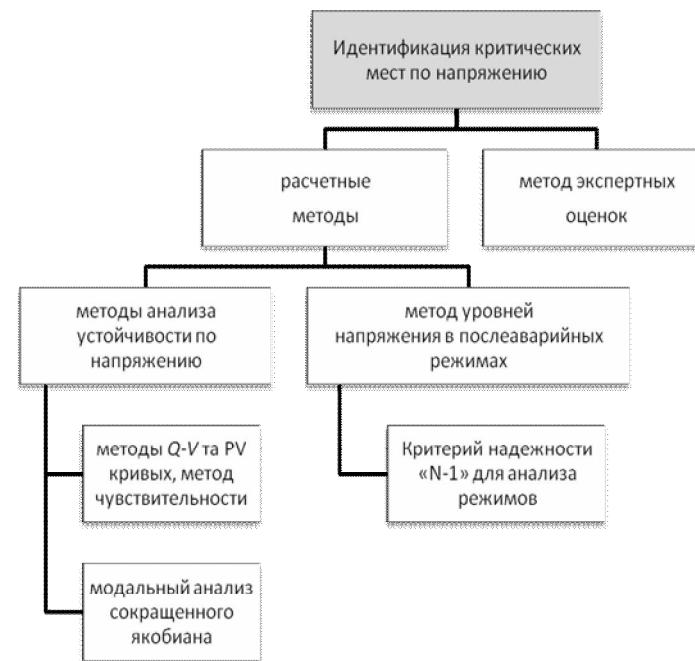


Рис. 4.5. Схематическая иллюстрация методики анализа критических мест по напряжению

Таким образом, сформировался следующий механизм выполнения исследований. Сначала используется анализ чувствительности СШ, что обеспечивает экспресс-оценку стабильности напряжения (что особенно актуально для больших схем) [26]. Затем для СШ с наибольшим значением чувствительности выполняется построение $Q-V$ – и PV – кривых для более детального исследования ситуации. Параллельно проводятся анализ по принципу надежности «N-1» и модальный анализ сокращенного Якобиана. Метод чувствительности, $Q-V$ – и PV – кривых и анализ по принципу надежности «N-1», по сути, выполняют основную цель методики – идентификацию критических мест по напряжению; использование модального анализа сокращенного Якобиана направлено на исследования механизма потери устойчивости по напряжению, что позволяет избежать возможных ошибок в трактовке результатов.

После процедуры обобщения полученных результатов (с использованием системы соответствия баллов частоты повтора «узких мест» при анализе разными методами) применяется экспертный анализ. Кроме того, метод экспертных оценок использован в качестве эвристик при поиске специальных режимных условий, в которых могут проявляться «узкие места» по напряжению.

С использованием сформированной методики исследования критических мест по напряжению были проведены экспериментальные расчеты для тестовой схемы IEEE [27]. Когерентность полученных результатов по «узким местам» разными методами подтверждает их достоверность, обосновывает сложившуюся методологию исследований и корректность ее применения для анализа режимов работы ОЭС Украины.

4.6. Анализ проблемных мест по напряжению в ОЭС Украины

4.6.1. Общий анализ проблемных мест по напряжению в ОЭС Украины

Прежде всего, были проанализированы причины, которые привели к смене режимов работы основной сети 220-750 кВ ОЭС Украины и вызвали появление «узких мест» и проблем с регулированием напряжения и обеспечения резервов реактивной мощности [28]. Анализ показал, что доминирующими факторами влияния на развитие и размещение электростанций в Украине были наличие местных трудовых и топливных ресурсов. Это привело к образованию узлов концентрированной генерации электроэнергии (в частности, Запорожский энергоузел, включающий ДнепроГЭС, Запорожская ТЭС и АЭС с установленной мощностью около 11 ГВт). Концентрация генерации в свою очередь создала трудности, связанные, с одной стороны, с выдачей мощности, а с другой стороны, с проблемами нарушения устойчивости передачи электроэнергии в дефицитные энергорайоны Украины.

Экономический кризис в начале 90-х годов привел к существенному уменьшению потребления электроэнергии и существенно замедлил развитие электрических сетей. В таких условиях сформирова-

ровался дефицит сетевых источников регулирования реактивной мощности. В результате сегодня электрические сети являются некомпенсированными по реактивной мощности.

Реформирование отрасли в середине 1990 года, в частности отказ от вертикально интегрированных энергетических объединений с выделением электростанций в отдельные компании, без принятия кодекса сетей и внедрения рынка вспомогательных системных услуг, привел к «независимости» генерации от СО и серьезным трудностям по управлению реактивной мощностью генераторов.

Кроме того, возник ряд специфических для Украины проблем. В частности, закрытие Чернобыльской АЭС вызвало необходимость передачи мощности в дефицитный район центральной Украины. Неопределенность, связанная с дальнейшей работой Молдавской ГРЭС, обострила проблемы с поддержанием приемлемых уровней напряжения на юге Одесской области. Особого внимания также требует режим параллельной работы с ЕЭС России Северной ЭС. С учетом этого, а также существующих планов по дальнейшей концентрации производства электроэнергии на АЭС (строительство новых блоков на Ровенской и Хмельницкой АЭС) проблемы, связанные с регулированием напряжения в ОЭС Украины, только обостряются. Трудности по обеспечению резервов реактивной мощности могут приводить к потере устойчивости режимов работы ОЭС Украины и развитию системных аварий с возникновением лавины напряжений.

По результатам расчетных исследований на модели ОЭС Украины были определены «узкие места» по напряжению, наиболее «интересные» из которых приведены в табл. 4.3.

Для более эффективного представления «узких мест» по напряжению, найденных в схеме ОЭС Украины, наиболее опасные зоны были проиллюстрированы на рис. 4.6, где представлены информация о наличии резервов реактивной мощности на электростанциях и результаты анализа, полученные с помощью разработанной методики.

Таблица 4.3

Узкое место	Режимные условия	Метод идентификации и модель ОЭС Украины			
		Моделиров. по критерию «N-1»	QV- и PV- кривые VQ- чувств.	Модальный анализ	Эксперт. оценки
Центральная ЭС	Уменьшение генерации киевск. ТЭЦ	✓	-*	✓	✓
Транзит 330кВ БутЭС – ДнГЭС		✓	✓	+	✓
Сеть 220 кВ в Южной ЭС (транзит Трихаты-Березань-Центролит)		✓	✓	+	+
Западная ЭС (сеть 220 кВ в треугольнике между вершинами ПС Н.Волынск, Родивиль и Роздол)	Уменьшение генерации киевскими ТЭЦ	+	✓	✓	+
район Одессы	Уменьшение генерации на МГРЭС	✓	-*	+	✓
Северная ЭС	Уменьшение генерации на ХТЭЦ-5	✓	-*	+	✓
ПС Михайловская	Отключение ЛПТ и БСК при разгр. ЛуГЭС	✓	-*	+	✓

Условные обозначения: ✓ - «узкое место» идентифицировано по указанному методу; «-» - метод не применялся; «+» - метод не идентифицировал «узкие место»; * - применялся только анализ Q-V - кривых.

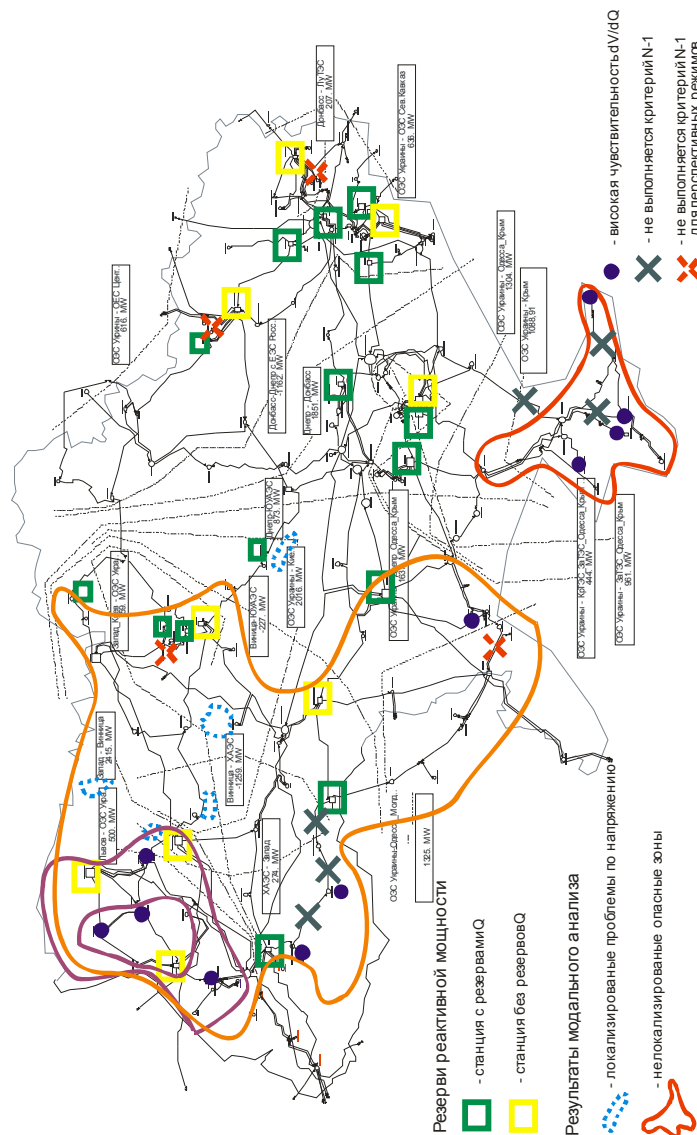


Рис. 4.6. Перспективная схема ОЭС Украины с нанесенными опасными зонами в аспекте поддержки допустимых уровней напряжения

Таким образом, определены «узкие места», которые относятся к текущей режимной базе, для разработки наиболее эффективных мер исследовано влияние сетевого строительства и перспективных режимов на выявленные «узкие места». Кроме того, на основе метода экспертных оценок определены три дополнительных «узких места» (юг Одесской области, Северная ЭС и ПС-330 кВ Михайловская), проявляющиеся при определенных режимных условиях (уменьшение генерации на МГРЭС, ХТЭЦ-5, выключение линии постоянного тока и БСК и ПС Михайловка при снижении генерации на ЛуТЭС соответственно).

Несмотря на существующие обязательные требования о формировании реактивной мощности на электростанциях и функционировании рынка «вспомогательных» услуг, СО должны иметь собственные источники реактивной мощности, расположенные в сети согласно критериям поддержания напряжения [26]. Основные современные источники реактивной мощности – это системы FACTS, в частности, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статические синхронные компенсаторы. Например, в США [29] в сетях 115-230 кВ мощность СТК, как правило, составляет от 100 Мвар (потребление) до 200 Мвар (генерация) и стоят они примерно от 5 до 10 млн. долларов. В сетях высокого напряжения мощность СТК большая и составляет от 300 Мвар (потребление) до 500 Мвар (генерация) со стоимостью установки от 10 до 15 млн. долларов. Внедрение систем FACTS позволяет разгрузить по реактивной мощности генераторы электростанций и создать резервы реактивной мощности. Тогда появляется возможность разработки и внедрения автоматических систем первичного, вторичного и третичного регулирования напряжения.

Учитывая, что разработка Кодекса электрических сетей в Украине практически завершена, готовится также введение рынка вспомогательных услуг. Актуальными являются разработка программы и внедрение СТК в магистральные сети ОЭС Украины. Выбор места установки и мощности СТК должен выполняться с учетом проведенных расчетов [30], в частности, определенных слабых зон («узких мест») и результатов моделирования ремонтных и аварийных режимов по принципу «N-1». Учитывая локальный характер реактивной мощности и напряжения, места установки СТК должны быть в пределах или вблизи слабых зон по напряжению,

тогда как мощность СТК должна позволять осуществлять поддержку допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных схемах.

Очевидно, что теоретически наиболее эффективное решение – это установление в слабой зоне СТК небольшой мощности на многих системных шинах, которые имеют наибольшую чувствительность напряжения к изменению реактивной мощности. Однако на практике из-за экономических препятствий применяют только один или максимум два СТК для регулирования напряжения в определенной зоне. Поэтому возникает задача оптимизации мест установки СТК в пределах проблемной зоны.

Далее более детально рассмотрим пример выбора места и мощности СТК для слабой зоны киевского кольца 330 кВ.

4.6.2. Анализ режимов работы «киевского кольца» 330 кВ с точки зрения устойчивости по напряжению

Учитывая изложенную ситуацию, в ОЭС Украины очень остро стоит вопрос обеспечения безаварийной работы. Закрытие Чернобыльской АЭС привело к превращению Центральной энергосистемы (ЦЭС) Украины в энергодефицитный район. Переток через сечение «ОЭС Украины–Киев» в режиме максимума нагрузок составил более 2000 МВт. Результаты моделирования для перспективной схемы и соответствующих режимов показали, что эта величина будет составлять более 2500 МВт [31]. При этом ограничивающим фактором увеличения объемов передачи мощности сечения является устойчивость по напряжению.

Среди источников реактивной мощности в ЦЭС доля теплоэлектростанций (киевские ТЭЦ-5, ТЭЦ-6 и Дар.ТЭЦ) составляет почти 50 %. Таким образом, учитывая сложность и неэффективность транспортирования реактивной мощности по электрическим сетям, режим работы киевских ТЭЦ играет важную роль для обеспечения устойчивости по напряжению в этом районе. Проведем анализ возможных ситуаций с учетом этого фактора. Для начала рассмотрим уровни напряжений для ПС- 330 кВ ЦЭС в режиме максимума нагрузки (рис. 4.7 а) и в режиме, когда генерирование электрической энергии на киевских ТЭЦ снижено до 200 МВт (рис. 4.7 б).

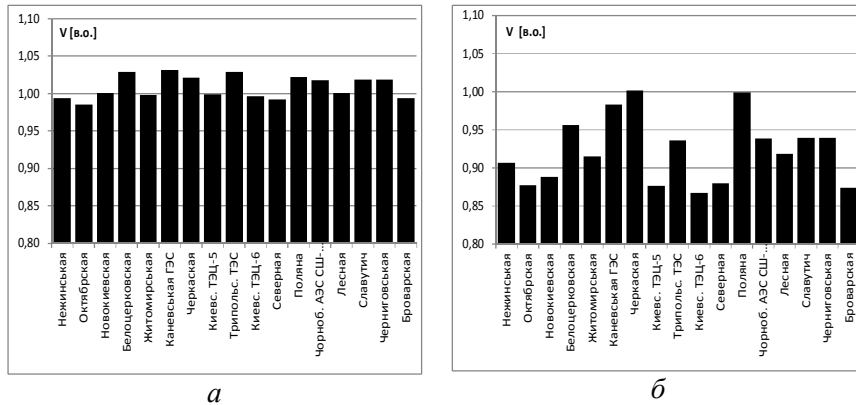


Рис. 4.7. Уровни напряжения на ПС- 330 кВ ЦЭС в режиме максимума нагрузки. В нормальной схеме (а) и при снижении генерации на Киевских ТЭЦ (б)

Анализ рис. 4.7 показывает деградацию уровней напряжения в сети 330 кВ ЦЭС при снижении генерирования электрической энергии киевскими ТЭЦ. Для нормализации напряжения в этих режимах необходимо ввести дополнительные резервы реактивной мощности. С целью их планирования определим особое место в «киевском кольце», которое позволяет наиболее эффективно влиять на уровни напряжений в сети 330 кВ кольца и стабилизацию напряжения, что является первоочередной задачей. В состав киевского кольца 330 кВ входят следующие подстанции (ПС): ПС-330 "Броварская", "Северная", "Октябрьская", "Новокиевская", "Западная" (в перспективной схеме) и СШ- 330 киевских ТЭЦ-5, ТЭЦ-6.

Для решения задачи идентификации особого места используем наиболее приемлемый метод чувствительности, позволяющий получить взаимные VQ - чувствительности в форме вариации напряжения на всех СШ (V_i) при изменении реактивной мощности на одной (целевой) СШ (Q_j). Недиagonальные элементы матрицы определяют изменения уровней напряжения на i -й СШ при изменении реактивной мощности на j -й СШ. Наибольшая величина чувствительности ($\partial V_i / \partial Q_j$) свидетельствует, что изменение баланса реактивной мощности на j -й СШ будет иметь наибольшее влияние на

напряжение i -й СШ. Результаты вычислений чувствительности приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

$\partial V_i / \partial Q_j$ [кВ/Мвар]	ПС Броварская	ПС Северная	ПС Октябрьская	ПС Новокиевская	ПС Житомирская	ПС Нежинская	сумма S_{ji}
ПС "Броварская"	0,037	0,013	0,011	0,013	0,006	0,020	0,099
СШ КТЭЦ-6	0,019	0,017	0,009	0,010	0,006	0,011	0,071
СШ КТЭЦ-5	0,018	0,011	0,016	0,019	0,007	0,010	0,080
ПС "Северная"	0,013	0,023	0,010	0,011	0,007	0,008	0,072
ПС "Новокиевская"	0,013	0,011	0,020	0,023	0,009	0,008	0,084
ПС "Октябрьская"	0,011	0,010	0,045	0,020	0,007	0,006	0,099
ПС "Нежинская"	0,019	0,008	0,006	0,007	0,006	0,041	0,087
СШ "Трип.ТЭС"	0,009	0,008	0,014	0,016	0,013	0,006	0,066
ПС "Чернигов"	0,011	0,007	0,005	0,005	0,010	0,026	0,064
ПС "Славутич"	0,009	0,008	0,005	0,006	0,013	0,019	0,060
ПС "Лесная"	0,007	0,008	0,006	0,008	0,055	0,008	0,091
ПС "Житомирская"	0,006	0,007	0,007	0,008	0,075	0,007	0,111
ПС "ЧАЭС" СШ-330	0,007	0,009	0,005	0,006	0,017	0,011	0,055
ПС "Белоцерковская"	0,004	0,004	0,006	0,007	0,007	0,003	0,032
СШ "КанГЭС"	0,003	0,003	0,005	0,005	0,004	0,002	0,022
ПС "Поляна"	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,001	0,009
ПС "Черкасская"	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,007
сумма S_{2j}	0,188	0,148	0,171	0,169	0,246	0,186	
S'_{2j} только для Киевского кольца	0,110	0,085	0,109	0,096	0,043	0,063	

Интегральное влияние всех целевых СШ-330 кВ на напряжение определенной (i -й) СШ можно определить как сумму

$$S_{1i} = \sum_{j=1}^M (\partial V_i / \partial Q_j), \tag{4.14}$$

где М – общее количество целевых СШ-330 кВ ЦЭС.

Этот интегрированный показатель позволяет выявить подстанции, напряжение на которых наиболее и наименее чувствительны к компенсации реактивной мощности на целевых СШ. С другой стороны, значение на пересечениях столбца ПС "Октябрьская" со всеми строками табл. 4.4 отражает влияние вариаций реактивной мощности на СШ-330 ПС "Октябрьская" на уровни напряжения на всех СШ-330 ЦЭС.

Аналогично интегральное влияние вариаций реактивной мощности на определенной целевой (j -й) СШ-330 кВ на уровни напряжения на всех СШ ЦЭС имеет вид

$$S_{2j} = \sum_{i=1}^N (\partial V_i / \partial Q_j), \quad (4.15)$$

где N – общее количество СШ- 330 кВ ЦЭС.

Этот интегрированный показатель позволяет выявить подстанции, компенсация реактивной мощности на которых имеет наибольшее и наименьшее влияние на уровни напряжения на всех анализируемых СШ. Так как нас, в первую очередь, интересуют СШ подстанций «киевского кольца», то следует в формуле (4.15) провести суммирование не по всем ПС, а только по ПС «киевского кольца». То есть N будет соответствовать количеству СШ-330 кВ ПС «киевского кольца». Графически это можно проиллюстрировать на рис. 4.8.

Каждой кривой на рис. 4.8 соответствует СШ-330 кВ, где может быть установлено компенсирующее устройство реактивной мощности. Оптимальному месту установки такого устройства соответствует СШ-330 кВ с наибольшей интегральной чувствительностью по диапазону «киевского кольца» (самая большая сумма S'_{2j}).

Анализ результатов позволяет установить, что наиболее эффективным местом присоединения компенсирующего устройства (например, СТК) с точки зрения влияния на уровни напряжения «киевского кольца» является ПС-330 кВ "Октябрьская". Кроме того, как видно из рис. 4.8, существует острая потребность в реактивной мощности для обеспечения поддержки нормативных уровней напряжения на ПС-330 кВ "Житомирская" и "Лесная". С точки зрения влияния на уровни напряжения на указанных ПС наиболее эффективным местом для установки СТК является СШ-330 кВ ПС "Житомирская". Однако с учетом приоритетности «киевского кольца» в дальнейшем

будет рассмотрен вариант, соответствующий установлению СТК на ПС Октябрьская. Вариант установки СТК на ПС "Житомирская" может рассматриваться в случае установки двух СТК в ЦЭС.

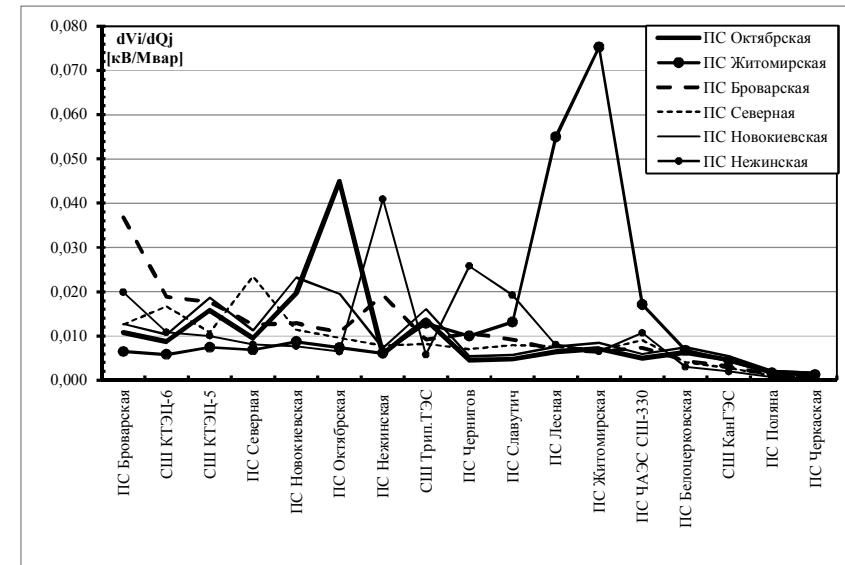


Рис. 4.8 Взаимные чувствительности ПС-330кВ киевского кольца

Используя предложенный выше подход, построим ряд $Q-V$ кривых для ПС-330 кВ "Октябрьская" (рис. 4.9) с учетом возможных режимов работы ЦЭС:

- 1 – режим А: режим максимальной нагрузки;
- 2 – режим Б: режим снижения генерации киевских ТЭЦ до 200 МВт;
- 3 – режим В: режим снижения генерации киевских ТЭЦ до 200 МВт при выключении одного ШР -750 на ЧАЭС;
- 4 – режим Д: режим снижения генерации киевских ТЭЦ до 200 МВт при отключении двух ШР-750 на ЧАЭС;
- 5 – режим Е: режим снижения генерации киевских ТЭЦ до 200 МВт при отключении одного ШР-750 на ЧАЭС и ЛЭП 330 кВ "Чернобыльская АЭС-Северная";

б - режим С: режим снижения генерации киевских ТЭЦ до 200 МВт при отключении одного ШР -750 на ЧАЭС и ЛЭП 330 кВ "Трипольская ТЭС - Каневская ГЭС";

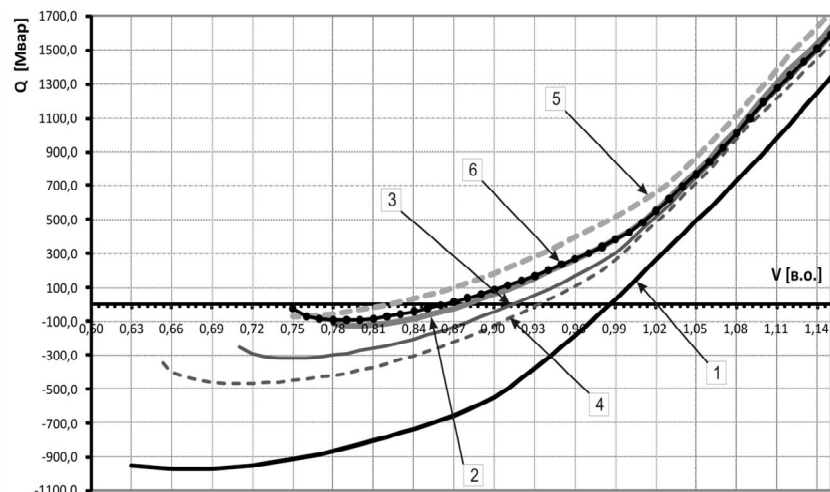


Рис. 4.9. Q/V -кривые для ПС-330 кВ Октябрьская

Из рис. 4.9 видно, что на указанной ПС уровни напряжений составляют около 0,99 о.е. Это является вполне удовлетворительным. В то же время анализ режима, когда генерирование на киевских ТЭЦ снижено (режим Б, кривая 2), показал, что уровни напряжения существенно просядут, даже ниже допустимого диапазона, до 0,88 о.е. В настоящее время при условии отключения ШР на ПС Чернобыльской АЭС такие режимы (режим В и Д) можно считать допустимыми. Уровни напряжения составляют 0,91 и 0,93 о.е. при отключении одного (режим В, кривая 3) и двух (режим Д, кривая 4) реакторов соответственно. Однако с выводом из эксплуатации СШ-750 Чернобыльской АЭС проблема значительно обострится. Следует также отметить, что только с выключенными ШР на Чернобыльской АЭС могут «существовать» режимы для некоторых ремонтных/аварийных схем, связанных в отключением ЛЭП-330: "Чернобыльская АЭС-Северная" (режим Е, кривая 5) и "Трипольская ТЭС-Каневская ГЭС" (режим С, кривая 6). С учетом указанного определены величины реактивной мощности, необходимые для

поддержания напряжения на уровнях 1,0 и 0,90 о.е., на ПС Октябрьская (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Желаемое U , [о.е.]	Режим, [Мвар]					
	А	Б	В	Д	Е	З
1,00	100	430	370	340	560	420
0,90	-550	60	-50	120	180	90

Отключение ШР создает дополнительный «источник» реактивной мощности, величина которого определяется номинальной мощностью самого ШР (330 Мвар для трехфазного ШР-750 кВ) с учетом квадратичной зависимости от величины напряжения в точке присоединения. Однако анализ табл. 4.5 показал, что отключение ШР-750 кВ на Чернобыльской АЭС не оказывает существенного влияния на регулирование напряжения «киевского кольца»: его эквивалент составляет лишь 60 Мвар. Иными словами, при выключении ШР-750 кВ на Чернобыльской АЭС мощностью 330 Мвар (переход из режима Б к режиму В) потребность в реактивной мощности на ПС "Октябрьская" уменьшается лишь на 60 Мвар. Это еще раз демонстрирует, что регулирование напряжения с помощью ШР-750 кВ крайне неэффективно.

Таким образом, можно сделать вывод, что при пониженном генерировании электрической энергии киевскими ТЭЦ регион «киевского кольца» становится достаточно нестабильным и любое отключение элементов ЦЭС может привести к серьезной аварии. Поэтому для устранения указанной проблемы нужно дополнительно установить источник реактивной мощности. Для этих целей предлагается установить СТК в сети 330 кВ. Мощность СТК должна быть достаточной, чтобы обеспечивать в ремонтных и аварийных схемах в сети 330 кВ уровни напряжения не менее 0,9 о.е. При выборе мощности следует также учитывать эффект насыщения, когда увеличение мощности СТК практически не приводит к повышению напряжения. Дополнительно с целью обоснования выбора мощности СТК были построены и детализированы соответствующие $Q-V$ -кривые (рис. 4.10).

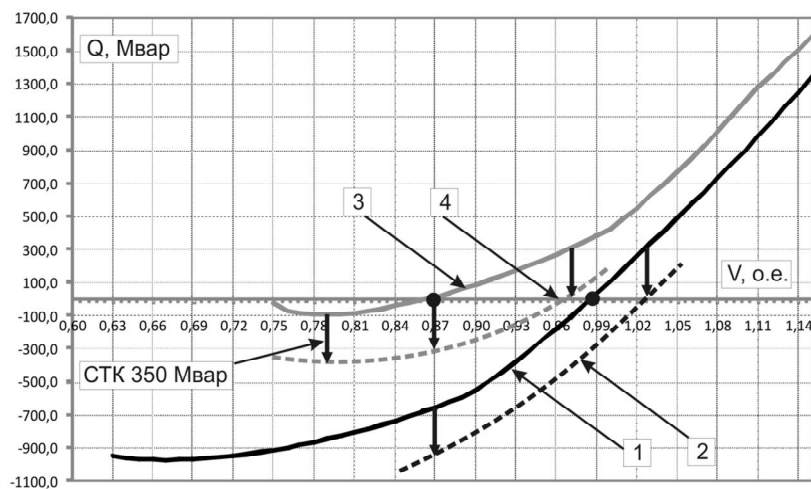


Рис. 4.10. QV -кривые для ПС-330 кВ Октябрьская после подключения СТК 350 Мвар

Приведенные зависимости показывают влияние установки компенсирующего устройства мощностью 350 Мвар на ПС-330 "Октябрьская" на уровни напряжений. Кривая 1 на рис. 4.10 соответствует режиму А (как и на рис. 4.9), а кривая 2 – тому же режиму А, однако после установки СТК. В режиме Б (генерирование киевских ТЭЦ снижено) уровни напряжения существенно уменьшаются (кривая 3).

Таким образом, для обеспечения надежного питания электрической энергией энергорайона г. Киева среди других следует решить задачу обеспечения устойчивости по напряжению центральной части ОЭС Украины. Киевские ТЭЦ играют определяющую роль в работе центральной энергосистемы и при снижении генерирования на них весь район сетей 330 кВ «киевского кольца» становится достаточно нестабильным с точки зрения устойчивости по напряжению. В связи с этим следует предусмотреть введение в эксплуатацию дополнительных маневровых резервов реактивной мощности объемом около 350 Мвар в районе ПС-330 "Октябрьская".

По результатам выполненных исследований были составлены общие рекомендации по внедрению систем FACTS в ОЭС Украины, которые позволяют решить проблему «узких мест» по напря-

жению. Наиболее приоритетные места для установки СТК представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

ЭС (энергорайон)	Центральная ЭС	Транзит 330кВ БуТЭС-ДнТЭС	Западная ЭС	Район Молдова-Одесса.	Район Змиевской ТЭС	Район ПС Михайловка
Цель применения	Обеспечение надежных режимов работы в ремонтных и аварийных схемах ЦЭС при сниженной генерации Киевских ТЭЦ	Обеспечение надежных режимов работы в ремонтных и аварийных схемах транзита 330 кВ СБТЭС-ДнТЭС	Нормализация уровней напряжения и создания резервов реактивной мощности в Западной ЭС	Улучшение уровней напряжения в сети 330 кВ и их стабилизация в ремонтных схемах (> 0,90 п.е.).	Стабилизация уровней напряжения во всех ремонтных схемах (> 0,90 п.е.).	Стабилизация уровней напряжения в сети 220кВ в ремонтных схемах.
Тип технического решения	Установка устройства компенсации реактивной мощности	Установка устройства компенсации реактивной мощности	Установка устройства компенсации реактивной мощности	Установка устройств компенсации реактивной мощности	Установка устройства компенсации реактивной мощности	Сохранение существующего БСК в перспективной схеме или установка современного устройства компенсации
Место внедрения	СШ-330 кВ ПС Октябрьская, ЦЭС	СШ-330 кВ ПС Черновцы ЮЗ ЭС	СШ-220 кВ ПС Ковель, Зап. ЭС	СШ-110кВ ПС Усатого СШ-330кВ ПС Н.Одесская	СШ-330 кВ ПС Артема	СШ-220 кВ ПС Михайловка
Тип компенсир. устройства	СТК -0/+350 Мвар	СТК -50/+200 Мвар	СТК -0/+200 Мвар	СТК 0/+200 Мвар СТК 0/+300 Мвар	СТК 0/+350 Мвар	СТК 0/+100
Мощн. доп. устройств регулирования Q	СТК на ПС Житомир.	-	-	как альтернатива - 1 СТК 400 Мвар на СШ-110 Усатого	-	как альтернатива сохранение существующего БСК
Приоритет	4	3	7	2	5	6

В большинстве европейских энергосистем существует также определенный паритет в генерировании реактивной мощности между системными операторами и генерирующими компаниями. При этом внедрение FACTS позволяет разгрузить по реактивной мощности генераторы электростанций и создать резервы из реактивной мощности, в результате чего появляется возможность разработки и внедрения в ОЭС Украины систем вторичного и третичного регулирования напряжения.

4.7. Анализ режимов работы приграничных энергорайонов Украины по напряжению при отключении от сетей России

Объединенная энергетическая система Украины проектировалась и развивалась как составляющая Единой энергетической системы (ЕЭС) бывшего СССР, что обусловило построение магист-

ральных электрических сетей, выбор классов их напряжения и конфигурации, а также определенную концентрацию генерирующих мощностей и организацию электропитания некоторых потребителей от ЭС соседних на то время республик.

В дальнейшем после 1990 года ОЭС Украины работала по разным схемам и в разных режимах работы. При этом можно выделить режим изолированной работы при полном размыкании межгосударственных связей с ЭС соседних стран и режимы, которые связаны с применением специальных коммутационных схем. Это выделение отдельных энергоблоков Бурштынской и Добротворской тепловых электростанций (ТЭС) на синхронную работу с ОЭС Польши, Словакии, Венгрии и Чехии, "островная" работа – выделение северо-восточной части ОЭС Украины на синхронную работу с ЕЭС России, синхронная работа части ЭС Болгарии, Румынии, России, Беларуси с ОЭС Украины. Такие режимы выявили ряд проблем в организации работы ОЭС Украины. Речь идет о режимах работы магистральных сетей, регулировании баланса мощности (частоты), обеспечении постоянной и безопасной работы ОЭС в целом и отдельных ее объектов.

В данное время ОЭС Украины включает две отдельные синхронные зоны. Основная часть ОЭС Украины работает синхронно с ЭС Молдовы, Беларуси и России и юго-западной частью ОЭС Украины так называемый "Остров Бурштынской ТЭС", работающий синхронно с ЭС континентальной Европы ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

Первый опыт изолированной работы ОЭС Украины приобрела еще в период 1991-1995 гг. Этот период был достаточно сложным для отечественной энергетики. В 1990 году генерация электроэнергии ОЭС Украины составляла около 296 млрд. кВт.ч [32]. Однако в скором времени в энергетической области состоялись серьезные изменения, связанные с началом экономического кризиса в 1990 году, распадом СССР в 1991 году, отсоединением ОЭС Украины от ЕЭС России в 1994 году и т.п. В дальнейшем, в 1995 г., была проведена реструктуризация электроэнергетики, вследствие которой были ликвидированы восемь производственных энергообъединений и созданы 27 энергоснабжающих компаний, четыре тепловые генерирующие компании, гидрогенерирующие компании, Государственная электрическая компания "Укрэлектротранс" и

Национальный диспетчерский центр Украины. Потребление электроэнергии народным хозяйством снизилось с 270,5 в 1990 г. до 201,9 в 1994 г. и 191,0 млрд.кВт.ч в 1995 г. (на 25,4 и 29,4 % соответственно). В то же время потребление электроэнергии коммунально-бытовым сектором возросло с 44,6 в 1990 г. до 46,9 в 1994 г. и 45,4 млрд. кВт.ч в 1995 г., т.е. на 5,2 и 1,8 %. Следует отметить, что главная причина уменьшения производства электроэнергии в 1991-1992 гг. связана с общим экономическим спадом в Украине, а в 1993-1995 гг. к ней приобщились недопоставки на ТЭС природного газа и угля из-за значительного сокращения их добычи и неплательшей за электроэнергию. Все это привело к изменению структуры производства электроэнергии в ОЭС Украины. Основное бремя экономического кризиса легло на ТЭС, производство электроэнергии которыми за указанный период уменьшилось почти вдвое. Эти данные также подтверждаются статистикой [33] изменений коэффициентов использования установленной мощности ТЭС с 68,4 % в 1990 году до 36,9 % в 1995 и 30,8 % в 1996 годах. Уменьшение нагрузок и соответственно отсутствие введения в эксплуатацию новых генерирующих мощностей значительно замедлило развитие электрических сетей [34]. Указанные процессы, в конечном результате, существенно повлияли на режимы работы ОЭС Украины.

В условиях уменьшения производства электроэнергии в ОЭС Украины, которое стало причиной случаев опасного уменьшения частоты в ЭС, а также с учетом изменений политического и экономического устройства в этот период, состоялось отделение ОЭС Украины от ЕЭС России. В этих условиях, с учетом режимов работы ОЭС Украины, проявились значительные недостатки отечественной электроэнергетики. В первую очередь это касалось регулирования частоты и активной мощности. Вследствие моральной и физической устарелости систем регулирования на электростанциях, в частности автоматических регуляторов скорости (АРС) и систем автоматического регулирования котлов, существующие блоки ТЭС имели (и преимущественно имеют и сегодня) весьма значительные зоны нечувствительности, и потому практически не реагируют на отклонение частоты. В целом проблема первичного и вторичного регулирования частоты в несколько ином виде существует и сегодня и нуждается в своем решении в ближайшем будущем с учетом требований ENTSO-E.

Что касается регулирования уровней напряжения и реактивной мощности в электрических сетях, в том числе приграничных районов, то из-за уменьшения объемов потребления и вследствие наличия компенсирующего оборудования (в частности, синхронных компенсаторов) особых проблем с поддержкой уровня напряжения в то время не возникало. Однако несмотря на то, что сегодня потребление электроэнергии в Украине еще не достигло уровня 200 млрд. кВт.ч, проблема регулирования уровней напряжения и реактивной мощности стоит очень остро. Среди основных причин – уменьшение количества блоков ТЭС в структуре генерации, некомпенсированность сетей 110-154 кВ по реактивной мощности, отсутствие сетевых средств регулирования напряжения, в частности таких, как СТК или СТАТКОМ.

Дополнительным отрицательным фактором, который влияет на надежность электроснабжения и на уровни напряжения в сетях приграничных энергорайонов, является значительная неравномерность перетоков мощности по межгосударственным связям (рис. 4.11).

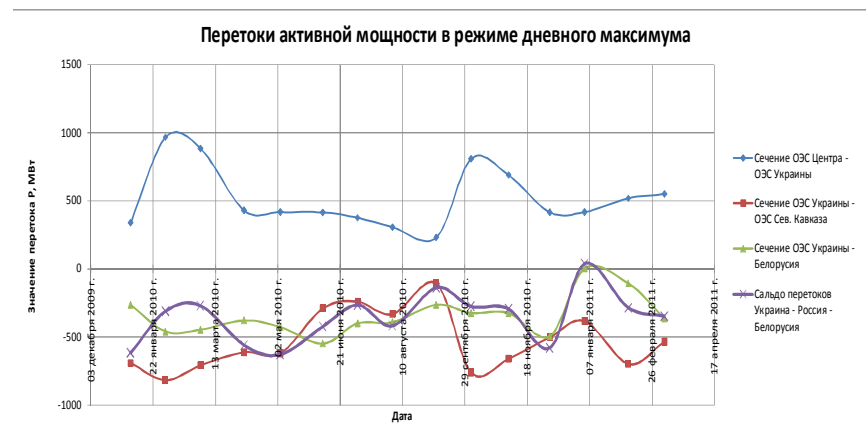


Рис. 4.11. Перетоки активной мощности по межгосударственным связям в режиме дневного максимума за 2010-2011 гг.

Выполнение требований относительно интеграции ОЭС Украины в ENTSO-E, предусматривает решение целого ряда задач [35], сложнейшей из которых является обеспечение требований по

первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности. Эта задача не новая и довольно известная. Одновременно на этом пути возникают и другие не такие "популярные", но от этого не менее важные проблемы. Речь идет о проблемах, связанных со снижением надежности электроснабжения потребителей больших приграничных районов при переходе на раздельную работу с ЕЭС России/Беларуси.

Членство Украины в европейском энергетическом сообществе требует приведения ОЭС Украины в полное соответствие с общепринятыми стандартами этого общества, в частности, это касается безопасного и эффективного функционирования систем транспортирования и поставки электроэнергии. Соответственно требованием ENTSO-E является определенный порядок присоединения энергосистем к этому сообществу. Он включает, *во-первых*, работу энергосистемы (ОЭС Украины) сначала в изолированном режиме в течение одного года, *во-вторых*, работу такой энергосистемы синхронно с ENTSO-E на протяжении тестового периода. Последний тестовый период содержит три обязательные тестовые фазы. Первая - период синхронной, стабильной работы без каких-либо запланированных обменов энергией. Эта фаза обычно длится несколько недель. Вторая фаза предусматривает после прохождения периода стабилизации осуществление некоммерческого обмена электрической энергией. То есть сальдо внешних перетоков должно быть равным нулю для всех операторов ЭС, которая присоединяется к ENTSO-E. Этот период будет длиться на протяжении двух недель. И наконец, третья фаза – как только две предыдущие фазы будут выполнены успешно, период опытной эксплуатации переходит в фазу коммерческого обмена электроэнергией между Украинским оператором и ENTSO-E с ограничением пропускной способности внешних сечений. Это "типичный путь" по вступлению в ENTSO-E, который проходят все новые члены этой организации. Например, Турция, которая относительно недавно присоединилась к ENTSO-E, проходила его на протяжении 10 лет.

Таким образом, подготовка и реализация интеграции энергосистем Украины и Молдовы в синхронную зону континентальной Европы как единого блока регулирования определяют полную готовность ОЭС Украины к работе в двух разных режимах. Первый – изолированная работа энергосистем Украины и Молдовы во время

испытательного периода. То есть присоединение к ОЭС Украины так называемого "Острова Бурштынской ТЭС" и разрыв любых внешних энергетических связей с ЭС соседних государств. Второй – раздельная работа энергосистем Украины и Молдовы с энергосистемами России и Беларуси и параллельная работа с энергообъединениями европейских стран. С этой точки зрения наибольшие сложности будут возникать именно в приграничных районах.

Приграничными районами ОЭС Украины с точки зрения анализа режимов работы являются такие районы, режимы работы которых существенным образом изменяются при отключении межгосударственных ЛЭП всех классов напряжения. Исходя из этого, однозначно к приграничным районам ОЭС Украины должны быть отнесены районы крупных подстанций, к которым присоединены межгосударственные ЛЭП. Кроме того, к приграничным районам должны быть отнесены районы, в которых снижается надежность питания потребителей в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, т.е. не выполняются требования относительно обеспечения качества напряжения у потребителей. Согласно определению и учитывая результаты экспертных оценок был сформирован обобщенный перечень приграничных районов (рис. 4.12).



Рис. 4.12. Графическое представление приграничных районов ОЭС Украины

Для проведения исследований была создана "изолированная модель" ОЭС Украины. При этом выполнено размыкание всех межгосударственных связей с ЭС России, Беларуси и европейских стран (Венгрии, Словакии, Румынии и т.п.) и присоединение "Острова Бурштынской ТЭС" к ОЭС Украины. Дополнительно были учтены электрические связи по ЛЭП-110 кВ, которые не отображены в модели НЭК "Укрэнерго", но оказывают существенное влияние на работу приграничных энергорайонов. Кроме того, была использована описанная выше методика исследования опасных мест с точки зрения поддержки необходимых уровней напряжения в ОЭС Украины. Дополнительно для определения наиболее эффективных мер проведены исследования влияния сетевого строительства и выполнены оценки соответствующих перспективных режимов.

В целом для анализа надежности энергоснабжения приграничных районов ОЭС Украины, ЕЭС России и Беларуси и формирования обоснованных предложений относительно проведения соответствующих технических мероприятий была использована изложенная в п. 3.6 методика. При этом также выполнялась проверка мест с низкой надежностью электроснабжения при снижении нагрузки. Так как согласно [36] при наложении аварийной ситуации на ремонтную схему допускается ограничение потребления на 40 % от $S_{ном}$, но не более чем на 100 МВт (т.е. по ЛЭП 110 кВ необходимо резервировать не менее 60 % нагрузки).

На последнем этапе проводились исследования на "изолированной модели" перспективной схемы развития ЭС Украины, России и Беларуси. После сравнения полученных результатов выполнялось определение мест с низкой надежностью электроснабжения, для которых необходимо осуществлять разработку необходимых технических мероприятий (результаты приведены в табл. 4.7).

Выполненные исследования и выявление мест с низкой надежностью в приграничных районах ЭС Украины, России и Беларуси позволили обобщить результаты и установить наиболее проблемные ситуации для приграничных районов ОЭС Украины (табл. 4.7).

Таблица 4.7

Перечень приграничных районов	Описание вероятных проблемных ситуаций	Возможные мероприятия
ПС 500 кВ "Победа"	Значительное снижение уровней напряжения до 0,80-0,83 о.е. (комбинация ремонтно-аварийных схем ВЛ 500 кВ Донбасская - Победа и ВЛ 330 Углегорская - Михайловка или ВЛ 220 ЛуТес-Победа). Запланированное строительство объектов, предусмотренное "Схемой развития ОЭС Украины на период до 2010 с перспективой до 2015 г. " (далее – Схема развития ОЭС), ситуацию не улучшит. Учитывая ожидаемый прирост нагрузок в районе ПС, ситуация даже ухудшится	Наиболее экономически целесообразным мероприятием являются "усиление" связи между ПС 500 кВ "Победа" и Штеровской ГРЭС
ПС 330 кВ "Шостка"	Значительное снижение уровней напряжения до 0,83-0,84 (в некоторых ремонтно-аварийных схемах режим тяжело реализовать на практике) при комбинации ремонтно-аварийных схем ВЛ 330 Нежинский-Конотоп и Конотоп-Сумы или Залютино – Сумы. Перспективное строительство объектов, которые предусматривает схема развития ОЭС, проблему не решает	Необходимо строительство новой ВЛ 330 кВ Шостка - Чернигов (приблизительно 250 км), которая значительно улучшит ситуацию и войдет в большинство важных сечений
ПС 330 кВ "Сумы Северная"	Значительное снижение напряжения до 0,76-0,80 при комбинации ремонтно-аварийных схем ВЛ 330 Сумы – Залютино и Южноукраинская – Сумы Северная или Конотоп – Сумы. Перспективное строительство объектов, которые предусматривает Схема развития ОЭС, проблему не решает	Установление компенсирующих средств (возможно, без гибкого регулирования) на ПС 330 "Сумы Северная" (или в этом энергорайоне), что вместе со строительством указанной выше ВЛ 330 кВ решает все проблемы

Продолжение табл. 4.7		
ПС 330 кВ "Лосево"	Значительных проблем с напряжением нет. Отмечена перегрузка ВЛ 110 кВ в определенных ремонтно-аварийных режимах	Запланированное в Северной ЭС перспективное строительство (ПС 330 кВ Северная и 2-х ВЛ 330 Залютино - Северная и Лосево-Северная) решает все проблемы
ПС 330 кВ "Южная"	Значительных проблем с напряжением нет. Отмечаются значительные утяжеления ВЛ при комбинации определенных ремонтно-аварийных схем (ВЛ 330 кВ Южно-Харцызская и ВЛ 110 кВ Южная - ЗуГРЭС или Южная - ШГРЭС). Перспективное строительство объектов, которые предусматривает Схема развития ОЭС, проблему не решает	В качестве комплексного мероприятия в этом регионе предлагается строительство ВРП-330 Амвросиевка и строительство 2-х ВЛ 330 кВ Амвросиевка - Южная и отпайки Харцызская – Зоря – Амвросиевка
ПС 330 кВ "Черниговская"	Проблем не возникает	-
ПС 220 кВ "Амвросиевка"	В определенных ремонтно-аварийных схемах (ВЛ 220 Сб. ТЭС - Амвросиевка + ВЛ 110 Амвросиевка - ЗуГРЭС) происходит полное обесточивание энергорайона в окрестности ПС Амвросиевка	Необходимо строительство второй ВЛ 110 кВ ЗуГРЭС - Амвросиевка

Еще одной проблемой, подлежащей исследованию в этом контексте, было определение ограничений выдачи мощности приграничных электрических станций. Для исследования динамической устойчивости сечений выдачи мощности указанных станций выполнялось моделирование электромеханических переходных процессов, которые возникали в случае применения нормативных возмущений [37].

На основании анализа надежности схемно-режимных ситуаций, которые могут возникать в приграничных районах ОЭС Украины, были определены наиболее опасные зоны и соответствующие ремонтно-аварийные схемы. Проведены расчетные исследования установившихся режимов работы приграничных районов энергосистем Украины, которые позволили определить влияние размыкания межгосударственных связей между ОЭС Украины и ЭС России и Беларуси, что является необходимым условием реализации общей интеграции энергосистем Украины и Молдовы как единого блока регулирования в синхронной зоне ENTSO-E. Решение указанных проблем является необходимым, но недостаточным условием прохождения тестового периода "изолированной работы" ОЭС Украины. Без их устранения успешное преодоление этого периода будет почти невозможно выполнить.

Список использованной литературы

1. *Розпорядження* Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 № 145-р «Енергетична стратегія України на період до 2030 року».
2. *Коган Ф.Л.* О причинах развития известной аварии в Московской энергосистеме // *Электричество*. – 2008. – № 5. – С. 69–72.
3. *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*. – 2003.
4. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В.* Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // *Технічна електродинаміка*. – 2010. – №3. – С. 59-66.
5. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М.* Оцінка резервів реактивної потужності в ОЕС України з урахуванням проблеми забезпечення стійкості за напругою // *Техн. електродинаміка*. Темат. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – Ч. 3. – С. 53-56.
6. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.* Расчёт устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
7. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия. – 1979. – 456 с.
8. *Cutsem V., Vournas T., Kluwer C.* Voltage Stability of Electric Power Systems – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.
9. *Kundur P.* Power system stability and control – McGraw-Hill, 1994. – 1176 p.

10. *Kundur P., Paserba J., Ajarapu V. and other.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions // *IEEE Trans. On Pow. Sys.* – 2004. – V. 19 – № 2. – P. 1387–1401.
11. *The grid code*. National Grid Electricity Transmission plc. 2006. [Online].
12. *Transmission Code 2007*. Network and System Rules of the German Transmission System Operators. BDEW, 2007. [Online].
13. *Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МEB 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем*. Керівні вказівки», 2012.
14. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Павловський В.В., Левконюк А.В.* Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології ГПЗС (FACTS) // *Техн. електродинаміка*. – 2009. – № 2. – С. 63–68.
15. *Буткевич О.Ф., Кириленко О.В.* Теорія автоматичного керування та статична стійкість електроенергетичних систем: вибрані питання. – К.: Політехніка. – 2004. – 180 с.
16. *Pinto H.J.C.P., Martins N., Vieira X. and other.* Modal Analysis For Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse / Bulk Power System Voltage Phenomena – III Voltage Stability, Security & Control Conference, Davos, Switzerland, 22–26 August 1994.
17. *Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики*: Учебник для студентов вузов под ред. В.А.Веникова, - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1981. – 288 с.
18. *Gao B., Morison G.K., Kundur P.*, Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis // *IEEE Trans. Power Systems*. – 1992. – Vol. 4. – P. 1529-1542.
19. *Ramar K., Raviprakash M.S.* Determination of weak bus ordering vector in multimachine power systems from voltage stability viewpoint/ *Electric machines and power systems*. – 1995. – Vol. 23, no5. – P. 597-609.
20. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М.* Особливості застосування модального аналізу для дослідження стійкості за напругою // *Техн. електродинаміка*. Темат. вип. «Силова електроніка та енергоефективність». – 2010. – Ч. 2. – С. 241-242.
21. *UCTE Operational Handbook – Policy 3: Operational Security - Final Version* (approved by SC on 19 March 2009). www.entsoe.eu
22. *UCTE OH – Appendix 3: Operational Security - Final Version* (approved by SC on 19 March 2009). – 41 p.
23. *VSAT - Voltage Stability Assessment Tool* // Powertech Labs Inc., [on-line] www.dsatools.com.

24. *Identification of Critical Voltage Control Areas and Determination of Required Reactive Power Reserves to Assist VAR Planning*. Electrical Power Research Institute (EPRI), UAS, [on-line] www.epri.com

25. *Bostrom A.* ABB System studies. The Ukrenergo power System. Presentation, 29 p., Feb, 2009

26. *Grzegorz Blajszczak*, Reactive power control in transmission network as a tool for reliable supply // 9th Int. Conf. Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 9-11, October, 2007.

27. *Song Y.H.; Wan H.B.; Johns A.T.* Kohonen neural network based approach to voltage weak buses/areas identification // IEEE proceedings. Generation, transmission and distribution ISSN 1350-2360. – 1997. – Vol. 144, no3. – P. 340-344.

28. *Уцаповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О.* «Вузькі місця» за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЭС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38-45.

29. *Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption*. Staff Report No. AD01-1-000, Feb.4, 2005, FERC, 177 p. Available on-line at <http://www.ferc.gov>

30. *Павловський В.В., Левколюк А.В.* Вибір оптимального типу, місця і потужності пристроїв адаптивної компенсації // Пр. Ін-ту електродинаміки: Зб. наук. пр. НАН України. – 2008. – Вип. 21. – С. 23–28.

31. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зайченко В.Б.* Аналіз режимів роботи мереж «київського кільця» за напругою в поточній та перспективній схемах ОЭС України // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 39–46.

32. *Улітич Ю.І., Борисов М.А., Гончаренко В.П.* Проблеми модернізації і розвитку теплоенергетики як основи енергобезпеки України // Енергетична політика України. Погляд громадськості. Київ, 2006, НТСЕУ, ОЕП "ГРІФРЕ" – С. 75–80.

33. *Інноваційні проекти паливно-енергетичного комплексу України / Під заг. ред. А.К. Шидловського.* – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2005. – 512 с.

34. *Семенко В.Д.* Краткие размышления о состоянии и перспективе развития основных электрических сетей Украины. Режим доступа: <http://www.energobud.com.ua/en/tretya-mezhdunarodnaya-konferentsiya-mgs/kratkie-razmyishleniya-o-sostoyanii-i-perspektive-razvitiya-osnovnyih-elektricheskikh-setey-ukrainyi.html>

35. *Першочергові заходи інтеграції об'єднаних енергетичних систем України до об'єднаних енергетичних систем ЄС // Міністерство палива та енергетики України, режим доступу:* http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=153637&cat_id=35082

36. *ГКД 341.004.003-94.* Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше.

37. *Баталов А.Г., Стогний Б.С., Кириленко А.В., Павловский В.В., Лукьяненко Л.Н.* Режимы работы электрических систем приграничных районов при интеграции ОЭС Украины в ENTSO-E // Электрические сети и системы. – 2011. – № 6. – С. 4–13.

Основные сокращения в главе 4

АС	– аварийная ситуация
АЭС	– атомная электростанция
БСК	– батарея статистических конденсаторов
ОЭС	– объединенная энергетическая система
ЭС	– энергосистема
ЛЭП	– линия электропередач
МА	– модальный анализ
ПС	– подстанция
РПН	– регулирование под нагрузкой
СО	– системный оператор
СШ	– системные шины
СТК	– статистический тиристорный компенсатор
ТЭС	– тепловая электростанция
ШР	– шунтирующий реактор
УР	– установившийся режим

ГЛАВА 5

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ

5.1. Анализ требований к автоматическому регулированию частоты и активной мощности в объединенной энергосистеме Украины

Обеспечение качества автоматического регулирования частоты и активной мощности – одна из важнейших задач управления режимами энергосистем и их объединений. Её актуальность в Украине обусловлена тремя основными факторами. Во-первых, планируемое введение в эксплуатацию третьего и четвертого энергоблоков на Хмельницкой атомной электростанции (АЭС) приведет к изменениям в структуре генерации объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины. В частности, увеличение доли АЭС в базисной части суточного графика нагрузки усложняет регулирование частоты и выполнение согласованных графиков межгосударственных потоков [1]. В то же время отключение энергоблока на АЭС приведет к резким изменениям частоты и потоков активной мощности по межгосударственным линиям связи. Во-вторых, увеличение доли электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), мощность генерации которых носит вероятностный характер, также обуславливает необходимость увеличения регулирующего резерва активной мощности, а также привлечения этих станций к автоматическому регулированию частоты. В-третьих, возможное подключение ОЭС Украины на параллельную работу с энергообъединением ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии) также ужесточает требования к регулированию частоты и активной мощности [2, 3].

Для обеспечения качества регулирования частоты в соответствии с европейской практикой в Украине разработаны нормативные документы, определяющие основные требования к автоматическому регулированию частоты и активной мощности, а также организации первичного, вторичного и третичного регулирования частоты на отечественных АЭС, тепловых (ТЭС) и гидроэлектростанциях (ГЭС) [4-7]. Так, в нормальном режиме работы ОЭС Украины частота должна поддерживаться в допустимом диапазоне $(50 \pm 0,2)$ Гц, не превышая предельно допустимый диапазон $(50 \pm 0,4)$ Гц (рис. 5.1). При этом средствами вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней частоты (на интервале 30 мин) в пределах $(50 \pm 0,01)$ Гц с удержанием ее изменения в диапазоне $(50 \pm 0,02)$ Гц для предотвращения активации нормированного первичного регулирования.

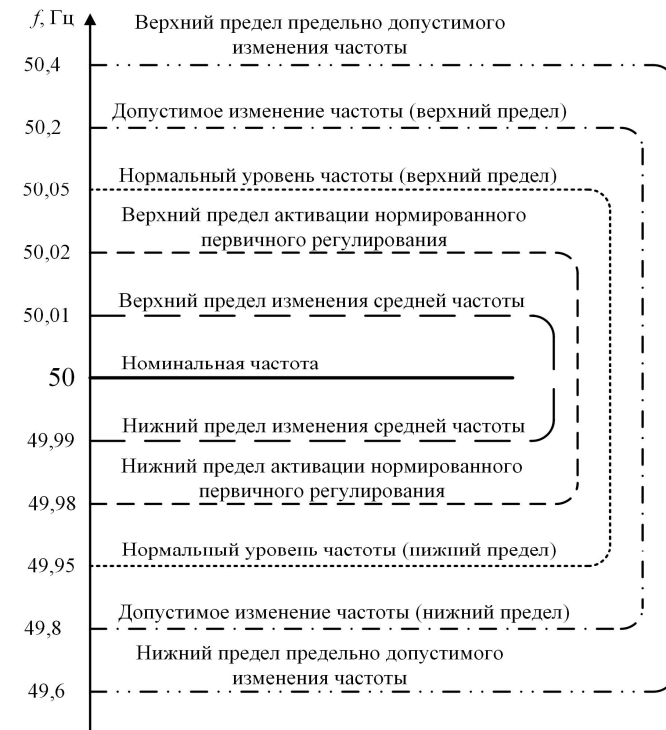


Рис. 5.1. Уровни изменения частоты в ОЭС Украины

При этом совместно с нормированным первичным регулированием должно обеспечиваться поддержание текущей частоты в диапазоне $(50 \pm 0,05)$ Гц (нормальный уровень), а также в пределах $(50 \pm 0,2)$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и планового сальдо перетоков в течение 15 мин [4].

В соответствии с требованиями [4-7] в ОЭС Украины должно осуществляться первичное (нормированное и общее), вторичное и третичное регулирование частоты, взаимодействие которых показано на рис. 5.2.

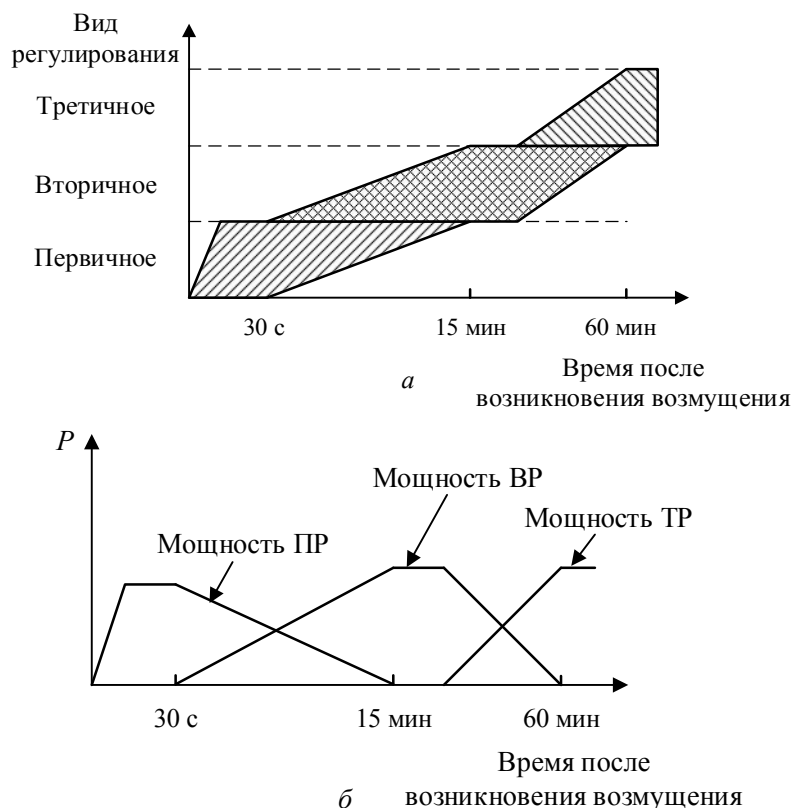


Рис. 5.2. Взаимодействие видов регулирования частоты: а) временная диаграмма; б) использование резервов активной мощности по видам регулирования

Для удержания отклонения частоты в допустимых пределах при возникновении небаланса мощности в ОЭС Украины отечественные электростанции должны принимать участие в общем и нормированном первичном регулировании частоты (ПРЧ), время активации которого не должно превышать 30 с (рис. 5.2 а). Общее регулирование должно осуществляться на всех электростанциях, при этом выдача заданного резерва активной мощности должна обеспечиваться при отклонении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более и до восстановления нормальной частоты. На электростанциях, принимающих участие в нормированном первичном регулировании, должно обеспечиваться поддержание и выдача первичной регулирующей мощности при отклонении частоты на $\pm 0,02$ Гц. Как следует из изложенного, качество ПРЧ (длительность регулирования, динамическое отклонение частоты, а также ее отклонение по завершению ПРЧ) определяется соответствующей настройкой автоматических регуляторов скорости (АРС) агрегатов, принимающих участие в нормированном ПРЧ.

Необходимо отметить, что величина суммарного резерва первичного регулирования зависит от режима работы ОЭС Украины. Так, при её параллельной работе с энергообъединениями других стран величина первичного резерва определяется отношением выработанной электроэнергии за год к суммарной годовой выработке электроэнергии во всех областях регулирования энергообъединения. Например, в случае параллельной работы ОЭС Украины с энергообъединением СНГ расчетный первичный резерв должен составлять ± 160 МВт (при принятом суммарном резерве в объеме 1200 МВт), в то время как при параллельной работе с энергообъединением ENTSO-E первичный резерв должен поддерживаться на уровне ± 190 МВт (в этом случае суммарный расчетный резерв равен 3000 МВт). В случае изолированной работы ОЭС Украины первичный резерв должен составлять не менее 1000 МВт, что соответствует мощности наибольшего энергоблока АЭС.

В соответствии с [4-7] в ОЭС Украины к нормированному ПРЧ должны привлекаться как гидроагрегаты (ГА) ГЭС, так и энергоблоки ТЭС и АЭС.

Вторичное регулирование частоты (ВРЧ) в ОЭС Украины осуществляется системой автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ), которая установлена в диспетчерском цен-

тре Национальной энергетической компании «Укрэнерго» (НЭК «Укрэнерго»), путем изменения мощности генерации регулирующих электростанций. Время действия вторичного регулирования должно составлять от 30 с до 15 мин, по завершению которого должны быть восстановлены нормальная частота и плановое сальдо перетоков активной мощности с Единой энергетической системой (ЕЭС) России и ОЭС Беларуси. Резерв вторичного регулирования в ОЭС Украины должен составлять не менее 1000 МВт (на загрузку – в случае отключения энергоблока на АЭС) и 500 МВт (на разгрузку).

Третичное регулирование частоты предназначено для поддержания заданных первичных и вторичных резервов, восстановления использованных резервов вторичного регулирования, а также для осуществления оперативной коррекции режима с целью его оптимизации. В ОЭС Украины резерв третичного регулирования частоты должен составлять не менее 1000 МВт (на загрузку) и 500 МВт (на разгрузку) [4].

Таким образом, из изложенного следует, что для обеспечения заданных показателей качества частоты в ОЭС Украины к автоматическому регулированию частоты необходимо привлекать отечественные ТЭС, ГЭС и АЭС, что, в свою очередь, позволит создать необходимые резервы активной мощности, обеспечить их оптимальное распределение между регулируемыми агрегатами, а также использование этих резервов на этапах первичного, вторичного и третичного регулирования частоты.

5.2. Регулирование частоты и мощности в объединенной энергосистеме Украины

В настоящее время организация автоматического регулирования частоты и активной мощности в ОЭС Украины усложняется рядом причин, возникновение которых обусловлено как текущей структурой генерирующих мощностей, так и уровнем автоматизации существующих систем и объектов регулирования, в частности [8]:

- значительной долей в структуре генерации ОЭС Украины АЭС, работающих в базовой части графика нагрузки;
- ограничением режимов работы отечественных ГЭС, агрегаты которых в режиме минимальных нагрузок отключаются от сети или

переводятся в режим синхронного компенсатора, что не позволяет обеспечить необходимый регулирующий резерв на разгрузку [9];

- недостаточной маневренностью энергоблоков ТЭС вследствие низкого уровня автоматизации основных и вспомогательных технологических процессов, а также отсутствием или выводом из эксплуатации главных регуляторов мощности основного паросилового оборудования;

- отсутствием или техническим устареванием регуляторов скорости турбо- и гидроагрегатов, устройств групповых регуляторов активной мощности (ГРАМ) на ГЭС, общестанционных систем автоматического управления мощностью на ТЭС.

С учетом этого в случае работы ОЭС Украины в изолированном режиме обеспечение регулирования частоты и мощности существенно усложняется [8]. Очевидно, что выход частоты за допустимые значения будет отрицательно влиять как на режимы работы основного и вспомогательного оборудования электростанций (прежде всего, турбин и механизмов собственных нужд), так и потребителей электроэнергии.

Несмотря на то, что на некоторых ТЭС и ГЭС выполнена модернизация систем автоматического регулирования по частоте на станционном и блоковых уровнях управления, что позволяет привлечь эти станции к нормированному ПРЧ, а другие (не модернизированные) станции – к общему ПРЧ, в настоящее время ни одна из отечественных станций в ПРЧ не участвует. Это, в частности, вызвано следующими факторами: блокированием на ТЭС регуляторов частоты вращения турбин, что исключает участие этих станций в ПРЧ; работой регуляторов давления «до себя»; значительной зоной нечувствительности частотных каналов регуляторов турбин.

Вторичное регулирование осуществляется с привлечением только Днепровской ГЭС-1, регулирующий диапазон которой составляет 432 МВт. Это также не удовлетворяет требованию по обеспечению необходимого резерва вторичного регулирования, который должен поддерживаться на уровне энергоблока наибольшей мощности [4]. Необходимо отметить, что существует также принципиальная возможность подключения к САРЧМ ОЭС Украины других ГЭС Днепровского каскада и Днестровской ГЭС (табл. 5.1). Но, как отмечается в работе [9], вследствие отсутствия кодекса электрических сетей, а также порядка предоставления

вспомогательных услуг, что позволило бы организовать участие отечественных электростанций в автоматическом вторичном регулировании, ГА этих ГЭС не были подключены к центральному регулятору (ЦР) САРЧМ.

Таблица 5.1

Характеристики ГЭС в ОЭС Украины, которые могут быть подключены к отечественной САРЧМ

ГЭС	Регулирующий диапазон АРЧМ, МВт		Количество агрегатов под ГРАМ	Регулирующий диапазон агрегата, МВт
	$P_{АРЧМ}^{min}$	$P_{АРЧМ}^{max}$		
Киевская	10,5	22,4	8	11,9
Кременчугская	16	57	6	41
Днепродзержинская	20	48	6	28
Днепровская ГЭС-1	43	72	9	29
Каховская	20	52	4	32
Днестровская	70	117	6	47

Как показал проведенный анализ данных мониторинга частоты в ОЭС Украины (при ее параллельной работе с ЕЭС России), в случае отключения энергоблока на АЭС с генерацией 880 МВт, динамическое отклонение частоты составило -0,043 Гц, а ее отклонение по завершению ПРЧ и ВРЧ – соответственно -0,032 и 0,02 Гц, что полностью согласуется с требованиями [4]. Кроме того, при возникновении такого же возмущения также проведено моделирование работы ОЭС Украины в изолированном режиме. Анализ полученных результатов исследований показал, что в данном случае требования к регулированию частоты не выполняются. Так, динамическое отклонение частоты для этого случая составило -0,71 Гц, а отклонения по завершению ПРЧ и ВРЧ – -0,697 и -0,65 Гц соответственно, что свидетельствует о недостаточных резервах как первичного, так и вторичного регулирования в ОЭС Украины.

Таким образом, несмотря на неудовлетворительную организацию первичного и вторичного регулирования частоты в ОЭС Украины, ее параллельная работа с ЕЭС России позволяет обеспечить поддержание нормальной частоты и планового сальдо перетоков по межгосударственным ЛЭП с ЕЭС России и ОЭС Беларуси.

Рассмотрим существующую организацию регулирования частоты в энергообъединении ОЭС Украины – ЕЭС России – ОЭС Беларуси (рис. 5.3). Центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и мощности (ЦКС АРЧМ) в ЕЭС России осуществляет регулирование частоты в энергообъединении (критерий регулирования $\Delta f=0$), в то время как САРЧМ ОЭС Украины работает в режиме автоматического регулирования перетока с коррекцией по частоте (АРПЧ); при этом поддержание нормальной частоты в ОЭС Беларуси выполняется диспетчером.

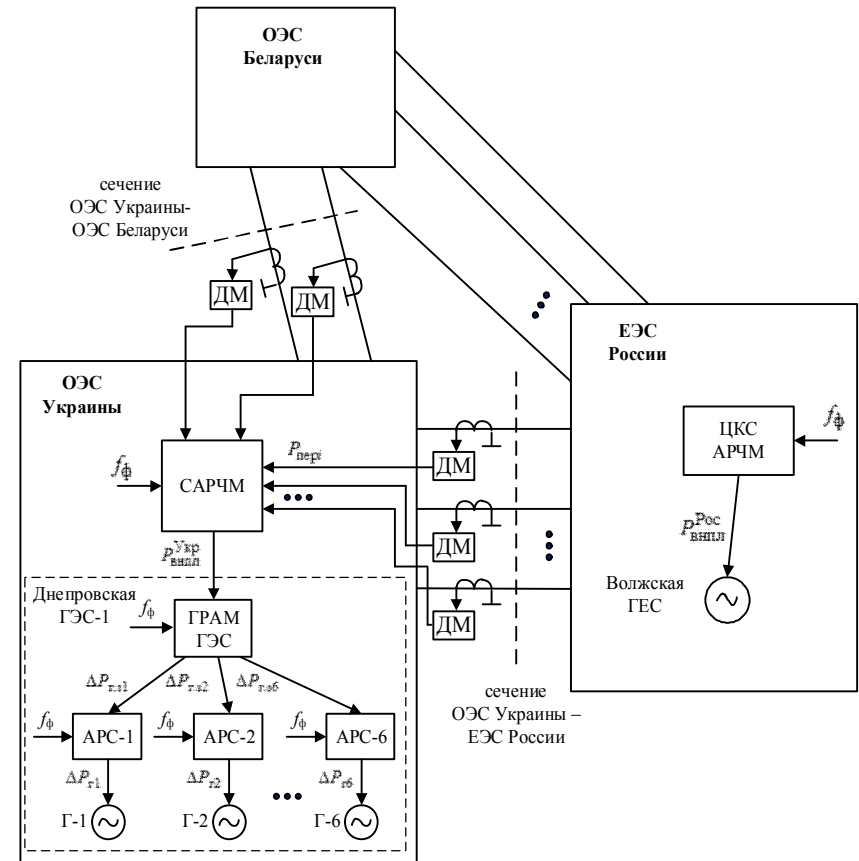


Рис. 5.3. Организация автоматического регулирования частоты и активной мощности в энергообъединении

На рис. 5.3 приняты следующие обозначения: ДМ – датчик мощности; $-P_{\text{пер}i}$ переток активной мощности по i -межгосударственной линии связи; $f_{\text{ф}}$ – фактическая частота; $P_{\text{внпл}}^{\text{Укр}}$, $P_{\text{внпл}}^{\text{Рос}}$ – внеплановые составляющие активной мощности, формируемые ЦКС АРЧМ и САРЧМ на регулирующие Волжскую ГЭС и Днепровскую ГЭС-1; $\Delta P_{\text{Г.зи}}$ – заданные уставки по активной мощности от ГРАМ Днепровской ГЭС-1, подаваемые на АРС i -генератора, $i=1, \dots, 6$; $\Delta P_{\text{Г.}i}$ – изменение мощности i -регулирующего генератора, $i=1, \dots, 6$.

Входными сигналами общесистемной части САРЧМ, работающей в режиме АРПЧ, являются фактическая частота $f_{\text{ф}}$ в ОЭС Украины и перетоки активной мощности $P_{\text{пер}i}$ по межгосударственным линиям связи с ЕЭС России и ОЭС Беларуси. На основе входных значений частоты и расчетного сальдо перетоков определяется ошибка регулирования области ACE (area control error):

$$ACE = (P_{\text{сд}} - P_{\text{сд.зд}}) + K_{\text{ч}}(f_{\text{ф}} - f_{\text{зд}}), \quad (5.1)$$

или

$$ACE = \Delta P_{\text{сд}} + K_{\text{ч}} \Delta f, \quad (5.2)$$

где $-P_{\text{сд.зд}}$ заданное сальдо перетоков активной ΔP мощности по межгосударственным ЛЭП; $K_{\text{ч}}$ – коэффициент коррекции перетока по частоте; $f_{\text{зд}}$ – заданная частота; $-\Delta P_{\text{сд}}$ отклонение текущего сальдо перетоков от заданного значения; Δf – отклонение частоты от заданного значения.

Как известно, функционирование общесистемной части САРЧМ в режиме АРПЧ позволяет обеспечить селективность ее работы при возникновении внутреннего или внешнего возмущения [10]. Так, при возникновении внешних небалансов активной мощности, вследствие разных знаков отклонений частоты и сальдо перетоков [1], величина ACE стремится к нулю и определяет отстройку ЦР от этих возмущений [1, 10]. В то же время при возникновении «внутренних» возмущений в ОЭС Украины величина ACE определяет внеплановую составляющую активной мощности, вырабатываемую на выходе центрального пропорционально-интегрального регулятора [1], которая передается на ГРАМ регулирующей Днепровской ГЭС-1:

$$P_{\text{внпл}}^{\text{Укр}} = K_{\text{р}} ACE + K_{\text{I}} \int_{t_1}^{t_2} ACE dt, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{р}}$, K_{I} – коэффициенты передачи пропорционального и интегрального звеньев ЦР общесистемной части САРЧМ; t_1 , t_2 – пределы интегрирования.

На станционном уровне управления САРЧМ, которая на Днепровской ГЭС-1 представлена ГРАМ (станционной системой управления Centralog производства фирмы Alstom), осуществляется отработка внеплановой составляющей активной мощности от системной части САРЧМ $P_{\text{внпл}}^{\text{Укр}}$ путем формирования задания $\Delta P_{\text{Г.зи}}$, $i=1, \dots, 6$, на АРС отдельного i -регулирующего ГА.

На агрегатном уровне САРЧМ АРС отдельного ГА обеспечивает отработку заданной уставки активной мощности от ГРАМ $\Delta P_{\text{Г.зи}}$ путем воздействия на направляющий аппарат гидротурбины, что приводит к изменению мощности ГА и, как следствие, к восстановлению нормальной частоты и планового сальдо перетоков активной мощности на межгосударственных сечениях.

Таким образом, как видно из изложенного, структура автоматического регулирования частоты в ОЭС Украины является достаточно простой: внеплановая составляющая активной мощности, которая формируется отечественной САРЧМ на основе входных отклонений частоты и сальдо перетоков, обрабатывается только регулирующей Днепровской ГЭС-1.

Отметим, что в НЭК «Укрэнерго» предложен и активно внедряется механизм сертификации энергоблоков ТЭС, что позволит обеспечить их участие в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. Это является особенно важным в современных условиях, в которых задача обеспечения необходимых первичного (нормированного и общего), а также автоматического вторичного резервов приобретает особую актуальность.

5.3. Модель системы автоматического регулирования частоты и активной мощности

В настоящее время в автоматическом ВРЧ принимает участие только Днепровская ГЭС-1, регулировочный диапазон которой составляет всего лишь 432 МВт. В то же время привлечение ко вторичному регулированию дополнительных агрегатов ТЭС и ГЭС

приведет к усложнению алгоритмов работы существующей САРЧМ. Соответственно исследование работы САРЧМ в этих условиях потребует проведения как натурных испытаний, так и математического моделирования ее работы в различных режимах.

Необходимо отметить, что для исследования работы САРЧМ разработаны ее известные модели [11-15], которым, однако, присущи упрощения, ограничивающие их функциональные возможности. Среди недостатков таких моделей можно выделить следующие: все генераторы представлены одним эквивалентным генератором [11, 12, 15]; регулирующие турбины заменяются эквивалентными группами турбин и одной эквивалентной группой нерегулируемых турбин [11, 12]; небаланс активной мощности приложен непосредственно к валу эквивалентного генератора; все множество ЛЭП представлено одной эквивалентной линией связи [15]; не учитываются потери мощности; вследствие «концентрированности» ОЭС напряжения (их модули и углы) на шинах эквивалентного генератора приняты неизменными [11].

В рамках таких существующих моделей САРЧМ является невозможным корректное отображение сложных процессов, протекающих в ОЭС. В частности, не учитываются важные факторы: топология сети, соответствующая текущим режимам ОЭС; системы автоматического регулирования на системном и объектных уровнях управления; статические и динамические характеристики нагрузки. Это также обуславливает необходимость создания комплексной модели САРЧМ.

С учетом существующей организации автоматического регулирования частоты и активной мощности в ОЭС Украины (рис. 5.1) с использованием современного программного обеспечения [16] была разработана комплексная модель САРЧМ, в которой учтены ее общесистемная, станционная и агрегатные уровни управления [17, 18]. Исследование работы САРЧМ выполнено на модели энергообъединения, в состав которого входят ЕЭС России, ОЭС Украины и ОЭС Беларуси. В модели ОЭС Украины учтены сети 750-110 кВ, а также 197 генераторов с их системами автоматического регулирования (автоматическими регуляторами скорости и автоматическими регуляторами возбуждения пропорционального или сильного действия), 700 авто- и трансформаторов, 690 линий электропередачи. ЕЭС России учтена упрощенной моделью, в состав

которой входят ОЭС Центра и ОЭС Юга; ОЭС Беларуси представлена магистральными сетями 330 кВ [17].

В настоящее время на регулирующей Днепровской ГЭС-1 эксплуатируется станционная система управления Centralog. Поскольку алгоритм распределения внеплановой составляющей активной мощности между агрегатами, принимающими участие во вторичном регулировании, является коммерческой информацией, то при разработке модели ГРАМ принято, что распределение внеплановой мощности между регулируемыми агрегатами осуществляется в соответствии с их коэффициентами долевого участия (КДУ) во вторичном регулировании частоты. С учетом этого внеплановая составляющая активной мощности на станционном уровне управления определяется следующим образом:

$$P_{\text{внпл}}^{\text{ст}} = K_P^{\text{ГРАМ}} \left(K_{\text{чк}} \Delta f + P_{\text{внпл}}^{\text{укр}} - \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{ти}} \right) + K_I^{\text{ГРАМ}} \int_{t_1}^{t_2} \left(K_{\text{чк}} \Delta f + P_{\text{внпл}}^{\text{укр}} - \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{ти}} \right) dt, \quad (5.4)$$

где $K_P^{\text{ГРАМ}}$, $K_I^{\text{ГРАМ}}$ – коэффициенты передачи пропорционального и интегрального звеньев регулятора ГРАМ; $K_{\text{чк}}$ – коэффициент усиления частотного корректора; $\sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{ти}}$ – изменение суммарной мощности гидротурбин, принимающих участие во вторичном регулировании частоты; t_1, t_2 – пределы интегрирования.

Распределение внеплановой составляющей активной мощности $P_{\text{внпл}}^{\text{ст}}$ между регулируемыми ГА Днепровской ГЭС-1 осуществляется в соответствии с их КДУ во вторичном регулировании частоты:

$$\Delta P_{\text{г.зи}} = \alpha_i P_{\text{внпл}}^{\text{ст}}, \quad i=1, \dots, 6, \quad (5.5)$$

при этом должно выполняться условие $P_{\text{внпл}}^{\text{ст}} = \sum_{i=1}^6 \Delta P_{\text{г.зи}}$, $i=1, \dots, 6$,

где α_i – КДУ i -регулирующего агрегата во вторичном регулировании частоты.

Для верификации разработанной модели САРЧМ ОЭС Украины исследование ее работы выполнено для сценариев одинаковых (опыт А) и разных значений КДУ (опыт Б) ГА Днепровской ГЭС-1, участвующих во вторичном регулировании частоты. В первом случае значения КДУ составляют 0,167 о.е., во втором – $\alpha_1=0,2$; $\alpha_2=0,14$; $\alpha_3=0,2$; $\alpha_4=0,16$; $\alpha_5=0,18$; $\alpha_6=0,12$.

Результаты моделирования работы САРЧМ в установившихся режимах (УР): исходном, а также по завершению вторичного регулирования частоты приведены в табл. 5.2, из которой видно, что в опыте А наблюдается одинаковое изменение мощности регулирующих ГА Днепровской ГЭС-1, в то время как в опыте Б изменения мощности этих ГА определяются соответствующими значениями их КДУ. Так, участие первого ГА во вторичном регулировании составляет $47,4/237,1=0,2$ о.е., что полностью согласовывается с заданным значением КДУ для этого агрегата.

Таблица 5.2

Результаты моделирования работы САРЧМ ОЭС Украины

Элемент	Параметры исходного УР, МВт	Параметры УР после завершения вторичного регулирования частоты, МВт		Изменение активной мощности, МВт	
		Опыт А	Опыт Б	Опыт А	Опыт Б
Сальдо перетоков по сечениям ОЭС Украины – ЕЭС России и ОЭС Украины – ОЭС Беларуси	337,8	336,1	336	-1,7	-1,8
Сальдо перетоков по сечению ОЭС Украины – ЕЭС России	482,9	484	483,9	1,1	1
Сальдо перетоков по сечению ОЭС Украины – ОЭС Беларуси	-145,1	-147,9	-147,9	-2,8	-2,8

Продолжение табл. 5.2

Регулирующая станция в ОЭС Украины					
Днепровская ГЭС-1	164,7	401,7	401,8	237	237,1
Гидроагрегат № 1	18,3	57,8	65,7	39,5	47,4
-//- № 2	18,3	57,8	51,5	39,5	33,2
-//- № 3	18,3	57,8	65,7	39,5	47,4
-//- № 4	18,3	57,8	56,2	39,5	37,9
-//- № 5	18,3	57,8	61	39,5	42,7
-//- № 6	18,3	57,8	46,8	39,5	28,5
-//- № 7	18,3	18,3	18,3	0	0
-//- № 8	18,3	18,3	18,3	0	0
-//- № 9	18,3	18,3	18,3	0	0
Регулирующая станция в ЕЭС России					
Волжская ГЭС	1170	1165	1165	-5	-5

Результаты моделирования САРЧМ ОЭС Украины в динамических режимах для опыта Б представлены на рис. 5.4–5.7.

Возникновение возмущения в ОЭС Украины (отключение генератора на Криворожской ГЭС) в момент времени $t=50$ с приводит к нарушению баланса активной мощности между генерацией и потреблением и, как следствие, к появлению отклонений частоты в ОЭС Украины от номинального значения (рис. 5.4) и сальдо потоков активной мощности по межгосударственным ЛЭП с ЕЭС России и ОЭС Беларуси от заданного значения (рис. 5.5).

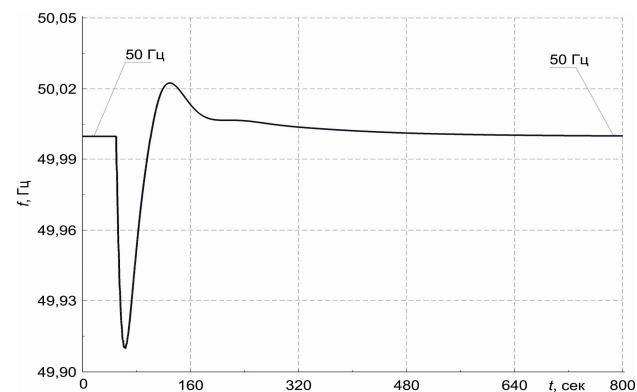


Рис. 5.4. Частота в ОЭС Украины

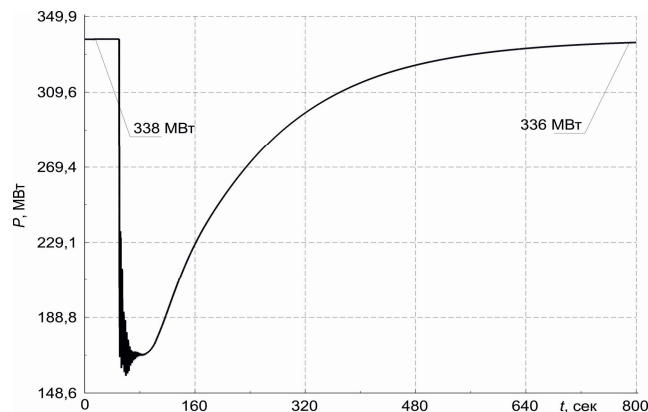


Рис. 5.5. Суммарное сальдо перетоков ОЭС Украины с ЕЭС России и ОЭС Беларуси

В первичном регулировании частоты, время активации которого не должно превышать 30 с, принимают участие регулирующие Днепровская ГЭС-1 (рис. 5.6), Волжская ГЭС (рис. 5.7), а также те станции, на которых предусмотрены резервы мощности первичного регулирования. Это соответствует принципу первичного регулирования частоты, согласно которому все ОЭС энергообъединения должны «помочь» той ОЭС, в которой возник небаланс мощности.

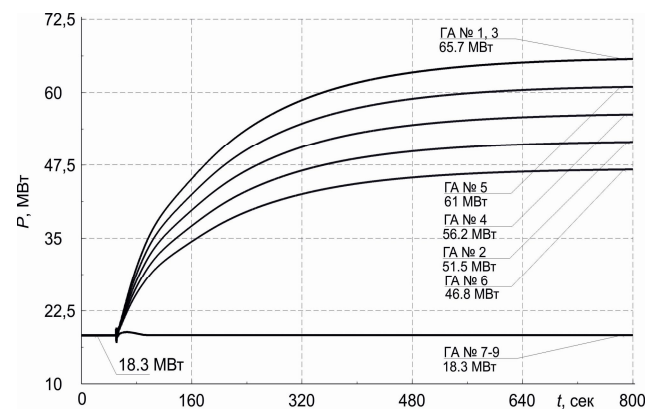


Рис. 5.6. Мощность генерации регулирующих ГА Днепровской ГЭС

В процессе вторичного регулирования на изменение частоты в энергообъединении реагирует ЦКС АРЧМ ЕЭС России, вырабатывающая управляющее воздействие на регулируемую Волжскую ГЭС (рис. 5.7) для восстановления нормальной частоты в энергообъединении. В то же время на отклонение сальдо перетоков по межгосударственным линиям связи ОЭС Украины с ЕЭС России и ОЭС Беларуси реагирует САРЧМ ОЭС Украины, которая вырабатывает управляющее воздействие на регулируемую Днепровскую ГЭС-1.

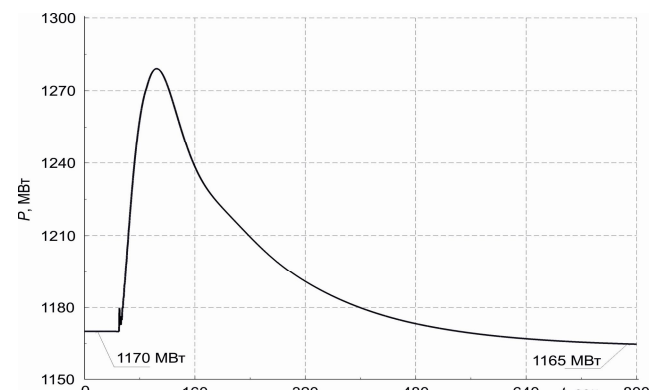


Рис. 5.7. Мощность генерации регулирующей Волжской ГЭС

На рис. 5.6 и 5.7 показано, что по мере увеличения мощности ГА № 1-6 Днепровской ГЭС-1 (ГА № 7-9 принимают участие только в первичном регулировании частоты), Волжская ГЭС возвращается к исходной нагрузке. Таким образом, небаланс активной мощности, возникший в ОЭС Украины, покрывается Днепровской ГЭС-1, что также полностью согласовывается с принципом вторичного регулирования частоты, в соответствии с которым небаланс активной мощности должна компенсировать только та ОЭС, в которой он возник.

Необходимо отметить, что усовершенствованная модель САРЧМ, в которой учтены все уровни автоматического регулирования, может быть использована в качестве составляющей динамической модели ОЭС Украины, в частности, при исследовании регулирования частоты в случае привлечения дополнительных станций к автоматическому регулированию частоты. Кроме того, увеличение установленной мощности электростанций на ВИЭ в структуре

генерирующих мощностей ОЭС Украины также обуславливает необходимость разработки методов, применение которых позволит обеспечить участие этих станций в автоматическом регулировании частоты. Разработанная модель САРЧМ может быть использована и для решения этой задачи.

В работе исследование процессов регулирования частоты выполнено для случая пропорционального распределения внеплановой составляющей активной мощности на станционном уровне управления САРЧМ. В то же время уточнение алгоритмов работы существующих ГРАМ и автоматических регуляторов мощности на ГЭС и ТЭС, которые будут привлекаться к автоматическому вторичному регулированию, позволит усовершенствовать динамическую модель САРЧМ ОЭС Украины в части создания соответствующих моделей этих систем автоматического регулирования.

5.4. Исследование процессов регулирования частоты и мощности с учетом регулирующих возможностей тепловых электростанций

В условиях привлечения ТЭС к нормированному первичному, а также автоматическому вторичному регулированию частоты одной из важных задач является определение свойств и уточнение характеристик отечественной САРЧМ с учетом возможностей регулирующих ТЭС. Для успешного решения этой задачи необходимо провести комплексные натурные исследования, а также математическое моделирование работы САРЧМ с учетом динамики теплосилового оборудования (ТСО) регулирующих ТЭС в разных установившихся и динамических режимах ОЭС Украины.

При моделировании динамических режимов работы электроэнергетических систем с целью исследования изменений частоты и активной мощности традиционно используются известные математические модели [11, 12], в которых принимается допущение о постоянном давлении пара на входе паровых турбин на ТЭС. В то же время для моделирования длительных электромеханических переходных процессов необходимо учитывать динамические процессы, протекающие в ТСО регулирующих ТЭС [19]. В этом случае переходный процесс с учетом изменения частоты будет определяться

двумя УР. В первом УР после быстрого изменения частоты вследствие нарушения баланса активных мощностей ее отклонение определяется в основном величинами коэффициентов крутизны статических частотных характеристик АРС турбин. Для второго УР отклонение частоты зависит от динамических свойств элементов ТСО (котла, турбины, главного регулятора котла и т.д.), т.е. определяется реакцией на изменение частоты в энергосистеме [8]. Таким образом, изучение этих процессов требует проведения комплексных исследований с учетом моделей ТСО регулирующих ТЭС.

В работе [20] исследование САРЧМ в динамических режимах с учетом ТСО регулирующих ТЭС проведено на основе упрощенной модели сети, которая представлена эквивалентными элементами, при этом в модели САРЧМ учтены станционный и агрегатный уровни управления.

В данной работе исследование динамических режимов в энергосистеме в процессе регулирования частоты выполнено на примере тестовой схемы Института инженеров электротехники и электроники IEEE, которая приведена на рис. 5.8 [21].

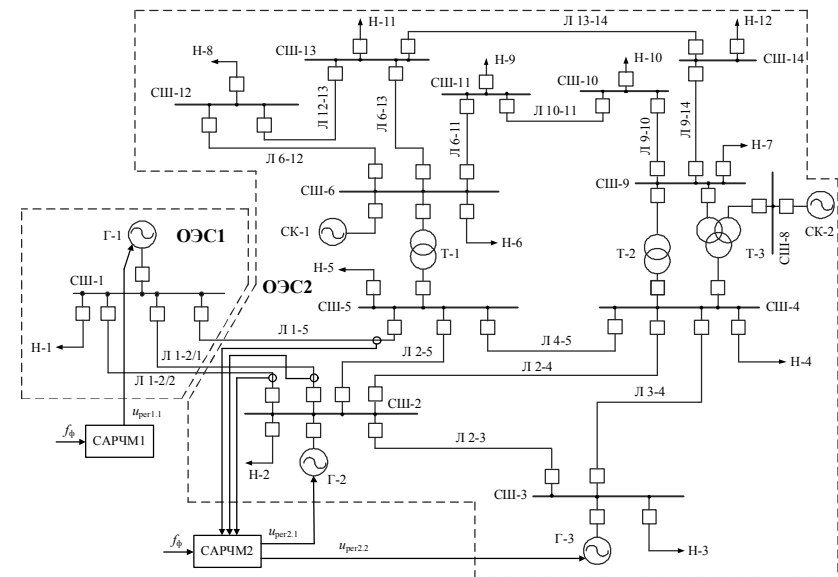


Рис. 5.8. Тестовая схема Института инженеров электротехники и электроники

В состав рассматриваемого энергообъединения входят две ОЭС. В ОЭС1 в автоматическом регулировании частоты принимает участие генератор Г-1, на АРС которого (агрегатный уровень) подаются управляющие воздействия от САРЧМ1 (системный уровень), работающей в режиме АРЧ (критерий регулирования частоты $\Delta f=0$). В ОЭС2 САРЧМ, работающая в режиме АРПЧ, формирует управляющие воздействия на АРС генераторов Г-2 и Г-3. Исходные нагрузки генераторов составляют: Г-1 – 260,1 МВт, Г-2 и Г-3 – по 200 МВт. При этом сальдо перетоков на контролируемом сечении, в состав которого входят ЛЭП Л 1-2/1, Л 1-2/2 и Л 1-5, поддерживается на уровне 250 МВт. В качестве возмущающего воздействия, возникающего в энергообъединении, рассматривается отключение генератора Г-2 в ОЭС2.

На рис. 5.9 показана обобщенная структурная схема систем автоматического регулирования (агрегатный уровень) с учетом моделей элементов ТСО энергоблоков, принимающих участие в регулировании частоты.

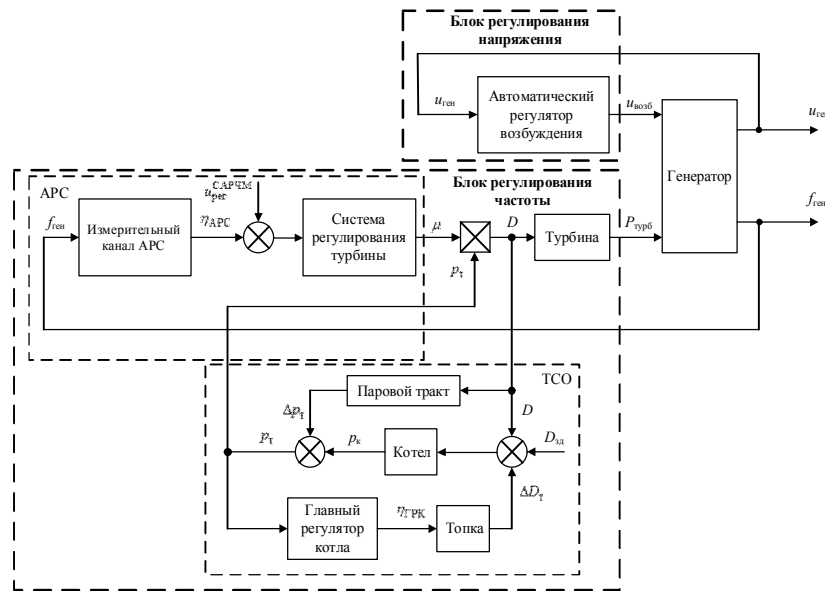


Рис. 5.9. Структурная схема систем автоматического регулирования с учетом регулирующих возможностей теплосилового оборудования (агрегатный уровень)

На структурной схеме рис. 5.9 можно выделить блок регулирования напряжения, в состав которого входит автоматический регулятор возбуждения, и блок регулирования частоты. На выходе этих блоков формируются сигналы, пропорциональные напряжению возбуждения $u_{\text{возб}}$ и мощности турбины $P_{\text{турб}}$, которые подаются на вход модели генератора. Выходными сигналами генератора являются напряжение на его статоре $u_{\text{ген}}$, которое подается на блок регулирования напряжения, и частота $f_{\text{ген}}$, являющаяся входным сигналом блока регулирования частоты. Кроме того, на вход блока регулирования частоты, как показано на рис. 5.9, также подается управляющее воздействие от общесистемной части САРЧМ.

Измерительный канал АРС представлен звеном, где S_p – статизм регулятора скорости. На вход звена подается сигнал, пропорциональный текущей частоте генератора $f_{\text{ген}}$, и определяется отклонение частоты Δf относительно номинального значения $f_{\text{ном}}$ ($\Delta f = f_{\text{ген}} - f_{\text{ном}}$). На выходе измерительного канала формируется сигнал, определяющий величину сдвига муфты центробежного регулятора [13, 20].

Система регулирования турбины представлена моделью гидравлического сервопривода, охваченного жесткой обратной связью. Математическая модель системы регулирования турбины имеет следующий вид:

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_c} (u_{\text{пер}}^{\text{САРЧМ}} + \eta_{\text{АРС}} - \mu),$$

где μ – относительное перемещение сервомотора; T_c – постоянная времени сервомотора.

Котлоагрегат является сложной системой, в которой осуществляется регулирование ряда взаимосвязанных параметров (топлива, воды, воздуха, температуры и т.д.). Однако изменение мощности агрегата, выдаваемой в энергосистему, практически определяется изменением давления пара на выходе котла, что позволяет учесть только передаточную функцию котлоагрегата, связывающую изменение давления пара с изменением положения регулирующих клапанов котла и турбины [13]. С учетом изложенного динамическую характеристику котла можно описать дифференциальным уравнением:

$$\frac{dp_k}{dt} = \frac{1}{T_k} (D_{зд} - D - \Delta D_T),$$

где p_k – давление пара на выходе парогенерирующей части; T_k – постоянная времени котла; $D_{зд}$ – заданная величина расхода пара; D – текущее значение расхода пара; ΔD_T – изменение расхода пара, получаемого вследствие расхода воды, топлива и воздуха.

Давление пара перед турбиной p_T определяется разностью давления на выходе котла p_k и перепадом давления Δp_T в паровом тракте, т.е. $p_T = p_k - \Delta p_T$. Перепад давления в паровом тракте упрощенно определяется как $\Delta p_T = k_R D$, где k_R – изменяемая величина, значение которой зависит от нагрузки котла. В первом приближении значение этой величины принято постоянным.

На вход главного регулятора котла (ГРК), представленного пропорционально-интегральным регулятором, подается величина, пропорциональная давлению перед турбиной p_T . Тогда уравнения, описывающие ГРК, можно представить следующим образом:

$$\Delta p_{T0} = p_{T0} - p_T; \quad \eta_{п.ГРК} = K_{ГРК} \Delta p_{T0};$$

$$\frac{d\eta_{и.ГРК}}{dt} = \frac{1}{T_{ГРК}} \Delta p_{T0}; \quad \eta_{ГРК} = \eta_{п.ГРК} + \eta_{и.ГРК}$$

где Δp_{T0} – отклонение текущего давления перед турбиной p_T относительно заданного значения p_{T0} ; $K_{ГРК}$ – коэффициент передачи пропорционального звена ГРК; $T_{ГРК}$ – постоянная времени интегрального звена ГРК; $\eta_{п.ГРК}$, $\eta_{и.ГРК}$ – управляющие воздействия пропорционального и интегрального звеньев ГРК; $\eta_{ГРК}$ – управляющее воздействие на выходе ГРК.

Сигнал $\eta_{ГРК}$ подается на вход звена, с помощью которого упрощенно моделируется топка котла, описываемая следующим дифференциальным уравнением:

$$\frac{d\Delta D_T}{dt} = \frac{1}{T_T} (\eta_{ГРК} - \Delta D_T),$$

где T_T – постоянная времени топки, учитывающая, в частности, инерцию подачи и расхода топлива, аккумуляции тепла в топочных газах [13, 20].

На вход модели турбины, в которой соответственно учтены части высокого, среднего и низкого давления, подается текущее значение расхода пара D , а на выходе формируется сигнал, пропорциональный механической мощности турбины $P_{турб}$ (рис. 5.9). Результаты моделирования переходных процессов, в том числе изменения частоты в энергообъединении, мощностей генераторов Г-1, Г-2 и Г-3, а также перетоков активной мощности по ЛЭП сечения, контролируемого со стороны ОЭС2, без учета (обозначено сплошной линией) и с учетом (обозначено пунктирной линией) реакции ТСО представлены соответственно на рис. 5.10–5.12.

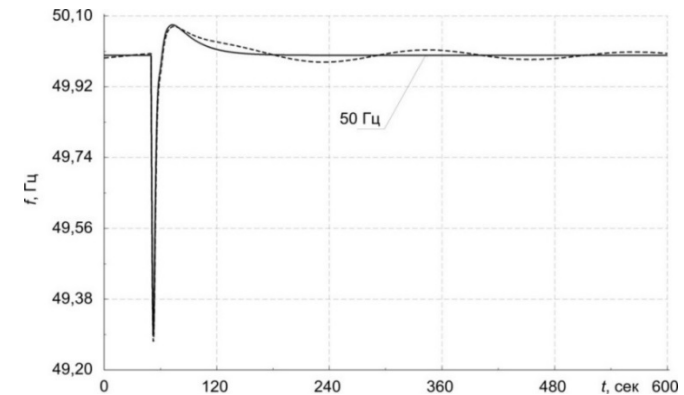


Рис. 5.10. Изменение частоты в энергообъединении

В исходном УР генераторы Г-1, Г-2 и Г-3 несут заданную нагрузку, а по межсистемному сечению поддерживается заданное сальдо перетоков активной мощности (250 МВт).

Из рис. 5.10 видно, что отключение генератора Г-2 в ОЭС2 приводит к снижению частоты в энергообъединении. На отклонение частоты в обеих ОЭС реагируют АРС турбин генераторов Г-1 и Г-3, воздействующие на увеличение мощности генерации этих машин. В процессе вторичного регулирования частоты на отклонение частоты и сальдо перетоков активной мощности по контролируемому сечению реагируют САРЧМ обеих ОЭС.

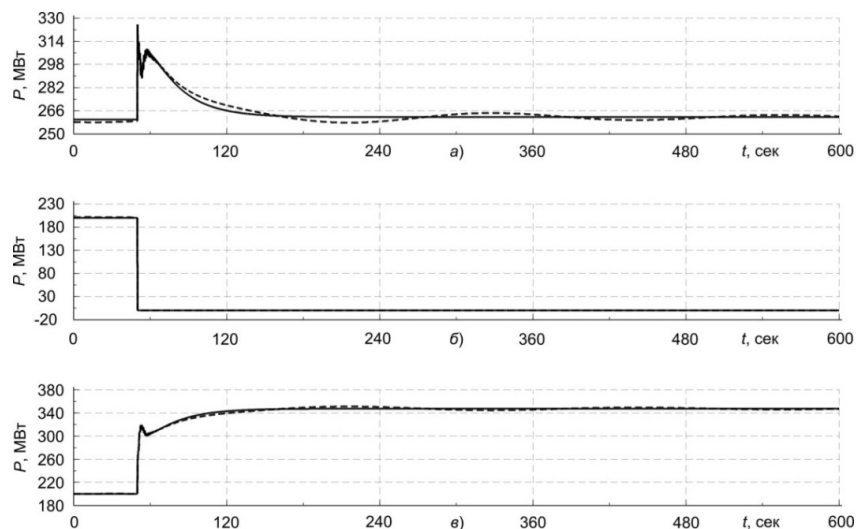


Рис. 5.11. Изменение мощностей генераторов:
а) генератора Г-1; б) генератора Г-2; в) генератора Г-3

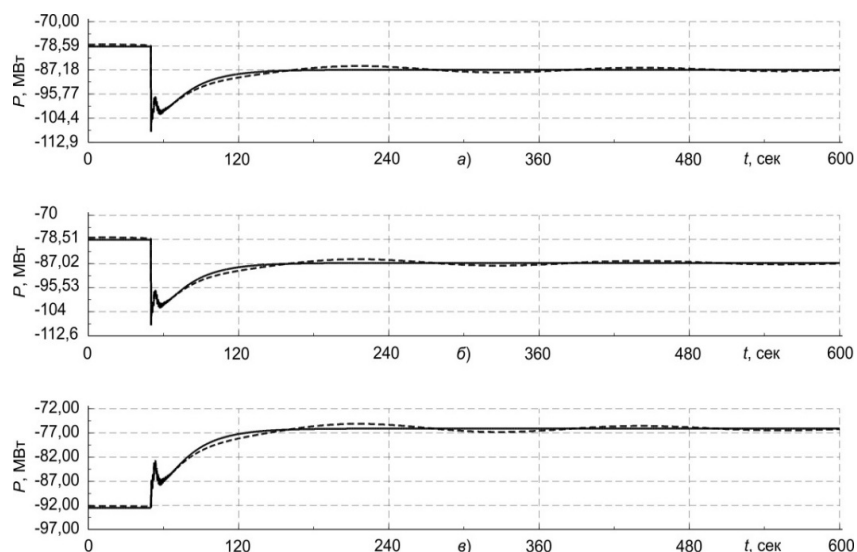


Рис. 5.12. Изменение перетоков активной мощности
в контролируемом сечении:
а) Л 1-2/1; б) Л 1-2/2; в) Л 1-5

Для восстановления заданного сальдо перетоков САРЧМ2 формирует управляющее воздействие на увеличение мощности регулирующего агрегата Г-3, при этом САРЧМ1 воздействует на уменьшение мощности генерации генератора Г-1. Таким образом, по завершении вторичного регулирования частоты небаланс активной мощности будет полностью покрыт изменением мощности генератора Г-3, в то время как генератор Г-1 вернется к исходной нагрузке [1].

Как показали результаты исследований (рис. 5.10–5.12), при учете элементов ТСО регулирующих ТЭС наблюдается увеличение времени переходных процессов изменения частоты и активной мощности, а также появление низкочастотных колебаний, вызванных динамическими свойствами турбин.

Таким образом, привлечению ТЭС к автоматическому вторичному регулированию частоты должно предшествовать комплексное определение параметров настройки САРЧМ в ее станционных и агрегатных частях с учетом существующего ТСО этих станций, что позволит выполнить моделирование работы САРЧМ в разных режимных условиях работы ОЭС Украины.

5.5. Моделирование автоматического регулирования частоты и мощности при автоматизации расчетов «N-1»

При планировании режимов работы европейских энергосистем широко применяется «принцип надежности N-1». В соответствии с руководством по эксплуатации ENTSO-E [22, 23] такой принцип заключается в том, что выход из строя любого элемента энергосистемы не должен приводить к развитию аварии. Более глубокий взгляд на этот критерий предлагает работа [24], в которой также определены основные требования для учета выполнения критерия N-1 при оценке надежности функционирования энергосистемы. Наибольший интерес при выполнении расчетов N-1 вызывают отключения мощных генераторов электростанций и наиболее нагруженных высоковольтных ЛЭП. В этом случае возникают электро-механические переходные процессы, связанные с изменением частоты и низкочастотными колебаниями активной мощности.

Исследование динамики изменения частоты для реальных энергосистем базируется на численном решении дифференциальных уравнений движения синхронных машин и проверке выполнения критерия «трубок» [2, 3]. Этот критерий, по сути, определяет качество переходного процесса регулирования частоты в энергосистеме, которое, в свою очередь, может быть выражено рядом количественных оценок, предложенных в [25].

Особую актуальность за последние 10-20 лет приобрели вопросы исследования низкочастотных колебаний мощности, в частности, с помощью методов модального анализа [26]. Применение модального анализа позволяет без явного решения дифференциальных уравнений с определенной точностью определить собственные частоты колебаний и связанные с ними группы генераторов, степень опасности колебаний с точки зрения скорости их затухания. Заметим, что такие исследования достаточно сложны и трудоемки, требуют детальных и верифицированных динамических моделей регуляторов, развитых средств моделирования и, как правило, не часто используются в отечественной повседневной практике планирования режимов энергосистем.

В то же время известно, что для оценки влияния отключений элементов (в соответствии с «принципом надежности N-1») на уровни напряжений и перетоков мощности можно использовать подход, основанный на анализе послеаварийного УР. Тогда появляется возможность выполнения поочередных расчетов *n* послеаварийных схем, связанных с отключением одного элемента. В случае, если в каком-либо из послеаварийных режимов контролируемые системные параметры (как правило, уровни напряжений и перетоки активной мощности) выходят за заданные границы, то этот случай «запоминается» как опасный и требует детального изучения. Особый интерес представляет моделирование отключений генераторов. Традиционно при расчетах УР задается балансирующий узел, который «принимает на себя» все небалансы мощности. Например, если выполняется моделирование послеаварийного УР, связанного с отключением блока 1000 МВт, то весь возникший дефицит будет «вырабатываться» балансирующим узлом и передаваться от него по всей сети. Однако в действительности все происходит по-другому. Более полно процессы регулирования частоты и активной мощности показаны в работе [1].

Моделирование первичного и вторичного регулирования активной мощности при расчетах N-1 на основе подхода с использованием анализа УР и балансирующего узла выполним на тестовой схеме IEEE (рис. 5.9). Некоторые результаты расчетов УР приведены в табл. 5.3 и на рис. 5.13, из которых видно, что в нормальном режиме перегруженные элементы сети отсутствуют.

Таблица 5.3

Результаты моделирования УР в нормальном и послеаварийном режимах

№	Режим	Нагрузки генераторов (Г-1, Г-2, Г-3) и ЛЭП (в %)										
		Г-1	Г-2	Г-3	1-2/1	1-2/2	1-5	2-3	2-4	2-5	3-4	4-5
1	Норм. режим	49,1	37,1	41,5	45,6	45,4	66,2	39,6	65,9	56,8	55,5	44,3
Отключение Г-2												
2	Баланс. узел: Г-1	86,1	0,0	46,0	112,4	111,9	89,8	53,1	55,1	43,6	64,3	54,4
3	Первичн. регул.	59,9	0,0	65,2	69,0	68,8	66,7	46,4	45,3	39,2	94,2	31,0
4	Вторичн. регул.	52,0	0,0	74,2	57,4	57,2	60,7	63,3	43,1	38,1	111,4	30,6

Согласно подходу с использованием балансирующего узла при отключении Г-2 (в процессе расчетов N-1) появившийся дефицит активной мощности покрывается балансирующим генератором Г-1. Вследствие увеличения генерации Г-1 наблюдается превышение допустимой загруженности двух межсистемных ЛЭП 1-2/1 и 1-2/2, при этом переток по ЛЭП 1-5 увеличивается до 90 % от номинального значения. Все остальные ЛЭП по току не перегружены и имеют достаточные запасы по термической стойкости (до 35 %).

В случае моделирования УР после ПРЧ компенсация небаланса активной мощности в сети осуществляется за счет увеличения мощности генерации оставшихся в работе генераторов Г-1 и Г-3, при этом увеличение мощности этих генераторов пропорционально коэффициентам крутизны статических частотных характеристик. В этом режиме переток по сечению снижается до 243 МВт и в сети отсутствуют перегруженные ЛЭП (рис. 5.13), хотя загруженность ЛЭП 3-4 составляет 94 %.

Известно, что работа системы АРЧМ направлена на восстановление нормальной частоты и плановых сальдо перетоков активной мощности по сечению. Для этого согласно организации вторичного регулирования частоты в энергообъединении небаланс ак-

тивной мощности покрывают генераторы той ОЭС, в которой возник небаланс мощности (в данном случае Г-3). Как показывают результаты моделирования УР после ВРЧ, при отключении генератора Г-2 наблюдается перегрузка ЛЭП 3-4 (111 %), в то же время ЛЭП 1-2/1 и 1-2/2 загружены всего лишь на 57 %.

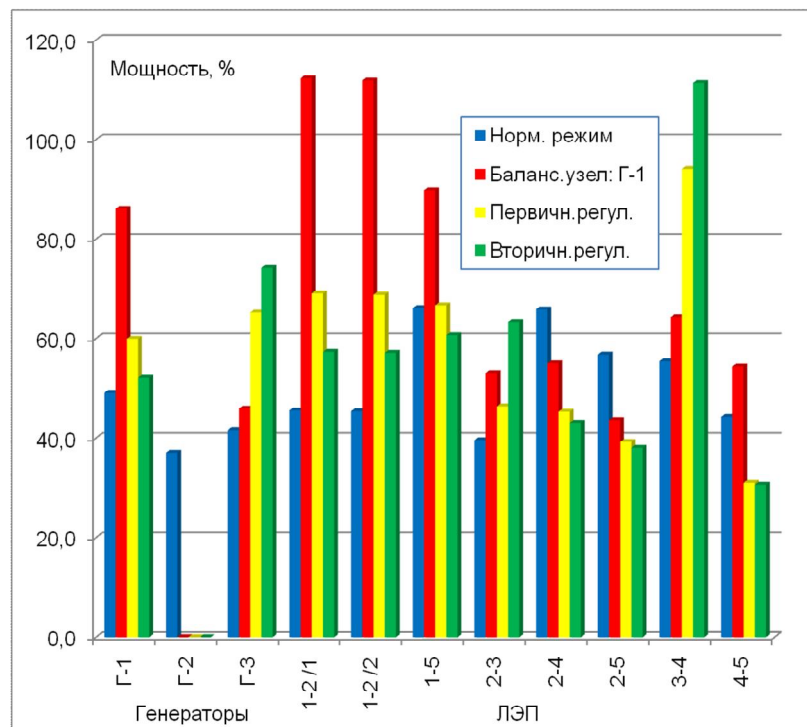


Рис. 5.13. Изменение мощности генераторов и перетоков по ЛЭП при отключении генератора Г2

Аналогично выполнено моделирование и для отключений других элементов сети. Полученные результаты показали принципиально разные режимы для двух подходов. Так, при использовании традиционного подхода с учетом балансирующего узла на СШ-1 в случае потери Г-2 наблюдается перегрузка ЛЭП 1-2/1 и 1-2/2. При вторичном регулировании перегружаются ЛЭП 3-4 и в то же время разгружаются ЛЭП 1-2/1 и 1-2/2.

Для иллюстрации влияния способа моделирования распределения активной мощности при анализе N-1 для ОЭС Украины выполнен расчет трех УР, а именно: нормального режима (без отключения оборудования) и два послеаварийных (при использовании балансирующего узла и при вторичном регулировании). Для каждого из послеаварийных режимов показаны изменения сальдо перетоков мощности по внешним и внутренним сечениям. В качестве небаланса активной мощности рассматривалось отключение энергоблока мощностью 1000 МВт на Хмельницкой АЭС. В соответствии с методикой расчета, принятой в НЭК «Укрэнерго», балансирующий узел находится в ЕЭС России.

Результаты моделирования, выполненные аналогичным методом, приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Изменение перетоков активной мощности по внешним и внутренним сечениям ОЭС Украины

Сечение	Перетоки активной мощности, МВт		
	Нормальный режим	Использование балансирующего узла	С учетом вторичного регулирования частоты
Центр – Украина	632	1410	1049
Украина – Ростов	630	472	559
Днепр – Донбасс	1834	978	1383
Днепр – Южно-Украинская АЭС	726	1624	1625
Винница – Хмельницкая АЭС	-1257	-321	-321
ХАЭС – Запад	276	228	227

Анализ результатов моделирования УР показал, что в нормальном режиме сальдо перетоков мощности по внешним сечениям ОЭС Украины приблизительно одинаковы. В то же время отключение энергоблока на Хмельницкой АЭС при использовании балансирующего узла приводит к увеличению сальдо перетоков мощности по сечению Центр – Украина на 778 МВт, а по сечению Украина – Ростов – к его уменьшению на 158 МВт. Таким образом, сум-

марное сальдо перетоков активной мощности ОЭС Украины с ЕЭС России равно 936 МВт. Остальная часть небаланса мощности компенсируется изменением мощности нагрузки (64 МВт). Вследствие увеличения перетока мощности из ЕЭС России сальдо перетоков активной мощности по сечению Днепр – Южно-Украинская АЭС также увеличилось на 898 МВт, в то время как по сечению Днепр – Донбасс оно уменьшилось на 856 МВт, что объясняется перераспределением потоков активной мощности и увеличением ее перетока в сторону Хмельницкой АЭС. В свою очередь, как видно из табл. 5.4, выдача активной мощности на Хмельницкой АЭС по сечениям Винница – Хмельницкая АЭС и ХАЭС – Запад уменьшилась на 936 и 48 МВт соответственно.

Анализ моделирования УР после ВРЧ показал, что на этапе вторичного регулирования сальдо перетоков по сечению Центр – Украина уменьшилось на 361 МВт, а по сечению Украина – Ростов – увеличилось на 87 МВт по сравнению со случаем моделирования при использовании балансирующего узла. Как видно на табл. 5.4, сальдо перетоков по сечению Днепр – Донбасс также увеличилось на 405 МВт, вследствие увеличения мощности генерации регулирующей ГЭС. В то же время сальдо перетоков мощности по сечениям Днепр – Южно-Украинская АЭС, Винница – Хмельницкая АЭС и ХАЭС – Запад практически не изменилось.

Таким образом, при выполнении расчетов N-1 с моделированием отказов генераторов для получения корректных перетоков мощности по сечениям в послеаварийных режимах следует анализировать два УР. Первый – соответствует управлению активной мощностью согласно первичному регулированию, а второй – вторичному. Использование концепции балансирующего узла при моделировании отключений блоков большой мощности может серьезно исказить потокораспределение в сети в послеаварийных УР и, следовательно, привести к ошибочным результатам автоматического анализа таких режимов. Кроме того, при проектировании и внедрении САРЧМ на системном и станционном уровнях также возникает необходимость создания моделей этих систем с последующей их интеграцией с программами анализа режимов ОЭС Украины.

5.6. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и мощности при восстановлении ОЭС Украины после возникновения особой системной аварии

В соответствии с международной практикой противоаварийного управления большими электроэнергетическими системами и их объединениями [27] с учетом особого значения для национальной экономики обеспечения надежной работы энергетического комплекса, план восстановления ОЭС Украины после особой системной аварии должен поддерживаться в актуализированном состоянии и постоянно совершенствоваться. Кроме того, подключение ОЭС Украины на параллельную работу с энергообъединением ENTSO-E в соответствии с положениями энергетической стратегии Украины на период до 2030 года [28, 29] требует проведения работ по совершенствованию плана восстановления ОЭС Украины, связанных, в частности, с необходимостью гармонизации отечественных требований в соответствии со стандартами ENTSO-E [22, 23].

Под особой системной аварией будем понимать такую аварию, возникновение которой приводит к полному обесточиванию ОЭС Украины и потери собственных нужд (СН) тепловых и атомных электростанций от сети. В этих условиях одним из важнейших заданий является обеспечение ядерной безопасности, что связано с необходимостью подачи питания на СН отечественных АЭС от энергосистем (ЭС) соседних стран, а также региональных энергосистем ОЭС Украины.

Необходимо отметить, что в процессе восстановления после особой системной аварии работа ОЭС Украины характеризуется нетиповыми условиями: подача питания на СН отечественных АЭС осуществляется по длинным разгруженным транзитам, измененным составом межгосударственных сечений, часть межгосударственных линий отключена. Наряду с обеспечением допустимых уровней напряжения на подстанциях, принимающих участие в восстановлении, также должны выполняться требования, направленные на поддержание согласованных перетоков по линиям связи с ЕЭС России и ОЭС Беларуси, которые в соответствии с межгосударственными соглашениями составляют 600 и 200 МВт.

В условиях сетевых и режимных ограничений, возникающих в процессе восстановления ОЭС Украины, особую актуальность приобретает задача, направленная на определение возможности привлечения отечественной САРЧМ к регулированию внешних потоков ОЭС Украины. Отметим, что выполнение натурных испытаний САРЧМ для схем восстановления ОЭС Украины является практически невозможным. Поэтому единственным средством исследования поведения САРЧМ в таких режимных условиях является проведение расчетных исследований путем математического моделирования с использованием соответствующих верифицированных моделей [17, 30].

Таким образом, в работе определена принципиальная возможность использования САРЧМ в процессе восстановления ОЭС Украины после особой системной аварии путем математического моделирования ее работы в динамических режимах. Очевидно, что практическое привлечение САРЧМ к восстановлению ОЭС Украины зависит от решения ряда технических и организационных задач, в частности, обеспечения работоспособности ЦР, расположенного в НЭК «Укрэнерго», а также каналов связи, по которым осуществляется передача данных потоков активной мощности и управляющих воздействий на регулируемую Днепровскую ГЭС-1. Однако эти вопросы носят технический характер и поэтому выходят за рамки данной исследовательской работы.

В нормальном режиме САРЧМ ОЭС Украины работает в режиме АРПЧ с привлечением к ВРЧ только Днепровской ГЭС-1. В соответствии с положениями регионального плана восстановления Днепровской ЭС эта станция также принимает участие в подаче питания на СН Запорожской АЭС (ЗАЭС). Поэтому исследование работы отечественной САРЧМ после возникновения особой системной аварии в ОЭС Украины выполнено для случая подачи питания на СН ЗАЭС. В дальнейшем подключение к отечественной САРЧМ генераторов других ГЭС, а также энергоблоков ТЭС, среди прочего, позволит расширить регулировочный диапазон вторичного регулирования, исследовать процессы подачи питания на СН других отечественных АЭС и определить роль САРЧМ для поддержания потоков активной мощности линиями связи с ЕЭС России и ОЭС Беларуси в пределах согласованных значений.

Процесс подачи питания на СН ЗАЭС условно можно разделить на два этапа. Первый этап связан с формированием энергоостровов от Днепровских ГЭС-1 и ГЭС-2 на СН ЗАЭС. На данном этапе ГЭС Днепровской ЭС работают в режиме АРЧ. На втором этапе подача питания на ЗАЭС осуществляется замыканием транзитов в соответствии с положениями национального и регионального планов восстановления после особой системной аварии. Так, на уровне Днепровской ЭС подача питания на СН ЗАЭС предусматривается по транзитам 330 кВ, в то время как в соответствии с национальным планом восстановления подача напряжения на ЗАЭС от ЕЭС России осуществляется преимущественно по ЛЭП 750 кВ.

Исследование работы отечественной САРЧМ в процессе подачи питания на СН ЗАЭС (рис. 5.14) выполнено для двух сценариев:

- *сценарий А* – подача питания на СН ЗАЭС осуществляется от Днепровской ГЭС-1 по транзиту, образованному в соответствии с региональным планом восстановления Днепровской ЭС;
- *сценарий Б* – подача питания на СН ЗАЭС осуществляется по образованным транзитам в соответствии с национальным (от Курской АЭС) и региональным (от Днепровской ГЭС-1) планов восстановления.

На рис. 5.14 приняты следующие обозначения: ДМ – датчик мощности; $P_{\text{пер}}$ – поток активной мощности по межсистемной линии связи ОЭС Украины с ЕЭС России; f_{ϕ} – фактическая частота; $P_{\text{внпл}}$ – внеплановая составляющая активной мощности на регулируемую Днепровскую ГЭС-1.

В рамках сценария А моделирование подачи питания выполнено для следующих исследований:

- исследование А.1 – САРЧМ ОЭС Украины отключена; ГА Днепровской ГЭС-1 работают в режиме регулирования частоты;
- исследование А.2 – САРЧМ ОЭС работает в режиме автоматического регулирования частоты (критерий регулирования – $\Delta f=0$); управляющие воздействия от общесистемной части САРЧМ подаются на регулирующие ГА Днепровской ГЭС-1.

В качестве возмущающего воздействия рассматривалось увеличение мощности нагрузки на ПС 330 кВ «Ферросплавная» на 5 МВт.

В рамках сценария Б САРЧМ работает в режиме АРПЧ параллельно с ЕЭС России, при этом ошибка регулирования области

определяется согласно выражению (5.1). Определение внеплановой составляющей, вырабатываемой ЦР общесистемной части САРЧМ, осуществляется по (5.3), а уставки мощности для регулирующих ГА Днепровской ГЭС-1 определяются согласно (5.5), при этом КДУ отдельного ГА составляет 0,33 о.е.

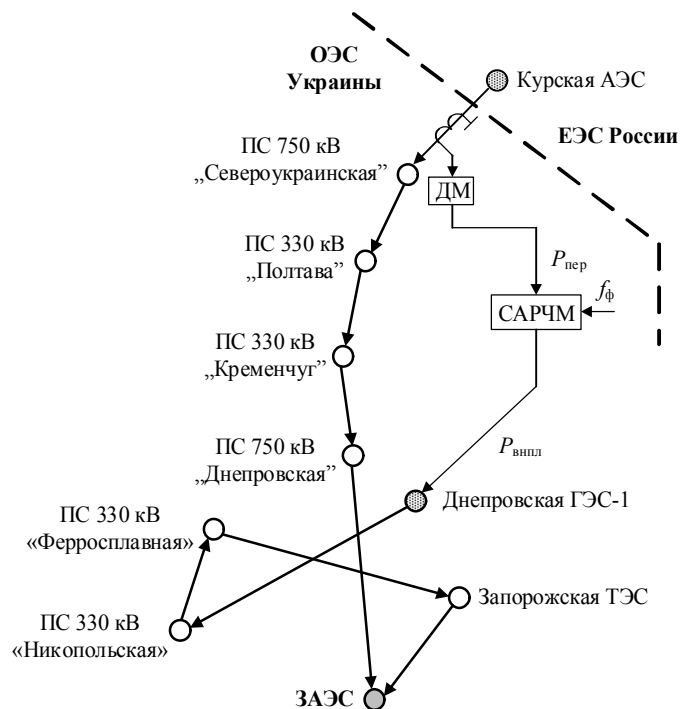


Рис. 5.14. Схема подачи питания на СН ЗАЭС

Моделирование работы САРЧМ для такого сценария выполнено для следующих возмущений:

- исследование Б.1 – подключение дополнительной нагрузки (20 МВт) на подстанции 330 кВ «Ферросплавная»;
- исследование Б.2 – отключение ГА № 9 на Днепровской ГЭС-1.

Как показал анализ полученных результатов моделирования работы транзита подачи питания на СН ЗАЭС от Днепровской ГЭС-

1, сформированного в соответствии с региональным планом восстановления Днепровской ЭС (сценарий А, исследование А.1), при использовании исходных коэффициентов статизма АРС ГА, равных 2 % (в соответствии с данными НЭК «Укрэнерго»), наблюдается нарушение устойчивой работы энергоострова. Это обусловлено «слабой» сетью и мощностью острова (подача питания на СН ЗАЭС осуществляется по длинным разгруженным транзитам 330 кВ только от Днепровской ГЭС-1), а также высокой чувствительностью АРС ГА к изменению частоты вследствие больших значений коэффициентов крутизны статических частотных характеристик регуляторов скорости ГА Днепровской ГЭС-1. В то же время увеличение коэффициентов статизма АРС до 17 % позволяет обеспечить подачу питания на СН ЗАЭС при отклонении частоты, равном -0,121 Гц, что несколько превышает допустимое значение (-0,1 Гц). Таким образом, для обеспечения устойчивой работы транзита от Днепровской ГЭС-1 на первом этапе восстановления необходимо увеличить коэффициенты статизма АРС регулирующих ГА этой станции.

Для определения возможностей привлечения отечественной САРЧМ к восстановлению ОЭС Украины (в изолированном режиме ее работы) также выполнено моделирование в случае подачи питания на СН ЗАЭС от энергоострова, образованного от Днепровской ГЭС-1 (сценарий А, исследование А.2). Анализ полученных результатов показал, что использование САРЧМ на данном этапе приводит к нарушению устойчивой работы транзита, что обуславливает необходимость вывода этой системы из работы.

Результаты моделирования работы САРЧМ при восстановлении ОЭС Украины для сценария Б (исследования Б.1 и Б.2) представлены на рис. 5.15–5.18.

В процессе восстановления рассматриваемый режим работы ОЭС Украины характеризуется следующими условиями: в работе находятся ГА № 7, 8 и 9 Днепровской ГЭС-1, нагрузка каждого из агрегатов составляет 30 МВт (суммарная мощность генерации станции равна 90 МВт), переток активной мощности по межгосударственным линиям связи с ЕЭС России равен 70 МВт, суммарная нагрузка в ОЭС Украине составляет 160 МВт.

При увеличении нагрузки на подстанции 330 кВ «Ферросплавная» на 20 МВт (исследование Б.1) САРЧМ ОЭС Украины полностью отрабатывает внутренний небаланс активной мощности

(рис. 5.15), при этом также восстанавливается исходное сальдо перетоков активной мощности (рис. 5.16). Соответствующее изменение мощности генерации отдельного ГА составляет 7,9 МВт (рис. 5.15), а регулирующей станции – 23,7 МВт. При этом долевое изменение мощности генерации отдельного ГА составляет $7,9/23,7=0,33$ о.е., что полностью соответствует заданному коэффициенту долевого участия отдельного ГА во вторичном регулировании частоты.

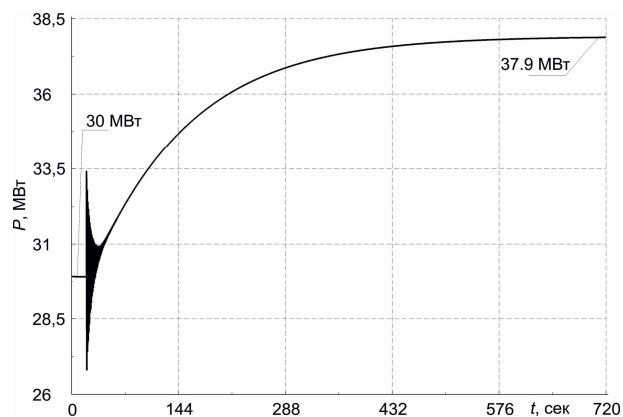


Рис. 5.15. Мощность генерации ГА Днепровской ГЭС-1

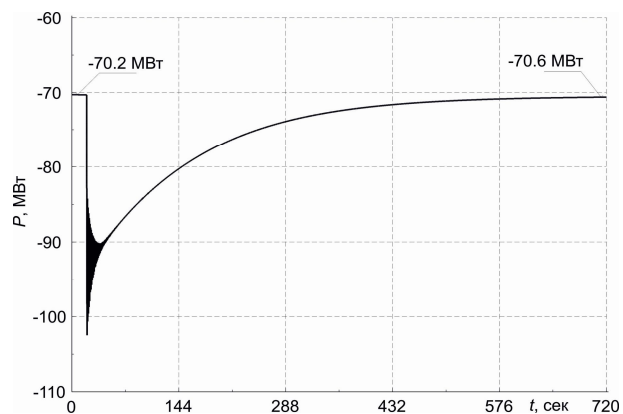


Рис. 5.16. Сальдо перетоков ОЭС Украины с ЕЭС России

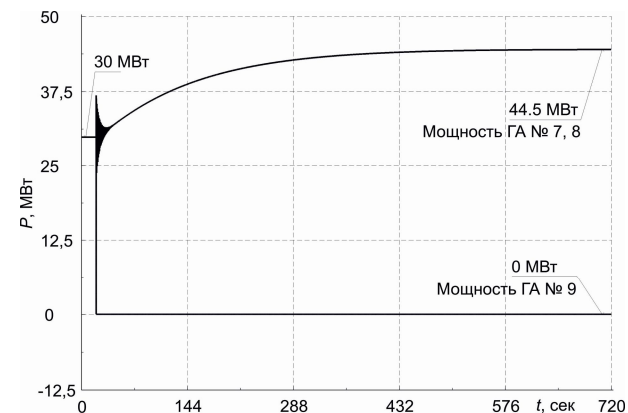


Рис. 5.17. Мощность генерации ГА Днепровской ГЭС-1 (отключение ГА №9)

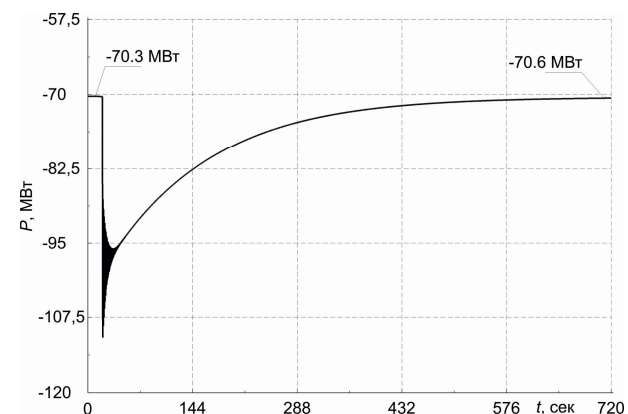


Рис. 5.18. Сальдо перетоков с ЕЭС России (отключение ГА №9)

Кроме того, также выполнено моделирование переходных процессов при восстановлении ОЭС Украины в случае вывода из работы отечественной САРЧМ. Как показали полученные результаты исследований, возникший небаланс активной мощности в ОЭС Украины полностью компенсируется изменением перетока активной мощности по межгосударственной линии связи с ЕЭС России, при этом мощность генерации ГА регулирующей Днепровской ГЭС-1 практически не изменяется.

В случае отключения ГА № 9 на Днепровской ГЭС-1 (исследование Б.2) наблюдается перераспределение нагрузки между оставшимися в работе ГА № 7 и 8, мощность которых соответственно увеличилась до 44,5 МВт (рис. 5.17). При этом по завершении вторичного регулирования частоты, как это показано на рис. 5.18, также восстанавливается исходное значение перетока активной мощности по линии связи с ЕЭС России.

Таким образом, привлечение национальной САРЧМ к восстановлению ОЭС Украины после возникновения особой системной аварии может быть целесообразным в режиме параллельной работы с ЕЭС России. В этом случае величина уставки сальдо перетоков активной мощности в САРЧМ ОЭС Украины должна задаваться в зависимости от текущего режима, исходя из условия поддержания перетоков активной мощности по межгосударственным линиям связи с ЕЭС России в пределах согласованного перетока (до 600 МВт). В свою очередь, привлечение регулирующей Днепровской ГЭС-1, входящей в состав САРЧМ, к процессу восстановления ОЭС Украины (а в дальнейшем и других электростанций, в частности ГЭС Днепровского каскада и Днестровской ГЭС) позволит осуществить подачу питания другим потребителям, СН электростанций и подстанций, а также обеспечить автоматическое поддержание допустимых перетоков активной мощности на межгосударственных ЛЭП ОЭС Украины с ЕЭС России.

Процесс восстановления ОЭС Украины характеризуется одновременной и независимой подготовкой схем подачи питания на СН всех четырех АЭС. В этих условиях привлечение САРЧМ к регулированию межгосударственных перетоков представляется целесообразным в случае замыкания основных транзитов в ОЭС Украины, объединяющих все АЭС, синхронизации Днепровской ГЭС-1 с сетями ОЭС Украины и ЕЭС России. Это позволит предотвратить возникновение возможных проблем, связанных с встречным регулированием перетоков активной мощности по линиям связи ОЭС Украины с ЕЭС России.

Список использованной литературы

1. Яндутьский О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 88 с.
2. *Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*, 2009, 28 p. Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf.
3. *Operation Handbook P1. Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, 2009, 33 p. Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf.
4. *COV-HEE 04.156:2009*. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 50 с.
5. *COV-HEE 04.157:2009*. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Видання офіційне. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 56 с.
6. *COV-HEE 04.158:2009*. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Видання офіційне. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 44 с.
7. *COV-HEE 04.159:2009*. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Видання офіційне. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 37 с.
8. *Аспекти регулювання частоти*. Режим доступа: <http://www.er.energy.gov.ua>.
9. *Никитин А.А., Олефир Д.А., Франчик Е.Н.* Особенности развития балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг в ОЭС Украины // *Электропанорама*. № 4. – 2010. Режим доступа: http://www.elektropanorama.com.ua/ua/magazine/4_2010/market?article=1128.
10. *Фотин Л.П.* К определению научно-технических проблем и программных задач повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка // *Электрические станции*. – 2002. – № 4. – С. 20-35.
11. *Алексеев С.В., Копылов И.Б., Машанский А.М.* Описание энергообъединения как объекта управления режимом по частоте и активной мощности // *Электричество*. – 1980. – № 12. – С. 23-30.

12. *Математическое моделирование* энергообъединения как объекта управления для систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ). – 4 с. Режим доступа: <http://www.enersys.ru/services/for-disp-centr/mathmod-archm>.

13. *Рабинович Р.С., Полонская М.А.* Модели тепловых электростанций для расчета длительных электромеханических переходных процессов в энергосистемах // *Электричество*. – 1983. – № 3. – С. 11-19.

14. *Стернинсон Л.Д.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. - М.: Энергия, 1975. – 216 с.

15. *Яндутьський О.С., Лукаш М.П., Стелюк А.О.* Дослідження спільної роботи теплових та гідравлічних електростанцій у складі системи АРЧП ОЕС України // *Збірник наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*. – 2008. - № 8 (140). – С. 92-94.

16. *Power systems analysis software DIgSILENT PowerFactory*. Режим доступа: http://www.digsilent.de/Software/DIGSILENT_PowerFactory/PFv14_Software.pdf.

17. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М.* Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. – 2012. – № 6. – С. 44-50.

18. *Стелюк А.О.* Вдосконалення моделі системи автоматичного регулювання частоти та потужності в об'єднаній енергосистемі // *Енергетика та електрифікація*. – 2012. – № 7. – С. 50-55.

19. *Алексеев С.В., Машанский А.М. Рабинович Р.С., Портной М.Г., Горбунов А.М.* Анализ переходных процессов изменения частоты и перетоков мощности по межсистемным связям сложного энергообъединения с учетом влияния тепловых электростанций // *Изв. АН СССР*. – 1978. – № 5. – С. 14-26.

20. *Лукаш М.П., Несен Л.І., Заяць Д.О., Бенфіалов В.А., Білан Т.Р.* Синтез та дослідження нечіткої системи автоматичного регулювання частоти та потужності теплового енергоблоку // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2010. – № 1. – С. 70-74.

21. *Яндутьський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П.* Моделювання системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності в динамічних режимах // *Енергетика та електрифікація*. – 2012. – № 7. – С. 42-48.

22. *Appendix 3: Operational Security*, 2009, 41 p. Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_Appendix_final.pdf.

23. *Operation Handbook P3. Policy 3: Operational Security*, 2009, 21 p. Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf.

24. *Бондаренко А.Ф., Герих В.П.* О трактовке критерия надежности N-1 // *Электрические станции*. – 2005. – № 6.

25. *Павловський В.В., Стелюк А.О., Макогончук В.С., Левконюк А.В.* Моделювання роботи автоматичного регулятора збудження генератора та статичного тиристорного компенсатора в динамічних режимах // *Енергетика та електрифікація*. – 2009. - № 3. – С. 30-33.

26. *Буткевич О.Ф.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. – 2007. - № 5. – С. 39-52.

27. *Barsali S., Giglioli R.* <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607000284> - aff1, *Poli D., Sforma M., Salvati R.*, The restoration of an electric power system: International survey and discussion of possible innovative enhancements for the Italian system, *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, Issue 2, February 2008, pp. 239–247. Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607000284>.

28. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року*. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів. – 2006. – 129 с. Режим доступа: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145.doc>.

29. *Оновлення енергетичної стратегії України на період 2030 р.*, 2012. – 17 с. – Режим доступа: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222035.

30. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Баталов А.Г.* Моделювання об'єднання синхронних зон в процесі відновлення ОЕС України після особливої системної аварії // *Технічна електродинаміка*. – 2011. – № 6. – С. 36-40.

Основные сокращения в главе 5

АРПЧ	– автоматическое регулирование перетока по частоте
АРС	– автоматический регулятор скорости
АРЧ	– автоматическое регулирование частоты
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВРЧ	– вторичное регулирование частоты
ГА	– гидроагрегат

ГЛАВА 6

**УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ С УЧЕТОМ РЫНОЧНЫХ
МЕХАНИЗМОВ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ
ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ
ЧАСТОТЫ И НАПРЯЖЕНИЯ**

Сегодня развитие электроэнергетической отрасли Украины тесно связано с развитием оптового рынка электрической энергии Украины путем внедрения конкурентной модели – рынка двусторонних договоров и балансирующего рынка электрической энергии (РДДБ). Одним из основных сегментов этой модели является рынок вспомогательных услуг, в частности, в Национальном плане действий на 2012 год по внедрению Программы экономических реформ на 2010–2014 годы, утвержденном Указом Президента Украины от 12 марта 2012 № 187/2012, предусмотрено утверждение порядка приобретения системным оператором рынка электрической энергии вспомогательных услуг и методики формирования цен (тарифов) на дополнительные услуги. При этом основными сегментами модели РДДБ Украины, которые организывает системный оператор, является балансирующий рынок электрической энергии и рынок вспомогательных услуг.

Рынок вспомогательных услуг организывается с целью приобретения системным оператором вспомогательных услуг у поставщиков этих услуг для обеспечения как устойчивой и надежной работы ОЭС Украины, так и качества электрической энергии в соответствии с установленными стандартами. В свою очередь, обеспечение надежности энергосистемы и электроснабжения потребителей при поддержке установленных норм качества электроэнергии невозможно без организации следующих процессов:

- оперативно-диспетчерского управления режимами ОЭС Украины;
- регулирования частоты и активной мощности;
- регулирования напряжения и реактивной мощности;

- поддержания необходимого уровня резервов генерирующих мощностей;

- предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций.

Учитывая это в Украине определен перечень вспомогательных услуг, которые системный оператор должен приобрести у их поставщиков. Так, в состав основных вспомогательных услуг, которые рассматриваются в рамках этого раздела и являются необходимыми для обеспечения управления электроэнергетической системой, входят:

- первичное регулирование частоты и активной мощности (ПРЧМ) с использованием генерирующего оборудования электростанций;

- вторичное регулирование частоты и активной мощности (ВРЧМ) с использованием генерирующего оборудования электростанций;

- регулирование напряжения и реактивной мощности (РНРМ) с использованием генерирующего оборудования электростанций.

Кроме того, отдельно следует выделить автономный пуск энергоагрегатов электростанций с "нуля" без внешнего питания.

Следует отметить, что на современном этапе развития электроэнергетики Украины, учитывая физический и моральный износ оборудования электростанций и соответственно отсутствие конкуренции, невозможным является предоставление вспомогательных услуг на конкурентной основе всеми электростанциями. Требуется внедрение сначала дееспособных экономических и технических механизмов предоставления этих услуг на основе определения действительных расходов и установление требований при предоставлении их с последующим внедрением конкурентных механизмов отбора поставщиков вспомогательных услуг.

Таким образом, можно считать, что необходимым условием внедрения рынка вспомогательных услуг Украины являются разработка и внедрение методов стимулирования, учитывающих основные типы расходов поставщиков вспомогательных услуг на переходных этапах внедрения РДДБ, которые позволяют предоставлять ценовые ориентиры и оценивать экономическую привлекательность для поставщиков вспомогательных услуг по их предоставлению.

Основной целью внедрения рыночных механизмов предоставления вспомогательных услуг в Украине является обеспечение управления в электроэнергетике на уровне объединенной электроэнергетической системы Украины с учетом добровольного и экономически обоснованного предоставления вспомогательных услуг. В результате чего достигаются следующие основные цели:

1. Стимулирование модернизации ТЭС, ТЭЦ и ГЭС для обеспечения возможности предоставления ими вспомогательных услуг из вторичного регулирования частоты и активной мощности.

2. Стимулирование модернизации электростанций для расширения их возможностей по предоставлению ими вспомогательных услуг по первичному регулированию частоты и активной мощности.

3. Стимулирование ГЭС/ГАЭС и ТЭС к предоставлению вспомогательных услуг по регулированию напряжения и реактивной мощности.

4. Стимулирование производителей и поставщиков электроэнергии к обслуживанию и модернизации противоаварийной автоматики.

5. Стимулирование производителей электроэнергии к их участию в плане восстановления ОЭС Украины после особых системных аварий путем установки на отечественных электростанциях систем автономного пуска блоков.

Достижение указанных целей позволит обеспечить постоянную и надежную работу ОЭС Украины, а также повысит качество электрической энергии до уровня установленных стандартов.

Таким образом, в этой главе приведены результаты исследований, направленных на решение проблемы обеспечения экономических стимулов с учетом установленных технических требований по предоставлению вспомогательных услуг производителями электрической энергии как при действующей модели функционирования оптового рынка электрической энергии, так и при переходе к рынку двусторонних договоров и балансирующего рынка электрической энергии.

6.1. Технологические и экономические принципы управления предоставлением вспомогательных услуг в Украине

Рынки электроэнергии в странах Европы развиваются путем их либерализации, основываясь на требованиях Директивы 2009/72/ЕС Европейского Парламента и Совета об общих правилах для внутреннего рынка электроэнергии. Одним из обязательных сегментов либерализованных рынков стран ЕС является рынок вспомогательных услуг (ВУ).

В Директиве 2009/72/ЕС "вспомогательная услуга" означает услугу, необходимую для функционирования передающей или распределительной системы. Причем с целью регулирования потоков электрической энергии в системе и обмена электрической энергией с другими объединенными энергосистемами системный оператор (СО) отвечает за обеспечение безопасного, надежного и эффективного функционирования собственной энергосистемы и в этом контексте за обеспечение наличия всех необходимых вспомогательных услуг (ВУ). Следует отметить, что правила функционирования рынков ВУ в разных странах существенно отличаются, хотя и имеют определенные одинаковые принципы [1, 2]. Также нет единого общего определения понятия ВУ и их классификации. В разных странах предлагаются особые подходы к классификации таких услуг, в частности, по способу предоставления, оплаты, эффекта для потребителей и т.п. Другой особенностью определения и описания ВУ является отсутствие единой терминологии, что приводит к появлению нескольких названий для одного вида услуги. Также часто различают системные и вспомогательные услуги. Например, CIGRE [3] дает следующее определение этих терминов:

- «Системные услуги» – это услуги, предоставляемые электроэнергетической системой пользователям для поддержки системных стандартов;

- «Вспомогательные услуги» – это услуги, предоставляемые пользователями электроэнергетической системе.

Подобная точка зрения изложена, например, в отчете рабочей группы по тепловой энергии ассоциации EURELECTRIC [4], где сказано, что целесообразно «различать вспомогательные услуги (ancillary services) и системные услуги (system services). Системные

услуги – это услуги, предоставляемые такими организациями, как СО или сетевой компанией, пользователям системы (электростанциям и потребителям). Вспомогательные услуги – это услуги, которые получает СО или сетевая компания пользователей системы для того, чтобы иметь возможность предоставлять системе услуги).

Понятий, изложенных в Директиве 2009/72/ЕС, придерживается и FERC (Federal Energy Regulatory Commission) [5]. Согласно ее определению, ВУ «необходимые для поддержки передачи электрической энергии от продавца к покупателю с учетом обязанности поддерживать надежную работу объединенной системы передачи электрической энергии как со стороны областей регулирования, так и со стороны сетевых компаний в рамках этих областей регулирования».

Таким образом, в общем случае системные услуги являются услугами, которые предоставляются электроэнергетической системой (СО или оператором распределительных сетей) участникам рынка электрической энергии, а ВУ являются услугами, предоставляемыми пользователями электроэнергетической системы (также и участниками рынка электрической энергии) СО на рынке ВУ.

Наиболее характерным для стран Европы является следующее распределение ВУ [4]: изменение частоты; регулирование напряжения; горячий резерв; холодный резерв; пуск «с нуля» (автономный пуск блоков); управление электроэнергетической системой в аварийных ситуациях, наиболее близким аналогом этой системы в Украине являются системы противоаварийной автоматики.

В соответствии с нормативными документами ENTSO -Е, характеризующими цель предоставления отдельного ВУ, к общим определениям относятся [4]: первичное регулирование частоты; вторичное регулирование; регулирование напряжения; горячий резерв; холодный резерв; автономный пуск энергоблоков после системной аварии; аварийное регулирование.

Как правило, за покупку всех ВУ [6, 7] отвечает системный оператор. Причем почти во всех странах ЕС расходы на вспомогательные услуги включены в общий тариф СО за передачу электрической энергии без расшифровки отдельно по услугам. Однако в последнее время считается целесообразным проведение разграничения этих услуг и соответственно платы за них в тарифе СО для оценки стоимости каждой ВУ отдельно.

Так, СО может приобрести ВУ, используя основные четыре метода закупок [6, 8, 9]: обязательное предоставление; двусторонние договоры; проведение тендеров; спотовый рынок (в том числе и закупка на рынке «на сутки вперед»).

Обязательное предоставление означает, что участники (как правило, крупные системные генераторы) на основании их условий подключения к электрическим сетям должны предоставить по запросу СО определенный объем ВУ. Требования к обязательному предоставлению услуг часто не учитывают некоторых важных моментов. Во-первых, объем ВУ может превышать необходимый объем, навязывая поставщикам ненужные расходы. Во-вторых, обязательное предоставление не обязательно минимизирует затраты из-за потенциально низкой стоимости для поставщиков, поскольку дешевые и дорогие участники рассматриваются одинаково.

При закупке ВУ на основе двусторонних договоров, СО ведет переговоры с каждым поставщиком по количеству, качеству и цене услуги. Такие переговоры решают две задачи, связанные с обязательным предоставлением, поскольку СО может купить только необходимый ему объем и может выбирать более дешевых поставщиков [6, 8, 9]. Однако двусторонние договоры имеют и свои недостатки. Во-первых, поскольку их условия, как правило, не разглашаются третьим лицам, то такой форме закупок не хватает прозрачности, что желательно, когда одна из сторон является монополией. Во-вторых, двусторонние переговоры могут быть длинными, сложными и дорогими. В-третьих, по двустороннему договору цены и объемы часто фиксируются на длительное время. Это неизбежно наносит ущерб одной из сторон, если изменятся рыночные условия. Третий и четвертый методы закупок связаны с проведением тендеров или созданием спотового рынка. Сравнение между двумя методами не всегда возможно. Обычно спотовый рынок понимается как рынок, где продаются стандартизированные продукты на короткое время, то есть на неделю или меньше. Тендер включает в себя менее стандартизированные продукты или продукты с большим сроком реализации. Оба метода поддерживают прозрачность и конкуренцию. С другой стороны, они имеют высокие расходы по управлению процессом торговли, а также могут приводить к «рыночному заговору» со стороны некоторых поставщиков ВУ. Наиболее применяемыми среди

методов закупки/оплаты ВУ являются заключение двусторонних договоров между СО и поставщиками ВУ, а также открытый рынок (спотовый, тендер).

Услуга по первичному регулированию частоты имеет широкий выбор методов закупок. Вторичное регулирование частоты не является обязательной услугой во всех странах кроме Франции, где используются двусторонние контракты. Швеция и Великобритания не используют эту услугу вообще, другие страны полагаются на конкурентные методы закупок. По определению услуга регулирования напряжения для обязательного (нормального) диапазона всегда предоставляется на обязательной основе. Открытый рынок фактически не используется при определении цен за предоставление услуг по регулированию напряжения для обязательного и дополнительного диапазона, поскольку эти услуги имеют локальный характер, что обуславливает возможность «рыночного заговора».

Обязательные ВУ могут предоставляться как на безвозмездной основе, так и оплачиваться согласно одному из трех методов ценообразования: регулируемое ценообразование, оплата по цене предложения или маржинальной. Хотя бесплатная система очень удобна для СО, она часто является экономически неоптимальной, поскольку расходы, которые несут поставщики ВУ, в результате переводятся на цены за другие продукты, например, производство активной мощности (электроэнергии). Регулируемая цена устанавливается регулятором или СО и, как правило, одинаковой для всех поставщиков. Эта форма вознаграждения особенно оправдана при отсутствии полноценной конкуренции. В целом регулируемая цена не является желанной, поскольку она не полностью отражает фактические расходы за предоставление ВУ, в частности, когда эта стоимость меняется с течением времени и обстоятельств. В общей системе маржинальных цен все поставщики, купившие соответствующие ВУ, платят цену самой дорогой из принятых или наименее дорогой из отклоненных предложений, что в свою очередь дает реальные стимулы для поставщиков ВУ уменьшать стоимость этих услуг. С другой стороны, маржинальные цены не приспособлены к дифференцированным продуктам, поскольку все предложения должны быть сопоставлены с заявками на рынке «на сутки вперед». Другая проблема заключается в определении области предоставления ВУ

(например, области регулирования). Услуги по регулированию частоты позволяют поддерживать уровень частоты в энергосистеме в целом, поэтому их стоимость не должна быть «географически зависимой». Но для локальных услуг лучшим может быть определение зональной цены, хотя это связано с решением сложных расчетных задач, что затрудняет определение таких цен. Другим подходом для определения цены на локализованные услуги может быть расчет узловых цен.

Вознаграждение за ВУ может объединять несколько составляющих, призванных отразить различные расходы, которые поставщик ВУ может понести в процессе их предоставления. К компонентам оплаты за ВУ относятся фиксированные платежи, плата за готовность, плата за использование, а также компенсация упущенной выгоды. Фиксированные платежи и плата за готовность компенсируют постоянные расходы, которые несет поставщик ВУ при поддержке состояния готовности к оказанию услуги. С другой стороны, плата за использование фактически является платой за предоставленную услугу. Причем эта плата определяется количеством запросов от СО о предоставлении ВУ за определенный период времени и отображает дополнительные (переменные) затраты, которые могут возникнуть каждый раз, когда предоставляется ВУ. Упущенная выгода отражает компенсацию прибыли, которую поставщик ВУ получил бы в случае продажи других продуктов (например, электрической энергии) вместо поставки данной ВУ. Анализ функционирования рынков ВУ показал, что, как правило, в состав обязательных ВУ в странах ЕС относятся следующие: регулирование частоты, регулирование напряжения и управление электроэнергетической системой в аварийных ситуациях. Способность электростанций предоставлять другие ВУ определяется техническими/технологическими ограничениями. Услуги, не входящие в приведенный перечень, не являются обязательными. В случае, когда к электростанции невозможно выдвинуть требования об обязательности предоставления определенной услуги, следует обеспечить для этого участника возможность заключения договора на предоставление ВУ и требовать обеспечения возможности ее предоставления.

Обязательность предоставления необходимых СО услуг должна играть роль дополнительных требований при участии на открытом рынке (например, электростанции обязаны иметь возмож-

ность предоставления услуги горячего резерва, но они могут продавать все объемы электрической энергии на рынке). Вспомогательные услуги не могут быть обязательными для электростанции, если их предоставление связано с потерями прибыли на открытом рынке. Учитывая то, что многие ВУ не являются обязательными, целесообразно использовать для них конкурентный отбор. Однако основные требования к предоставлению ВУ должны четко определяться и обеспечиваться поставщиками этих услуг. На случай возникновения аварийных ситуаций необходимо предусмотреть возможность требования со стороны СО относительно предоставления ему ВУ на обязательной основе для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы. Все ВУ должны оплачиваться в соответствии с обоснованными экономическими затратами.

К основным составляющим о предоставлении ВУ в странах ЕС относят следующие: возможность обеспечения услуги (обеспечение соответствия техническим требованиям), готовность к оказанию ВУ; фактическое предоставление ВУ в случае необходимости. Первая составляющая может быть учтена как техническое требование к потенциальному поставщику ВУ, что должно быть отражено в лицензии или допуске к участию на рынке электрической энергии. Если электростанция должна предоставлять услугу на обязательной основе, ее расходы должны быть возмещены. Готовность к оказанию ВУ может быть связана с определенными затратами, которые несет поставщик этих услуг. Следовательно, они должны получать плату (вознаграждение), например, в виде фиксированного платежа. Плата за упущенную выгоду при предоставлении ВУ может быть основана на возмещении потерь, которые соответствуют альтернативному виду деятельности. Некоторые ВУ (например, пуск «с нуля», автоматический контроль генерации, управление электроэнергетической системой в аварийных ситуациях) требуют заключения долгосрочных договоров (например, на год). Другие услуги могут быть обеспечены ежедневными соглашениями или соглашениями на короткие сроки (например, горячий и холодный резерв).

Учитывая изложенное, ВУ могут быть оплачиваемыми в следующих общих случаях: регулирование частоты оплачивается на основе двусторонних договоров, заключенных на конкурентной основе (аукционные или тендерные торги); регулирование напряжения оплачивается на основе двусторонних договоров, заключенных на

конкурентной основе (аукционные или тендерные торги); горячий резерв: открытый (спотовый) рынок по поданным заявкам; холодный резерв: открытый (спотовый) рынок по поданным заявкам, возможность пуска «с нуля»: заключенные или проданные на аукционе двусторонние договоры.

Модели функционирования рынков ВУ и структура капитальных затрат существенно различаются не только в разных странах, но и внутри стран при наличии в них нескольких рынков. Наличие различий обуславливается различным уровнем развития рынков электрической энергии, а также многими другими факторами, в том числе и технологическими. Рынки электроэнергии и вспомогательных услуг тесно связаны между собой. Поставщики ВУ сталкиваются с проблемами, связанными с обеспечением баланса между продажами электрической энергии и предоставлением ВУ, что является основной причиной необходимости развития рынков ВУ параллельно с совершенствованием или открытием рынков электрической энергии.

Для обеспечения управления в энергетике Украины при внедрении рыночных механизмов предоставления ВУ сформирована нормативная база, которая соответствует в целом требованиям к таким услугам в ENTSO-E и стран СНГ. При этом нормативные акты учитывают также переходный период создания конкурентного рынка ВУ. Однако предпосылки для создания конкурентного рынка ВУ в Украине фактически отсутствуют, в первую очередь, вследствие недостаточности предложений по их предоставлению. Это связано с недостаточностью технологических возможностей генераторов по предоставлению вспомогательных услуг. Поэтому формирование рынка ВУ должно происходить в направлении введения системы оплаты ВУ по регулируемым ценам. При этом подходы к оценке стоимости предоставленных услуг должны учитывать технологические особенности конкретной услуги.

Основные принципы управления и предоставления ВУ пользователям ОЭС Украины определены в проекте Кодекса электрических сетей (КЭС) с учетом следующего:

- Закона Украины об «Основах функционирования рынка электрической энергии Украины»;
- положений постановления КМУ № 1789 «Об одобрении Концепции функционирования и развития оптового рынка электрической энергии Украины»;

- распоряжения Кабинета Министров Украины от 28.05.2005 г. № 167-р «Об одобрении комплексного плана мероприятий по обеспечению финансовой стабилизации предприятий топливно-энергетического комплекса»;

- решения Межведомственной комиссии по координации работ, связанных с реализацией Концепции функционирования и развития оптового рынка электрической энергии Украины (протокол заседания от 22.11.2005 г. №16).

Таблица 6.1

Перечень ВУ и их состав по технологическому признаку

Вспомогательная услуга	Состав вспомогательных услуг по технологическому признаку
Первичное регулирование частоты и активной мощности	Нормированное первичное регулирование частоты
	Общее первичное регулирование частоты
Вторичное регулирование частоты и активной мощности	Вторичное регулирование активной мощности (резерв вторичного регулирования)
Третичное регулирование частоты и активной мощности	Третичное регулирование частоты и активной мощности (горячий резерв)
	Третичное регулирование частоты и активной мощности (холодный резерв, быстрый пуск блоков)
Регулирование напряжения и реактивной мощности в энергосистеме	Регулирование напряжения и реактивной мощности производителями электрической энергии
	Регулирование напряжения и реактивной мощности со стороны потребителя/поставщика
	Регулирование напряжения и реактивной мощности со стороны магистральных сетей
Предупреждение аварийных ситуаций	Аварийное (автоматическое) отключение или снижение нагрузки со стороны потребителя средствами автоматики, обязательное предоставление
	Аварийное (автоматическое) отключение или снижение нагрузки со стороны потребителя средствами автоматики, предоставления на добровольной основе
Восстановление электроснабжения	Автономный пуск блоков

Правила предоставления ВУ также учитывают требования директив ЕС, международный опыт построения рынков ВУ, в частности, в странах Европы и СНГ, а также особенностей функционирования ОЭС Украины и необходимости внедрения экономических стимулов для субъектов электроэнергетики в направлении модернизации производственных фондов. Целью предоставления ВУ является обеспечение устойчивой работы ОЭС Украины, надежности функционирования системы передачи электроэнергии, качества и надежности поставок электроэнергии от производителей потребителям в процессе оперативно-диспетчерского управления ОЭС Украины.

Классификация ВУ по технологическому признаку (функциям оперативного управления в энергетике) приведена в табл. 6.1 и в целом соответствует предложенной в КЭС классификации [10] с учетом изменений названий ВУ и их группирований в соответствии с действующими в Украине регламентирующими документами. Приведем краткое описание основных ВУ, приведенных в табл. 6.1.

Первичное и вторичное регулирование частоты и активной мощности. Целью первичного регулирования частоты и активной мощности является поддержание баланса между производством и потреблением электрической энергии с помощью регуляторов скорости турбины для обеспечения эксплуатационной надежности энергосистемы и стабилизации частоты энергосистемы на постоянном значении после нарушения или аварии в энергосистеме. Первичное регулирование должно обеспечиваться совместным действием, как правило, всех работающих энергоблоков электростанций.

Объем нормированного первичного регулирования частоты в ОЭС Украины (положительная и отрицательная части диапазона регулирования) рассчитывается СО, исходя из суммарного объема мощности, необходимого для первичного регулирования частоты, на основании «Коэффициента взноса для области регулирования», который определяется ежегодно.

Цель вторичного регулирования частоты и активной мощности – сведение к нулю общего отклонения частоты и активной мощности в области регулирования. Вторичное регулирование частоты является централизованной функцией регулирования производства электроэнергии в области регулирования с помощью резервов вторичного регулирования, которые находятся под автоматическим контролем. Объем резерва из вторичного регулирования частоты и

активной мощности определяется СО, исходя из суммарного минимально допустимого объема, необходимого для контроля отклонения нагрузки и обеспечения покрытия дефицита производства, вызванного аварийным отключением энергоблоков.

Проблема технического несовершенства системы первичного регулирования и недостаточности резервов вторичного регулирования частоты – одна из наиболее острых при управлении режимом ОЭС Украины, при том, что определены необходимые требования к предоставлению этих видов ВУ, а также существуют проекты нормативных документов, регламентирующих введение этих ВУ как в технологическом, так и в организационном аспектах.

Регулирование напряжения и реактивной мощности. Координацию контроля уровней напряжения и управления стабильностью напряжения в ОЭС Украины осуществляет СО, который определяет величину уровня напряжения в контрольных точках. От любых производителей в пределах технической возможности их генераторов может потребоваться производство или потребление реактивной мощности для обеспечения регулирования напряжения в узлах энергосистемы. Регулирование напряжения и реактивной мощности производителями в нормальном диапазоне обеспечивается постоянной работой автоматического регулятора возбуждения (АРВ), включенных в работу генераторов.

Для регулирования напряжения на подстанциях и электростанциях СО приобретает у производителей электроэнергии ВУ регулирования напряжения и реактивной мощности в нормальном диапазоне, которая содержит:

- регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью генераторов, на которых постоянно работает АРВ;
- регулирование напряжения и реактивной мощности с помощью работы гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора, на которых постоянно работает АРВ;
- работу выделенных генераторов небольшой мощности (ТЭС – ТЭЦ) в режиме синхронного компенсатора.

Система АРВ генераторов в пределах технической возможности должна обеспечивать регулирование напряжения на шинах высокого напряжения электростанции за счет регулирования реактивной мощности всех агрегатов, а после того, как этот ресурс исчерпан, для обеспечения заданного уровня напряжения на шинах

электростанции привлекается изменение коэффициентов трансформации трансформаторов между системами шин. АРВ генераторов ГАЭС поддерживает необходимое напряжение на шинах высокого напряжения электростанции путем управления реактивной мощностью гидроагрегатов во всех режимах работы: генераторном, насосном, а также компенсаторном (при необходимости). Предоставление ВУ по регулированию напряжения и реактивной мощности производителями в нормальном диапазоне означает резервирование и использование значений диапазона регулирования реактивной мощности блока электростанции для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. Причем резервирование диапазона регулирования означает готовность блока электростанции для использования в пределах вторичного регулирования напряжения и реактивной мощности. Диапазон управления реактивной мощностью определяется производителем электроэнергии для каждого блока или агрегата и утверждается СО.

Поставщик ВУ по поддержанию напряжения и регулированию реактивной мощности производителями, как обязательный минимум, должен:

- быть способным поставлять номинальную активную мощность в любой точке энергосистемы при значениях $\cos\phi$, указанных в условиях на присоединение генератора к сети ОЭС Украины;
- иметь постоянно действующую автоматическую систему управления возбуждением для обеспечения постоянного регулирования напряжения блоков, работающих на балансирующем рынке и рынке двусторонних договоров, при недопущении нестабильности в течение всего диапазона регулирования блоков в балансирующем рынке и рынке двусторонних договоров;
- иметь диапазон регулирования реактивной мощности, соответствующий паспортным данным агрегата;
- обеспечивать приведение отклонения напряжения к заданному значению не более чем за 3 мин.

Энергоагрегаты электростанций в Украине имеют технологические возможности обеспечивать регулирование напряжения и реактивной мощности, по крайней мере, в пределах нормального диапазона. Исходя из локального характера данной ВУ, нецелесообразно организовывать ее приобретение на конкурентной основе. При

предоставлении ВУ регулирования напряжения и реактивной мощности в расширенном диапазоне СО может компенсировать фактические расходы электростанций и их «упущенную выгоду» по механизму заключения двусторонних договоров на основе обоснованно предоставленной информации.

Аварийное отключение или снижение нагрузки со стороны потребления. Применение ВУ по аварийному отключению или снижению нагрузки со стороны потребления в аварийных условиях основывается на том принципе, что в случае значительного нарушения выборочные ограничения поставок электроэнергии более приемлемы, чем последствия длительного отключения, что приводит к отключению электроэнергии продолжительностью несколько часов и более. Эта ВУ осуществляется автоматически или по команде диспетчера при аварийном снижении частоты, аварийном отключении элементов сети, превышении максимально допустимых перетоков через сечения, аварийном снижении напряжения.

Потребители электрической энергии, которые относятся ко второй и третьей категории надежности, могут быть подключены к системам САВН и АЧР без нарушения норм надежности их электропитания. Аспекты относительно возмещения потерь за использование этих средств должны решаться при формировании договора на подключение нагрузки.

Автономный пуск энергоблоков. Внедрение ВУ по автономному пуску энергоблоков имеет целью стимулирование производителей электрической энергии по созданию благоприятных и эффективных условий возобновления работы ОЭС Украины после особой системной аварии, а также обеспечение собственных нужд электростанций при обесточивании прилегающих территорий или выделение изолированного дефицитного энергорайона. Предоставление ВУ по автономному пуску энергоблоков означает готовность к использованию в случае возникновения условий работы энергосистемы без напряжения (аварийного прерывания электроснабжения), использование стратегического источника, способного к пуску без внешнего источника питания с целью установления номинального напряжения и возобновления работы ОЭС Украины или отдельных ее частей. Это достигается за счет частотной делительной автоматики (ЧДА), схемы автоматики выделения собственных нужд (АВСН) согласно

требованиям соответствующих нормативно-технических документов.

Разработанный в Украине проект Правил РДДБ предусматривает следующие варианты заключения договоров между системным оператором на оказание вспомогательных услуг с их поставщиками:

- установление обязательного требования на поставку ВУ;
- добровольное предоставление услуг в соответствии со стандартным договором;
- закупка путем открытых торгов;
- заключение контрактов непосредственно на договорной основе.

В проекте Правил рынка РДДБ также указано, что для содействия экономической эффективности, СО должен прилагать усилия для приобретения ВУ с помощью рыночных механизмов, но только в случае существования условий для эффективной конкуренции.

Результаты исследований как технических, так и экономических возможностей внедрения рынка ВУ в Украине показали, что с практической точки зрения отсутствуют предпосылки для внедрения механизмов конкурентного отбора, например, путем открытых торгов (спотовый рынок, тендер). Сегодня также сложно обеспечить добровольное предоставление ВУ согласно стандартному договору, что обусловлено моральной и физической изношенностью необходимого оборудования или его отсутствием.

В случае, когда к электростанции невозможно выдвинуть требования об обязательности предоставления определенной услуги, следует обеспечить для этого участника возможность заключения договора на предоставление ВУ и требовать обеспечения ее предоставления. Обязательность предоставления СО необходимых услуг должна быть дополнительным требованием при участии электростанций на оптовом рынке электрической энергии. Все ВУ должны оплачиваться в соответствии с обоснованными экономическими затратами и/или в соответствии с ценовыми предложениями по предоставлению ВУ.

В рыночной среде ВУ не могут быть обязательными для электростанции, если их предоставление связано с потерями прибыли на рынке. Например, к такой услуге может относиться регулирование напряжения и реактивной мощности в нормальном диапа-

зоне, а также первичное регулирование частоты и активной мощности. Предоставление этих услуг электростанциями связано с появлением дополнительных расходов, принципы возникновения и возмещения которых будут исследованы далее.

Однако для случая возникновения аварийных (предаварийных) ситуаций необходимо предусмотреть возможность реализации требования со стороны СО относительно предоставления ему ВУ на обязательной основе, в том числе и на безвозмездной, с целью обеспечения надежной работы электроэнергетической системы. Организатором рынка ВУ является СО [10–12].

К основным принципам управления в энергетике, согласно которым должен функционировать рынок ВУ, относятся следующие [11]:

- каждая ВУ, предоставляемая поставщиком на рынке ВУ, подлежит оплате по цене, которая должна покрывать расходы поставщика и стимулировать их по предоставлению ВУ, кроме услуг, предоставляемых на безвозмездной основе;
- предоставление ВУ осуществляется на недискриминационной основе. Технические и юридические требования к потенциальным поставщикам ВУ являются публичными и одинаковыми для всех потенциальных поставщиков каждой ВУ;
- заказчиком ВУ является СО;
- по возможности следует обеспечить конкуренцию в предоставлении ВУ путем применения соответствующей конкурсной процедуры;
- в случае отсутствия конкуренции в предоставлении ВУ, при наличии определенной формы монополии, конкурсная процедура не используется;
- источником оплаты ВУ является доход СО от осуществления лицензированной деятельности;
- предоставление ВУ не подлежит отдельному лицензированию и предоставляется СО на основании соответствующего договора;
- определение конкретного поставщика ВУ проводится СО на конкурентных началах по критериям и алгоритмам, которые определяются для каждой системной услуги и являются «прозрачными» и недискриминационными;

- проведение периодической предыдущей процедуры квалификации участников рынка ВУ на предмет уточнения их состава, которые они будут предоставлять;

- заключение/продление поставщиком ВУ, который успешно прошел процедуру квалификации, договора с СО о предоставлении ВУ, которым, в частности, предусматривается его обязанность по участию в предоставлении обязательных ВУ, форма и порядок расчетов с участником рынка ВУ, а также другие существенные условия относительно участия в рынке ВУ;

- в случае возникновения необходимости в получении ВУ в тех объемах, которые определены в договорах о предоставлении ВУ между СО и поставщиком ВУ, СО размещает соответствующую информацию в средствах, доступных потенциальным поставщикам ВУ;

- каждая ВУ может быть предоставлена как на обязательной, так и на коммерческой основе.

Основные факторы, влияющие на выбор методов исследования потерь электростанций и разработки методов их стимулирования к предоставлению соответствующих ВУ:

- отсутствие производственных мощностей по объемам и техническим характеристикам, достаточных для полноценного первичного, вторичного регулирования частоты, а также регулирования напряжения в ОЭС Украины;

- необходимость модернизации основного оборудования и систем регулирования энергоблоков электростанций в Украине для их привлечения к предоставлению этих ВУ.

Первый фактор определяет нецелесообразность введения любой формы конкурентного отбора электростанций для предоставления ВУ. Для энергоблоков, привлеченных к предоставлению определенной ВУ, объемы и характеристики регулирования должны определяться в соответствии с техническими возможностями этих энергоблоков.

Определены следующие действенные, с практической точки зрения, варианты заключения договоров о предоставлении ВУ:

- установление обязательного требования к ВУ по первичному регулированию частоты и активной мощности, регулированию напряжения и реактивной мощности. Такой механизм закупки не предусматривает применения конкурсной процедуры и представления заявок на участие в предоставлении ВУ, но предполагает заключение

договора с поставщиком ВУ с оплатой их в соответствии с методикой оплаты, которая учитывает и возмещает все технологически и экономически обоснованные затраты электростанций;

- заключение договоров путем закрытых переговоров для услуг по вторичному регулированию частоты и активной мощности. Такой механизм закупки не предусматривает применения конкурсной процедуры в явном виде, однако предусматривает подачу заявок на участие в предоставлении ВУ со стороны поставщиков;

- для ВУ по автономному пуску энергоблоков может быть установлено требование о ее обязательном предоставлении для определенных электростанций, выделенных СО (возможно ГЭС и ГАЭС).

В дальнейшем при наличии конкуренции для определенной ВУ процесс заключения договоров путем закрытых переговоров может быть преобразован в конкурентный отбор, например, на основе тендерной процедуры.

Таким образом, управление выбором поставщиков ВУ обеспечивается СО по следующим вариантам:

- на основании технических критериев (преимущественно для монопольных видов ВУ, что характерно для современной ситуации по предоставлению ВУ в Украине);

- на основании технических критериев и по минимальной цене (преимущественно для конкурентных видов ВУ и при наличии конкуренции поставщиков ВУ в Украине в будущем).

Для определения СО конкретных поставщиков ВУ при отсутствии конкуренции или предоставлении монопольных видов ВУ, СО обращается к поставщикам, которые квалифицированы для выполнения этой ВУ и относительно которых есть уверенность в их способности к оказанию необходимой ВУ.

Далее будут приведены результаты исследования методов ценообразования за предоставление ВУ с ПРЧМ и ВРЧМ с учетом опыта функционирования рынков ВУ в странах Европы и особенностей рынка электроэнергетики Украины.

6.2. Стоимостные показатели предоставления вспомогательных услуг по регулированию частоты в электроэнергетике Украины

Анализ публикаций [3, 4, 6, 13-16] показал, что к основным составляющим по предоставлению ВУ в разных странах относятся возможность обеспечения услуги (обеспечение соответствия техническим требованиям), готовность к оказанию этой ВУ и фактическое предоставление ее в случае необходимости.

Первая составляющая может быть учтена как техническое требование к потенциальному поставщику ВУ. Это должно быть определено в договоре об участии на рынке ВУ, причем указанная составляющая ВУ может быть оплачиваемой (через возврат капитальных вложений участнику рынка) или неоплачиваемой. Плата за фактическое предоставление ВУ может определяться на основании данных измерений по изменению уровня нагрузки энергоблоков или частоты в сети. Однако это требует использования сложных систем регистрации информации о предоставлении услуг по ПРЧМ и ВРЧМ, поэтому часто указанная составляющая учитывается косвенно при расчетах платы за обеспечение готовности для предоставления этих ВУ. С другой стороны, обеспечение готовности к предоставлению ВУ с ПРЧМ и ВРЧМ всегда связывается с определенными затратами и потерями, которые несет поставщик такой услуги. Итак, эта составляющая должна быть компенсирована поставщику ВУ в виде определенного фиксированного платежа или через компенсацию упущенной выгоды (возмещение расходов, соответствующих альтернативному виду деятельности). На основе анализа мирового опыта, правил оптового рынка электрической энергии Украины, используя результаты исследования, предложено определение одной из составляющих расходов, связанных с предоставлением ВУ, а именно расходов на поддержание состояния готовности i -го энергоагрегата электростанции к предоставлению ВУ с ПРЧМ и/или ВРЧМ. Это расходы, определяющиеся величиной упущенной выгоды, возникающей вследствие необходимости содержания резерва активной мощности, которая могла быть использована владельцем энергоагрегата электростанции для продажи электрической энергии

на оптовом рынке электрической энергии, независимо от фактического использования этого резерва при предоставлении услуги по ПРЧМ.

Выделим основную составляющую платы за готовность к оказанию ВУ с ПРЧМ – плата за резерв активной мощности для обеспечения регулирования частоты [17]. Пусть максимальная мощность энергоблока составляет P_{\max} . Тогда для обеспечения заданного

диапазона регулирования $\Delta P_{\text{рез}}$ производитель должен содержать нагрузки энергоагрегата не выше уровня $P_{\text{раб}} = P_{\max} - \Delta P_{\text{рез}}$. Поэтому платежи содержания резерва должны компенсировать выгоду, которую производитель электроэнергии теряет вследствие неполной загрузки производственных мощностей (далее «упущенная выгода»). Рассмотрим графическую интерпретацию начислений за «упущенную выгоду» для производителей электроэнергии, работающих по регулируемым тарифам.

Для упрощения предположим, что расчетный период равен одному часу и в течение этого времени режим работы энергоагрегата не меняется. В этом случае допустимо считать, что время работы энергоагрегата учитывается в выражениях неявно, поэтому в дальнейших рассуждениях он не упоминается. Обозначим топливную составляющую себестоимости производства электроэнергии для участника рынка как C_6 , а тариф на отпуск электроэнергии как $T_{\text{В}}^{\text{ээ}}$ (рис. 6.1). Если энергоблок работает с максимальной нагрузкой $P_{\text{бр}}^{\max}$, то затраты на производство электроэнергии $V_{\text{В}}^{(\max)}$ будут численно соответствовать площади прямоугольника AEFD на рис. 6.1: $V_{\text{В}}^{(\max)} = C_6 \cdot P_{\text{бр}}^{\max}$.

Платеж за произведенную электроэнергию ($\Pi^{(\max)}_{\text{ээ}}$), который уплачивается производителю, численно соответствует площади пря-

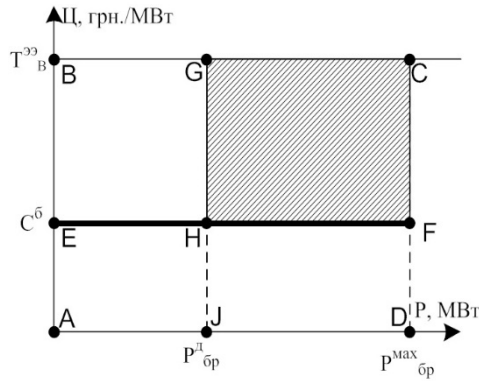


Рис. 6.1

моугольника ABCD на рис. 6.1: $\Pi^{(\max)}_{\text{ээ}} = T_{\text{В}}^{\text{ээ}} \cdot P_{\text{бр}}^{\max}$. Тогда выгода, полученная от производства и продажи электроэнергии, $V_{\text{бр}}^{(\max)}_{\text{ээ}}$ будет соответствовать площади прямоугольника EBCF:

$$V_{\text{бр}}^{(\max)}_{\text{ээ}} = V_{\text{бр}}^{(\max)}_{\text{ээ}} - V_{\text{В}}^{(\max)} = T_{\text{В}}^{\text{ээ}} \cdot P_{\text{бр}}^{\max} - C_6 \cdot P_{\text{бр}}^{\max}.$$

Если с целью предоставления ВУ с НПРЧП нагрузка энергоагрегата снижается до уровня $P^{\text{л}}_{\text{бр}}$ (это равно разнице между $P_{\text{бр}}^{\max}$ и значением резерва активной мощности), то затраты на производство электроэнергии $V_{\text{В}}^{(\text{л})}$ будут численно соответствовать площади прямоугольника AENJ на рис. 6.1: $V_{\text{В}}^{(\text{л})} = C_6 \cdot P^{\text{л}}_{\text{бр}}$.

Платеж за электроэнергию $\Pi^{(\text{л})}_{\text{ээ}}$ при нагрузке $P^{\text{л}}_{\text{бр}}$ численно соответствует площади прямоугольника ABGJ на рис. 6.1: $\Pi^{(\text{л})}_{\text{ээ}} = T_{\text{В}}^{\text{ээ}} \cdot P^{\text{л}}_{\text{бр}}$. Тогда выгода, полученная от производства и продажи электроэнергии, будет соответствовать площади прямоугольника EBGH на рис. 6.1:

$$V_{\text{бр}}^{(\text{л})}_{\text{ээ}} = V_{\text{бр}}^{(\text{л})}_{\text{ээ}} - V_{\text{В}}^{(\text{л})} = T_{\text{В}}^{\text{ээ}} \cdot P^{\text{л}}_{\text{бр}} - C_6 \cdot P^{\text{л}}_{\text{бр}}.$$

Таким образом, платеж, который возмещает утраченную вследствие неполной загрузки энергоагрегата выгоду $V_{\text{бр}}^{\text{BB}}_{\text{ээ}}$, будет соответствовать площади заштрихованного прямоугольника HGCF на рис. 6.1:

$$V_{\text{бр}}^{\text{BB}}_{\text{ээ}} = \Pi^{(\max)}_{\text{ээ}} - \Pi^{(\text{л})}_{\text{ээ}} = (T_{\text{В}}^{\text{ээ}} - C_6) \cdot (P_{\text{бр}}^{\max} - P^{\text{л}}_{\text{бр}}).$$

В дальнейшем изложены результаты исследований методов определения стоимостных показателей за поддержание состояния готовности энергоагрегатов ТЭС к предоставлению ВУ по ПРЧМ и ВРЧМ, поскольку указанные электростанции являются участниками оптового рынка электроэнергии, которые работают по ценовым заявкам и являются наиболее вероятными участниками рынка ВУ.

Методы определения стоимостных показателей предоставления вспомогательных услуг по регулированию частоты в части загрузки электростанций. В условиях существующей модели оптового рынка электрической энергии Украины производители электроэнергии, работающие по ценовым заявкам, подают следующую основную информацию: характеристика удельных расходов топлива на производство электроэнергии, определенная двумя режимными точками (b_1, P_1) и (b_2, P_2) ($[г/кВт \cdot ч]$, $[МВт]$); максималь-

ная мощность энергоагрегата P_{max} (МВт). При этом известны стоимость условного топлива $\text{Ц}_{УТЕ}$ (грн./т) и граничная цена системы $\text{Ц}_p^{ПС}$ (грн./МВт·ч).

Пусть для генератора ТЭС определена характеристика относительных приростов топлива в виде опорной точки (b_1, P_1) и точки максимального режима (b_{max}, P_{max}) , как показано на рис. 6.2. Объем резерва активной мощности на загрузку принимаем $P_{рез+}$. Тогда мощность генератора при содержании резерва на загрузку составит $P_{max}^{(рез)} = P_{max} - P_{рез+}$ (МВт). Пусть соответствующие этой мощности удельные расходы топлива по графику рис. 6.2 составляют $b_{max}^{(рез)}$ (г/кВт·ч).

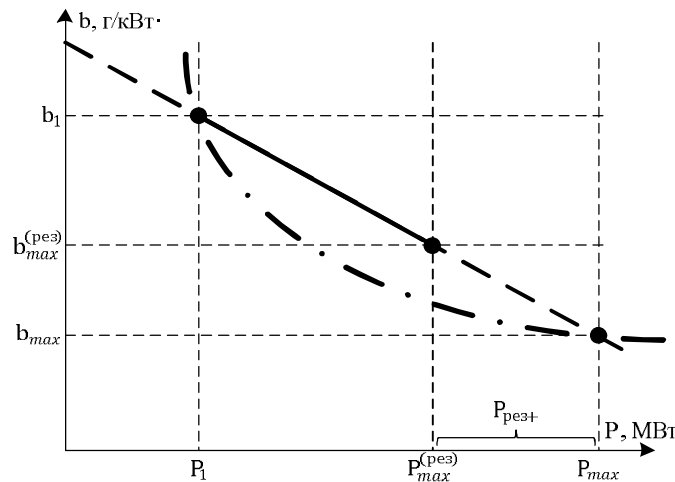


Рис. 6.2

Следует отметить, что на рис. 6.2 представлено "ниспадающую" зависимость удельных расходов топлива от уровня загрузки генератора как наиболее распространенную для энергоблоков ТЭС в Украине. Особенности энергетических характеристик других типов будут рассмотрены отдельно. Кроме того, как показано на рис. 6.2, линейная модель априори имеет методическую погрешность. По сравнению с нелинейной характеристикой (штрихпунктирная ли-

ния), линейная модель дает увеличение величины удельных расходов топлива и соответственно затрат на производство электроэнергии. Наибольшего значения методическая погрешность будет достигать при нагрузке генератора в диапазоне $0,5 - 0,6 P_{max}$.

Для построения математической модели оценки стоимости резерва на загрузку используется ряд расчетных характеристик.

1. Почасовые расходы топлива V_i при нагрузке генератора P_i определены как

$$V_i = \frac{b_i \cdot P_i}{1000} \text{ (т/ч)},$$

где b_i, P_i – соответственно удельные расходы топлива (г/кВт·ч) и уровень загрузки (МВт) генератора в i -м режиме.

2. Стоимость производства электроэнергии Ц_i в i -м режиме работы генератора:

$$\text{Ц}_i = \frac{b_i \cdot \text{Ц}_{УТЕ}}{1000} \text{ (грн/МВт} \cdot \text{ч)},$$

где $\text{Ц}_{УТЕ}$ – стоимость 1 т топлива, используемого при производстве электроэнергии (грн./т).

3. Приращенные расходы топлива dV определяются как изменения в расходе топлива на производство электроэнергии при изменении нагрузки генератора. Математическая сущность приращенных расходов топлива – производная функции расхода топлива на производство электроэнергии по уровню нагрузки генератора. В линейной модели приращенные расходы топлива являются неизменной величиной для любого уровня нагрузки генератора. Для показанной на рис. 6.2 линейной характеристики приращенные расходы определяются как

$$dV = \frac{V_{max} - V_1}{P_{max} - P_1} = \frac{b_{max} \cdot P_{max} - b_1 \cdot P_1}{1000 \cdot (P_{max} - P_1)} \text{ (т/МВт} \cdot \text{ч)}$$

4. Приращенная цена топлива $d\text{Ц}$:

$$d\text{Ц}_6 = dV \cdot \text{Ц}_{УТЕ} \text{ (грн/МВт} \cdot \text{ч)}.$$

Так же, как и приращенные расходы топлива, в линейной модели приращенная цена топлива является неизменной величиной при любом уровне загрузки генератора.

Линейная модель стоимости резерва на загрузку. Как указано, стоимость резерва на загрузку генератора определяется уров-

нем выгоды, которую производитель электроэнергии теряет вследствие неиспользования мощностей, выведенных в резерв. Сравним основные экономические показатели для представленной на рис.6.2 линейной характеристики в режиме максимальной нагрузки P_{\max} и режиме нагрузки с содержанием резерва $P_{\max}^{(\text{рез})}$.

Расчетная стоимость производства электроэнергии в режиме максимальной нагрузки генератора будет определяться как

$$D_{\max} = C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\max} - P_1) \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.1)$$

Расчетная стоимость производства электроэнергии в режиме с содержанием резерва на загрузку определяется по формуле

$$\begin{aligned} D_{\max}^{(\text{рез})} &= C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\max}^{(\text{рез})} - P_1) = \\ &= C_1 \cdot P_1 + dC_6 \cdot (P_{\max} - P_1) - dC_6 \cdot P_{\text{рез}+} \quad (\text{грн/ч}). \end{aligned} \quad (6.2)$$

Пусть платежи за производство электроэнергии при максимальной загрузке генератора определяются по формуле

$$T_{\max} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\max} \quad (\text{грн/ч}), \quad (6.3)$$

где $C_p^{\text{ПС}}$ (грн./МВт·ч) – граничная цена системы, которая формируется для расчетного часа на оптовом рынке электроэнергии. Тогда платежи за производство электроэнергии при нагрузке генератора с содержанием резерва на загрузку имеют вид

$$T_{\max}^{(\text{рез})} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\max}^{(\text{рез})} = C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\max} - C_p^{\text{ПС}} \cdot P_{\text{рез}+} \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.4)$$

Выгода от производства электроэнергии в режиме максимальной нагрузки:

$$\Pi_{\max} = T_{\max} - D_{\max} \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.5)$$

Выгода от производства электроэнергии при загрузке генератора с содержанием резерва на загрузку вычисляется по формуле

$$\Pi_{\max}^{(\text{рез})} = T_{\max}^{(\text{рез})} - D_{\max}^{(\text{рез})} \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.6)$$

Таким образом, выгода, недополученная производителем электроэнергии вследствие содержания резерва на загрузку, следующая:

$$\delta\Pi = \Pi_{\max} - \Pi_{\max}^{(\text{рез})} \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.7)$$

Проведя соответствующие подстановки (6.1) – (6.6) в (6.7), получим:

$$\delta\Pi = P_{\text{рез}+} \cdot (C_p^{\text{ПС}} - dC_6) \quad (\text{грн/ч}). \quad (6.8)$$

В уравнении (6.8) объем резерва на загрузку $P_{\text{рез}+}$ является условно постоянной величиной, поскольку ее значение может изменяться лишь при модернизации энергоагрегата, вследствие которой изменяется установленная мощность генератора. Поскольку на первых этапах внедрения рынка ВУ в Украине планируется заключение договоров между системным оператором и поставщиками этих услуг на год, то приращенную цену блока dC можно считать условно постоянной величиной, неизменной в течение времени действия такого договора. Однако граничная цена системы $C_p^{\text{ПС}}$ изменяется в достаточно широких пределах как в течение суток, так и в разное время года. Причем, как видно из (6.8), в зависимости от соотношения значений предельной цены системы и приращенной цены блока, величина недополученной выгоды может приобретать как положительные, так и отрицательные значения. Для определения физической сущности таких значений рассмотрим недополученную прибыль как функцию от предельной цены системы: $\delta\Pi = f(C_p^{\text{ПС}})$. Как видно на рис. 6.3, для линейной модели стоимости резерва на загрузку график этой функции имеет две основные области: область с $C_p^{\text{ПС}} > dC_6$, где $\delta\Pi(C_p^{\text{ПС}}) > 0$; область с $C_p^{\text{ПС}} < dC_6$, где $\delta\Pi(C_p^{\text{ПС}}) < 0$.

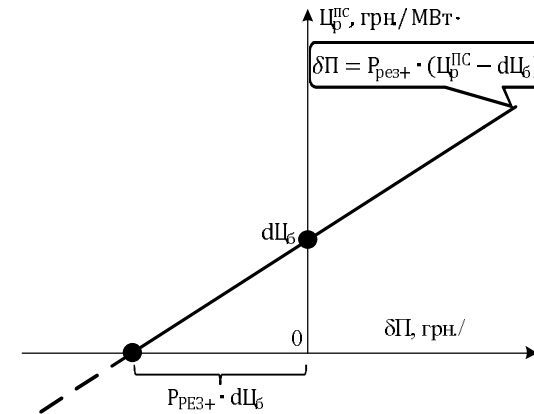


Рис. 6.3

На рубеже двух указанных областей подтверждается равенство $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} = d\text{Ц}_6$. В этой точке функция недополученной выгоды имеет нулевое значение. Ситуации с $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} < 0$ не рассматриваются как практически невозможные.

Для наглядности анализа двух областей функции $\delta\Pi(\text{Ц}_p^{\text{ПС}})$ сформированы графики зависимостей стоимости производства 1 МВт·ч электроэнергии Ц_i (грн./МВт·ч) от уровней загрузки генераторов P_i (МВт). При этом учтен следующий фактор. Согласно статистике энергорынка Украины за 2011 - 2012 годы, для всех энергоагрегатов ТЭС, где справедливо неравенство $b_1 > b_{\text{max}}$, также справедливым будет неравенство $\text{Ц}_{\text{max}} > d\text{Ц}_6$. Поэтому другие соотношения между удельной стоимостью производства электроэнергии и приращенной ценой энергоблока не будут рассматриваться.

Рассмотрим соотношение между экономическими параметрами генератора в случае $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} > d\text{Ц}_6$. На рис. 6.4 заштрихованной фигурой показан объем выгоды, недополученной вследствие работы генератора с содержанием резерва на загрузку и рассчитанной по выражению (6.8).

Особенности соотношений экономических показателей работы генератора при $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} < d\text{Ц}_6$ показаны на рис. 6.5. В этом случае работа генератора является убыточной.

Так, площадь заштрихованной фигуры на рис. 6.5 отражает уменьшение убытков от производства электроэнергии вследствие вывода части мощностей генератора в резерв. То есть при $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} < d\text{Ц}_6$ владельцу энергоагрегата ТЭС выгоднее уменьшать уровень нагрузки, поскольку при этом будут уменьшаться объемы его убытков. Таким образом, системный оператор не имеет оснований оплачивать владельцу энергоагрегата ТЭС работу по поддержанию резерва на загрузку, если $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} < d\text{Ц}_6$.

Следует отметить, что ситуация, когда $\text{Ц}_p^{\text{ПС}} < d\text{Ц}_6$, не является теоретической. Такая ситуация возникает на оптовом рынке электроэнергии Украины вследствие введения НКРЭ корректирующих коэффициентов, которыми граничная цена системы принудительно снижается. Кроме того, как показал ретроспективный анализ статистики оптового рынка электроэнергии, в ночные часы только для энергоагрегатов некоторых ТЭС справедливо неравенство

$\text{Ц}_p^{\text{ПС}} > d\text{Ц}_6$. Поэтому для этих электростанций экономически целесообразно участвовать в предоставлении услуг по первичному и вторичному регулированию частоты как в дневные, так и в ночные часы. В то же время для Трипольской ТЭС вообще экономически невыгодно предоставлять услуги по первичному и вторичному регулированию частоты.

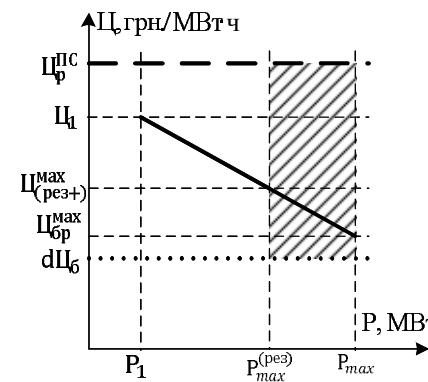


Рис. 6.4

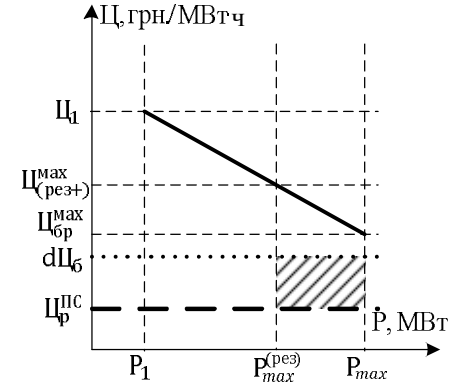


Рис. 6.5

Таким образом, объемы компенсаций за поддержание резерва на загрузку для энергоагрегатов, энергетическая характеристика которых подобна отраженной на рис. 6.3, должны рассчитываться по формуле

$$\delta\Pi = \begin{cases} P_{\text{рез+}} \cdot (\text{Ц}_p^{\text{ПС}} - d\text{Ц}_6) & \text{при } \text{Ц}_p^{\text{ПС}} > d\text{Ц}_6 \\ 0 & \text{при } \text{Ц}_p^{\text{ПС}} \leq d\text{Ц}_6 \end{cases} \text{ (грн/ч)}.$$

Рассмотрим особенности предоставления ВУ по регулированию частоты электростанциями, для генераторов которых $b_1 < b_{\text{max}}$. Очевидной особенностью работы генератора с энергетической характеристикой, отраженной на рис. 6.3, является увеличение удельных расходов топлива на производство электроэнергии с увеличением уровня загрузки генератора. Однако при достаточно высокой граничной цене системы $\text{Ц}_p^{\text{ПС}}$ владельцы энергоагрегатов с подобной энергетической характеристикой получают компенсацию затрат на производство электроэнергии и определенную выгоду.

Очевидно, что для энергоагрегатов с $b_1 < b_{max}$ (рис. 6.6) объемы упущенной выгоды также могут быть рассчитаны по приведенным выше выражениям. Причем, как показал анализ ретроспективных данных энергорынка Украины, для энергоагрегатов с $b_1 < b_{max}$ также подтверждается неравенство $\Pi_{max} < d\Pi_6$. Несложно показать, что так же, как и для энергоагрегатов с $b_1 > b_{max}$, при $\Pi_p^{PC} > d\Pi_6$ содержание резерва на загрузку генератора приводит к потере выгоды от производства электроэнергии, а при $\Pi_p^{PC} < d\Pi_6$ – к уменьшению убытков.

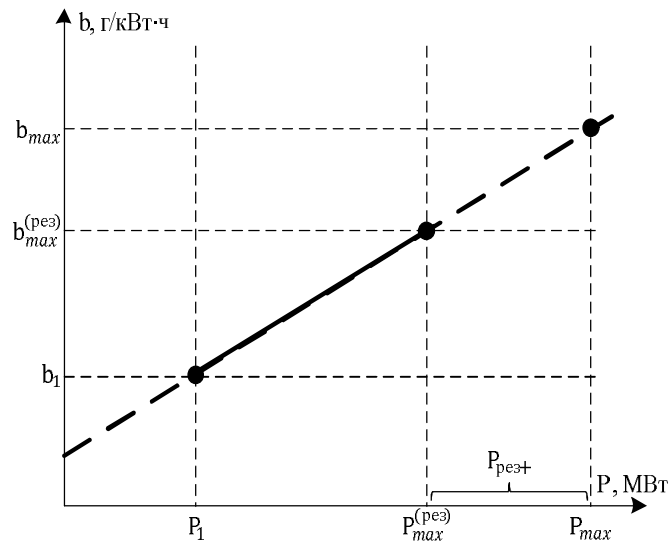


Рис. 6.6

Методы определения стоимостных показателей предоставления вспомогательных услуг по регулированию частоты в части разгрузки электростанций. Исследование влияния значения граничной цены системы Π_p^{PC} на объемы затрат по обеспечению готовности к оказанию ВУ с ПРЧМ и ВРЧМ в аспекте содержания резерва на разгрузку показали, что стоимость резерва на разгрузку генератора определяется уровнем выгоды, которую производитель электроэнергии теряет вследствие дополнительных затрат на производство электрической энергии с целью удержания мощностей на

разгрузку, выведенных в резерв. Для подтверждения этого построим график платежей за резервирование как функцию, значение которой зависит от граничной цены системы: $\Pi_{рез-} = f(\Pi_p^{PC})$. Расчетные точки данной функции приведены в табл. 6.2, а график функции $\Pi_{рез-} = f(\Pi_p^{PC})$ показан на рис. 6.7.

Таблица 6.2

Π_p^{PC}	$-2 \cdot d\Pi_6$	$-d\Pi_6$	0	$d\Pi_6$	$2 \cdot d\Pi_6$
$\Pi_{рез-} = f(\Pi_p^{PC})$	$3 \cdot P_{рез} \cdot d\Pi_6$	$2 \cdot P_{рез} \cdot d\Pi_6$	$P_{рез} \cdot d\Pi_6$	0	$-P_{рез} \cdot d\Pi_6$

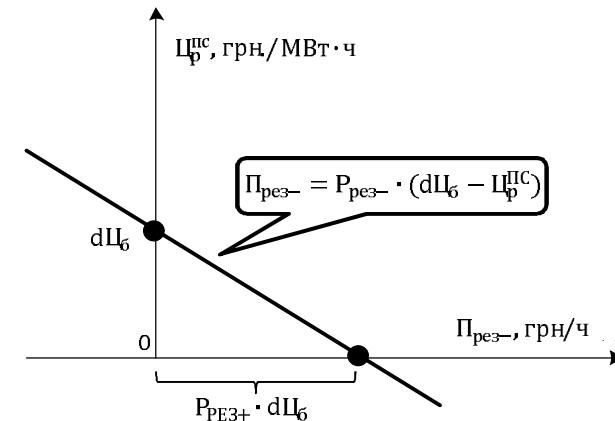


Рис. 6.7

Из рис. 6.7 видно, что для анализа построенной функции, так же, как и в предыдущем разделе, целесообразно выделить три основные области:

- 1) при $\Pi_p^{PC} > d\Pi_6$ значение функции платежа за резерв $\Pi_{рез-} < 0$;

2) при $\Pi_p^{PC} = d\Pi_6$ значение функции платежа за резерв $\Pi_{рез-} = 0$;

3) при $\Pi_p^{PC} < d\Pi_6$ значение функции платежа за резерв $\Pi_{рез-} > 0$.

Рассмотрим подробнее первую и третью области функции $\Pi_{рез-} = f(\Pi_p^{PC})$. Расчетные затраты на производство электроэнергии при работе генератора с минимальной нагрузкой $P_{бр}^{min}$ составляют $D_{розр}^{min} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} - P_1)$ (грн/ч).

Расчетные затраты на производство электроэнергии при работе генератора с содержанием резерва на разгрузку $P_{(рез-)}^{min} = P_{бр}^{min} + P_{рез-}$:

$$D_{розр}^{min-} = \Pi_1 \cdot P_1 + d\Pi_6 \cdot (P_{бр}^{min} + P_{рез-} - P_1) \text{ (грн/ч)}.$$

Тогда разница затрат определяется по формуле

$$\delta D = d\Pi_6 \cdot P_{рез-}.$$

На рис. 6.8 приведен графический пример определения дополнительных расходов (рис. 6.8 в) на производство электроэнергии при работе генератора с минимальной нагрузкой (рис. 6.8 а) и содержанием резерва на разгрузку (рис. 6.8 б) в целях обеспечения готовности к первичному и/или вторичному регулированию частоты.

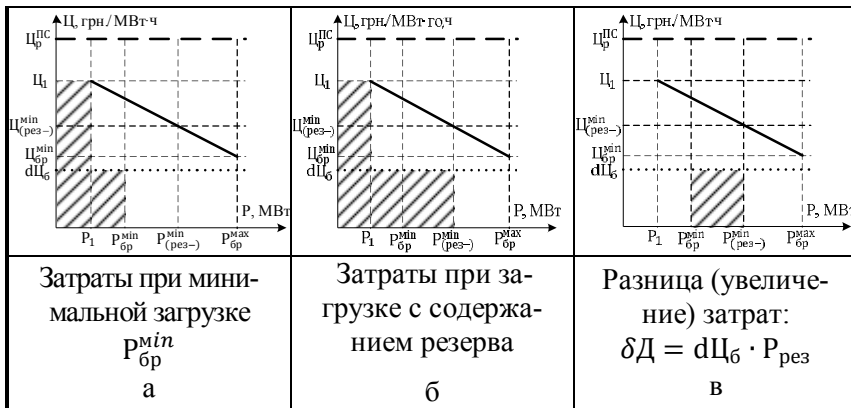


Рис. 6.8

Из рис. 6.8 видно, что увеличение затрат не зависит от соотношения между приращенной ценой $d\Pi_6$ и граничной ценой системы Π_p^{PC} .

В отличие от значения δD , значения как дополнительных платежей, которые производитель получает при содержании резерва на разгрузку, существенно зависят от значения предельной цены системы.

Платежи за производство электроэнергии при работе генератора с минимальной нагрузкой $P_{бр}^{min}$ составляют $T^{min} = \Pi_p^{PC} \cdot P_{бр}^{min}$ (грн/ч).

Платежи за производство электроэнергии при работе генератора с содержанием резерва на разгрузку $P_{(рез-)}^{min} - T^{min-} = \Pi_p^{PC} \cdot (P_{бр}^{min} + P_{рез-})$ (грн/ч).

Тогда разница платежей (дополнительный платеж) определяется по формуле $\delta T = \Pi_p^{PC} \cdot P_{рез-}$.

На рис. 6.9 заштрихованной фигурой показан объем дополнительного платежа, который производитель получает в результате работы генератора с содержанием резерва на разгрузку δT за счет того, что оптовый рынок принимает и оплачивает дополнительно произведенную электрическую энергию при соотношении экономических показателей $\Pi_p^{PC} > d\Pi_6$.

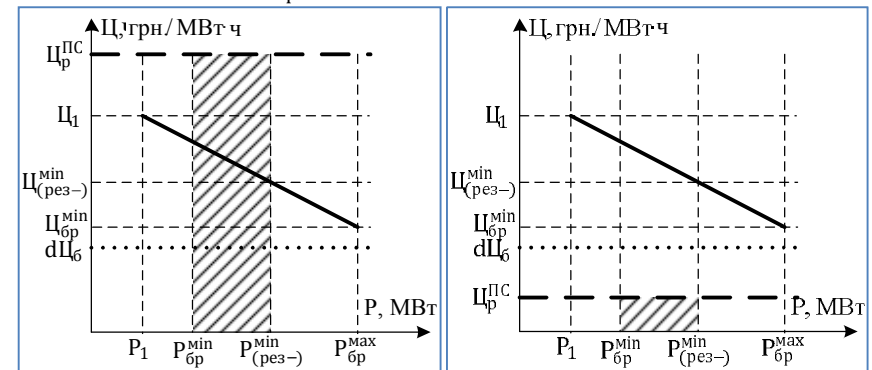


Рис. 6.9

Рис. 6.10

На рис. 6.10 заштрихованной фигурой показан объем дополнительного платежа, который производитель получает в результате

работы генератора с содержанием резерва на разгрузку δT при соотношении экономических показателей $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$.

Зная расчетные расходы и платежи, определим разницу между ними при работе генератора с минимальной нагрузкой P_{6p}^{min} :

$$\Pi^{min} = T^{min} - D_{розр}^{min} \text{ (грн/ч);}$$

$$\Pi^{min} = \zeta_p^{PC} \cdot P_{6p}^{min} - \zeta_1 \cdot P_1 - d\zeta_6 \cdot (P_{6p}^{min} - P_1).$$

Разница между затратами производителя электроэнергии и платежом, полученным при работе генератора с содержанием резерва на разгрузку $P_{рез-}^{min}$:

$$\Pi^{min-} = T^{min-} - D_{розр}^{min-} \text{ (грн/ч);}$$

$$\Pi^{min-} = \zeta_p^{PC} \cdot (P_{6p}^{min} + P_{рез-}) - \zeta_1 \cdot P_1 - d\zeta_6 \cdot (P_{6p}^{min} + P_{рез-} - P_1).$$

При условии выполнения соотношения $\zeta_p^{PC} > d\zeta_6$ производитель имеет дополнительную выгоду от поддержания резерва на разгрузку, которая рассчитывается по формуле

$$P_{рез-} = \Pi^{min} - \Pi^{min-} = P_{рез-} \cdot (d\zeta_6 - \zeta_p^{PC}), \text{ (грн/ч).}$$

На рис. 6.11 заштрихованной фигурой показано полученную производителем выгоду вследствие работы генератора с содержанием резерва на разгрузку $\delta \Pi$ как разницу заштрихованных фигур на рис. 6.8 в и 6.9.

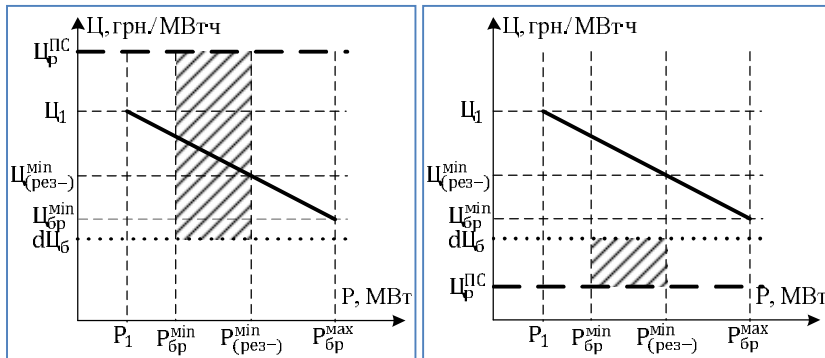


Рис. 6.11

Рис. 6.12

Однако в случае, если $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$, производство электроэнергии является убыточным, что обуславливает появление упущенной выгоды за счет увеличения потерь электростанции (рис. 6.12), то есть $\delta \Pi < 0$.

Графически упущенная выгода представлена заштрихованной фигурой на рис. 6.12, которая получается как разница между фигурами рис. 6.8 в и 6.10.

Таким образом, при поддержании резерва на разгрузку (при условии соотношения экономических показателей при $\zeta_p^{PC} > d\zeta_6$) владелец энергоагрегата увеличивает затраты на производство электроэнергии. При этом увеличиваются и платежи за произведенную электроэнергию. Суммарно выгода от производства электроэнергии увеличивается. То есть владелец энергоагрегата увеличивает выгоду от производства электроэнергии вследствие содержания резерва на загрузку, поэтому необходимость в компенсациях отсутствует. Однако при соотношении экономических показателей $\zeta_p^{PC} < d\zeta_6$ возникает ситуация, когда производство электроэнергии является убыточным. При поддержании резерва на разгрузку владелец энергоагрегата несет большие затраты на производство электроэнергии по сравнению с платежами за произведенную электроэнергию. Это соответственно обуславливает появление и увеличение убытков (при уменьшении ζ_p^{PC}) от производства электроэнергии при содержании резерва на разгрузку.

Таким образом, формула расчета платежей за резерв на разгрузку должна учитывать оба случая и иметь вид

$$P_{рез-} = \begin{cases} 0 & \text{при } \zeta_p^{PC} \geq d\zeta_6 \\ P_{рез-} \cdot (d\zeta_6 - \zeta_p^{PC}) & \text{при } \zeta_p^{PC} < d\zeta_6. \end{cases}$$

Поскольку для ПРЧМ устанавливается симметричный диапазон регулирования, то в случае линеаризованной характеристики расхода топлива дополнительные расходы и выгода при регулировании на загрузку и разгрузку взаимно компенсируются. Поэтому для начислений за вспомогательную услугу ПРЧМ достаточно учитывать только расходы, связанные с содержанием резерва на загрузку, а в учете расходов на разгрузку нет экономически обоснованных потребностей. Поэтому последнюю формулу целесообразно использовать для определения платы за поддержание состояния готовности к

оказанию услуги по ВРЧМ в части разгрузки энергоагрегата электростанции.

6.3 Определение и управление потерями электростанций при регулировании напряжения

Регулирование напряжения является локальной задачей, решение которой необходимо каждому системному оператору любого электроэнергетического объединения [18]. Соответственно задачи по регулированию напряжения должны решаться отдельно для каждой области регулирования. В Украине это может быть реализовано путем обеспечения достаточным количеством источников реактивной мощности для регулирования уровня напряжения в соответствии с действующими стандартами качества электроэнергии [19].

Для нормальной работы сети, обеспечения запаса устойчивости по напряжению в контрольных узлах сети и с учетом ограничений по напряжению относительно работающего оборудования сети необходимо регулировать напряжение в определенных точках системы, чтобы отклонения напряжения от номинальных значений не превышали установленных ограничений [18].

В электроэнергетике Украины используется иерархическая система регулирования реактивных мощностей и напряжений, которые реализуются в виде согласованных действий оперативного персонала различных электроэнергетических объектов и уровней управления (электрические станции, подстанции, предприятия электрических сетей, электрическая система). В электроэнергетических системах предусмотрена установка оборудования, которая реагирует на изменения баланса реактивной мощности. Такое оборудование можно разделить на следующие категории:

- батареи статических компенсаторов и шунтирующие реакторы с возможностью отключения из сети. Эти устройства меняют свою мощность только дискретно через некоторые промежутки времени;

- генераторы электростанций, которые являются источниками реактивной мощности и в основном используются для нужд регулирования реактива в соответствующих областях регулирования,

обеспечивая при этом допустимые уровни напряжения в точках сети, относящиеся к этим областям;

- электронные устройства, например такие, как статические тиристорные компенсаторы, которые могут быстро реагировать на изменения реактивной мощности и компенсировать ее в достаточно широком диапазоне.

Синхронные генераторы электростанций являются наиболее весомыми источниками реактивной мощности в сети (примерно 70%). Кроме генерации активной мощности, в зависимости от величины коэффициента мощности ($\cos\phi$) работы генератора, производится еще и реактивная мощность. У синхронных генераторов различных номинальных мощностей коэффициент мощности для длительных режимов работы колеблется в пределах 0,85 ... 0,95. Номинальный $\cos\phi$ синхронных генераторов средней мощности равен 0,85, а уменьшение нагрузки генераторов сопровождается увеличением их напряжений. В идеальном случае с точки зрения минимальных потерь электроэнергии в системе «электростанция - ЛЭП - потребитель» необходимо создать такие условия, чтобы генераторы электростанций работали с номинальным $\cos\phi$, перетоки дополнительной реактивной мощности по ЛЭП отсутствовали, а потребители работали с $\cos\phi = 1$ без потребления реактивной мощности.

Генераторы электростанций могут работать в широком диапазоне нагрузок и режимов. Это характерно для энергоблоков, работающих в режиме регулирования графика нагрузки электроэнергетической системы. Чем меньше активная загрузка генератора, тем с большим потреблением реактивной мощности может работать генератор. Предельный наименьший ток, который имеет место при отсутствии нагрузки, равен нулю, однако устойчивая работа генераторов в этом режиме возможна только при наличии быстродействующего АРВ. Также возможна работа генератора с реактивной мощностью больше номинальной при токах возбуждения, которые не превышают номинальных значений, за счет снижения активной нагрузки.

Таким образом, одной из основных ВУ является регулирование напряжения и реактивной мощности (РНPM) с использованием генерирующего оборудования электростанций. Причем сегодня плата электростанциям за предоставление этой ВУ в Украине отсутствует, что в свою очередь приводит к усложнению предоставления

ее электростанциями вследствие их экономической незаинтересованности.

Существуют два режима работы синхронного генератора (СГ) при регулировании напряжения и реактивной мощности [20]: перевозбуждение и недовозбуждение. В режиме перевозбуждения в сеть поступают активная и реактивная мощности. В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность при генерации активной мощности. В таких режимах генераторы должны работать во время минимальных нагрузок. Поток реактивной мощности СГ регулируется путем изменения выходного напряжения, которое в свою очередь регулируется путем изменения тока возбуждения. Допустимые ограничения для параметров регулирования реактивной мощности в СГ ограничиваются условиями по нагреву статора и/или ротора. Эти ограничения регламентируются паспортными данными и заводскими инструкциями. Например, заводами гарантируется нормальная работа турбогенераторов при отклонении напряжения статора на $\pm 5\%$, при этом длительно допустимый ток изменяется на $\pm 5\%$. При работе в режимах недовозбуждения вследствие добавления магнитных полей рассеяния лобовых частей обмоток ротора и статора при подмагничивающем характере реакции статора в этих режимах увеличиваются вихревые токи в конструктивных элементах генератора и крайних пакетах активной стали статора. Увеличение вихревых токов вызывает повышенный нагрев соответствующих элементов. Допустимая загрузка генераторов по активной и реактивной мощностям ограничивается их кривой мощности.

Работа генераторов с различными $\cos\varphi$ при нормальных параметрах окружающей среды ограничивается рядом факторов:

- током возбуждения в зоне перевозбуждения при $\cos\varphi < \cos\varphi_{ном}$, поскольку снижение $\cos\varphi$ при неизменной нагрузке сопровождается увеличением тока возбуждения;

- током статора и мощностью турбины в зоне от $\cos\varphi_{ном}$ до $\cos\varphi = 1$, поскольку повышение $\cos\varphi$ при номинальном токе статора сопровождается увеличением активной мощности;

- режимом недовозбуждения, который ограничивается мощностью турбины, током статора, нагревом крайних пакетов статора и устойчивостью.

Кривая мощности синхронного генератора, показанная на рис. 6.13, отражает области режимов его работы. Здесь область 1

соответствует нормальному режиму работы генератора; область 2 – не является нормальным режимом, но и не является опасной областью характеристики работы генератора; область 3 – опасная зона, характеризующаяся повреждением или выходом из-под контроля генератора [21]. Технологические особенности регулирования напряжения и реактивной мощности синхронными генераторами и проведенный анализ публикаций [8, 9, 13-16, 20] по ценообразованию за предоставление ВУ в странах Европы и США позволяют определить три операционные зоны для определения расходов генераторов при предоставлении услуги с РНРМ [22] и дальнейшего формирования платежей за эту вспомогательную услугу (рис. 6.14).

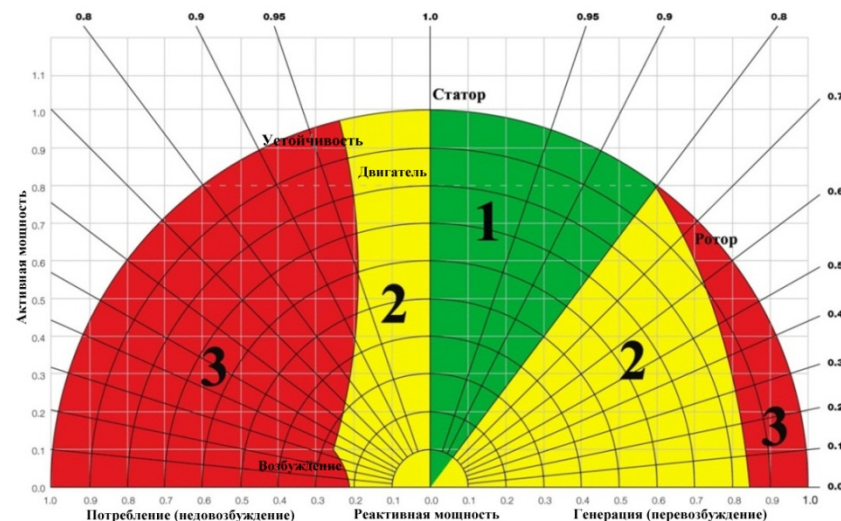


Рис. 6.13

Первая зона $Q_A \leq Q \leq Q_{A+}$ (рис. 6.14) характеризуется наличием условно постоянных издержек (Ипси), к которым теоретически можно отнести капитальные вложения или расходы на модернизацию оборудования генераторов электростанций, а также расходы, которые предопределяются потребностями в активной мощности и ее техническими потерями при осуществлении регулирования напряжения в нормальном диапазоне регулирования. Однако отделение капитальных вложений (или расходов на модернизацию) в

энергоблок с целью регулирования напряжения от капитальных вложений на производство активной мощности часто невозможно, поэтому, как правило, эта составляющая не учитывается при определении платежей за предоставление ВУ с РНРМ, поскольку она покрывается за счет производства электроэнергии. Это также относится и к другим условно постоянным затратам, среди которых можно выделить потребление активной мощности системой возбуждения генератора, потери активной мощности в статоре, роторе и трансформаторе, что является неотъемлемой частью процесса производства электрической энергии. Учитывая сказанное, в большинстве стран Европы, где введена плата за предоставление ВУ за РНРМ, включена составляющая, которая учитывает затраты, $I_{\text{ПИ}} = 0$. Причем поддержание диапазона $Q_{A-} \leq Q \leq Q_{A+}$ является обязательным техническим требованием для генераторов электростанций и определяется при заключении двустороннего договора по предоставлению этой ВУ между СО и соответствующим производителем электрической энергии.

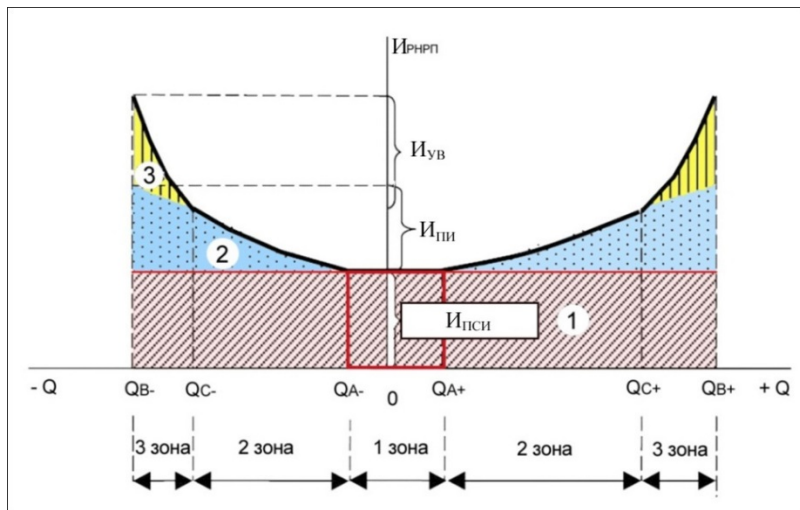


Рис. 6.14

Таким образом, нормальный (или обычный) диапазон регулирования реактивной мощности может быть определен как диапа-

зон, в пределах которого изменение уровня генерирования (или потребления) реактивной мощности не сопровождается существенным изменением расхода топлива и потерь электроэнергии.

Вторая зона ($Q_{C-} \leq Q \leq Q_{A-}$ и $Q_{C+} \leq Q \leq Q_{A+}$) характеризуется появлением условно переменных издержек ($I_{\text{ПИ}}$), которые связаны с дополнительными потерями активной мощности в статоре, роторе и трансформаторе энергоагрегата. Появление этих дополнительных потерь активной мощности обусловлено увеличением диапазона регулирования генератора в соответствии с требованием СО, однако не связано с уменьшением производства электрической энергии. Диапазон регулирования реактивной мощности каждого энергоблока определяется СО на основании данных относительно нормального диапазона регулирования реактивной мощности, предоставленных поставщиками ВУ.

Третья зона ($Q_{B-} \leq Q \leq Q_{C-}$ и $Q_{B+} \leq Q \leq Q_{C+}$) дополнительно к условно переменным издержкам характеризуется появлением упущенной выгоды, возникающей вследствие уменьшения объема генерации активной мощности для обеспечения установленного СО диапазона регулирования реактивной мощности.

Рассмотрим составляющие разработанного метода, учитывающие потери генераторов в определенных выше второй и третьей операционных зонах при предоставлении услуги по РНРМ [23, 24].

Совокупность потерь, которые учитываются при определении условно переменных издержек электростанций во второй операционной зоне, рассчитывается по формуле

$$I_{\text{ПИ}}^{(i)} = I_{\text{ПИ}_T}^{(i)} + I_{(\text{ПИ}_C)}^{(i)} + I_{(\text{ПИ}_P)}^{(i)}, \quad (\text{МВт})$$

где $I_{\text{ПИ}_T}^{(i)}$ – потери активной мощности в повышающем трансформаторе i -го энергоагрегата; $I_{(\text{ПИ}_C)}^{(i)}$ – потери активной мощности в статоре i -го генератора электростанции; $I_{(\text{ПИ}_P)}^{(i)}$ – потери активной мощности в роторе i -го генератора электростанции.

Потери активной мощности в повышающем трансформаторе i -го энергоагрегата, обусловленные генерацией/потреблением реактивной мощности, рассчитываются по формуле

$$I_{\text{ПИ}_T}^{(i)} = \frac{P_{\text{КЗ}} \cdot (Q_{\text{бр}}^{\text{др}(i)})^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (\text{МВт}) \quad (6.9)$$

где $P_{кз}$, МВт – потери короткого замыкания в обмотках трансформатора; $S_{ном}$, МВА – номинальная мощность трансформатора.

Потери активной мощности в статоре i -го генератора электростанции, обусловленные генерацией/потреблением реактивной мощности, рассчитываются по формуле

$$I_{(ПИС)}^{(i)} = \left(\frac{1000 \cdot Q_{бр}^{др(i)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{ст}, \quad (6.10)$$

где $Q_{бр}^{др(i)}$, Мвар – максимальное значение генерации или потребления реактивной мощности в установленном СО диапазоне регулирования реактивной мощности i -го энергоагрегата электростанции; $U_{ном}$, кВ – номинальное напряжение генератора энергоагрегата; $R_{ст}$, Ом – активное сопротивление статора генератора i -го энергоагрегата электростанции.

В свою очередь, значение $Q_{бр}^{др(i)}$ может быть определено в диапазоне от $Q_{бр}^{др(i)-}$ до $Q_{бр}^{др(i)+}$ (соответственно минимальная и максимальная границы установленного СО диапазона регулирования реактивной мощности i -го энергоагрегата электростанции) для каждого расчетного периода.

Однако точное определение уровня генерации или потребления реактивной мощности с дальнейшим определением платы за каждый расчетный период связано с необходимостью построения сложных и дорогих систем регистрации информации и соответственных систем расчета стоимости этой составляющей ВУ по регулированию реактивной мощности. Это на сегодня является сложной задачей ввиду отсутствия в Украине опыта определения потерь и соответственно расходов электростанций за предоставление ВУ с РНРМ.

Учитывая изложенное, предложено в формулы (6.9) и (6.10) подставлять значение $Q_{бр}^{др(i)} = \max(|Q_{бр}^{др(i)-}|, |Q_{бр}^{др(i)+}|)$. Такой подход, с одной стороны, увеличивает значение потерь активной мощности в повышающем трансформаторе и статоре i -го генератора электростанции, а с другой стороны, мотивирует электростанции к обеспечению установленного СО диапазона регулирования реактивной мощности. Увеличение расходов активной мощности в статоре

и повышающем трансформаторе может быть компенсировано непосредственно при расчете платежей за предоставление ВУ с РНРМ путем введения оплаты исключительно за выработанную/потребленную реактивную мощность, которая определяется согласно данным счетчика.

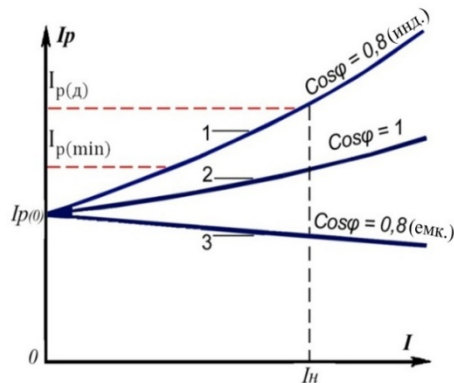
Потери активной мощности в роторе i -го генератора электростанции в течение расчетного периода, обусловленные генерацией/потреблением реактивной мощности, а также входящие в $V_{ТНРП}^{(i)}$, предложено рассчитывать по формуле

$$I_{(ПИР)}^{(i)} = 10^{-6} \cdot \left((I_{р(д)}^{(i)})^2 - (I_{р(мин)}^{(i)})^2 \right) \cdot m_p^{(i)} \cdot R_p^{(i)} \quad (\text{МВт}),$$

где $I_{р(мин)}^{(i)}$, А – сила тока возбуждения, которая определяется по регулировочной характеристике генератора для условий работы этого генератора в режиме технологического минимума; $I_{р(д)}^{(i)}$, А – максимальная сила тока возбуждения при обеспечении установленного СО диапазона регулирования, которая определяется по регулировочной характеристике генератора; $m_p^{(i)}$ – число полюсов обмотки ротора i -го энергоагрегата электростанции, которое определяется по паспортным данным генератора; $R_p^{(i)}$, Ом – сопротивление одной фазы обмотки ротора при температуре 75 °С, которое определяется по паспортным данным генератора.

Из рис. 6.15 видно, что значения $I_{р(мин)}^{(i)}$ и $I_{р(д)}^{(i)}$ берутся для индуктивного значения коэффициента мощности соответственно в точках ($Q_{с+}$) и ($Q_{в+}$) на диаграмме рис.6.13. Это обусловлено тем, что в подавляющем большинстве случаев, регулирование напряжения генераторами электростанций осуществляется именно при индуктивном значении коэффициента мощности. Поэтому при переходе от режима холостого хода ($U = 0, I = 0$) до номинальной нагрузки необходимо ($U = U_n, I = I_n$) значительно (примерно в 2 раза) увеличить ток возбуждения генератора [21]. Кроме того, сложность точного определения значений силы тока возбуждения генератора для определенного периода времени с целью проведения практических расчетов платежей за предоставление ВУ с РНРМ также обуславливает

целесообразность использования предложенного подхода. Рассмотрим особенности появления «упущенной выгоды», которая возникает при необходимости снижения активной нагрузки энергоагрегата электростанции для поддержания заданного СО диапазона регулирования реактивной мощности. При определении «упущенной выгоды» для дальнейших расчетов платежей за



предоставление ВУ с РНРМ практически можно использовать несколько способов определения максимальной активной нагрузки $P_{бр}^{max}$ и расчетного значения активной мощности $P_{бр}^{(p)}$ [23, 24]. Среди способов определения максимальной активной нагрузки энергоблока $P_{бр}^{max}$ следует выделить основные два: согласно максимальной нагрузке турбины; согласно току термической стойкости якоря. Причем в первом варианте выделяется "базовая зона" с интервалом реактивной мощности $[Q_{бр}^{норм-}; Q_{бр}^{норм+}]$, которая соответствует обычному диапазону регулирования реактивной мощности. В пределах этого диапазона предоставление услуги РНРМ не сопровождается заметными потерями для электростанций, и соответственно необходимость компенсации потерь данных отсутствует. К недостаткам такого варианта следует отнести определенную незаинтересованность производителей электроэнергии в предоставлении ВУ РНРМ в пределах номинального коэффициента нагрузки ($\cos\varphi$).

Другой вариант позволяет начислять платеж за предоставление ВУ РНРМ уже в пределах номинального диапазона регулирования реактивной мощности. Платежи в этом случае вычисляются как "фиктивное снижение нагрузки". Это приводит к оплате несуществующих реально дополнительных затрат при регулировании реактивной мощности и соответственно к завышенной стоимости ВУ. Однако, с другой стороны, это будет стимулировать производителей

электроэнергии, которые еще не осуществили модернизацию энергоблоков для расширения диапазона регулирования реактивной мощности, предоставлять максимальный технологически возможный при существующих обстоятельствах диапазон регулирования. Существуют также различные способы определения расчетного значения активной мощности $P_{бр}^{(p)}$, например: на основе характеристики статической устойчивости генератора; по фактическому коэффициенту мощности генератора; на основе «круговой диаграммы».

Для первого способа размеры компенсации упущенной выгоды производителя электроэнергии, обусловленной предоставлением ВУ с РНРМ, рассчитываются исходя из характеристики статической устойчивости энергоблока $P_G(Q_G)$, которая формируется исходя из ограничительных линий, диаграммы статической стойкости. По этой диаграмме определяется предельное значение расчетной нагрузки генератора $P_{бр}^{(p)}$, при котором возможно предоставление ВУ с РНРМ в соответствии со значением, определенным СО для диапазона регулирования реактивной мощности $[Q_{бр}^{(i)-}; Q_{бр}^{(i)+}]$ (рис. 6.13). Преимуществами этого способа являются технологически обоснованные расчеты и зависимость величины компенсации за упущенную выгоду как от уровня нагрузки, так и от технологических ограничений. Но при этом необходимым является построение адекватной диаграммы статической устойчивости генератора, что не всегда возможно осуществить в Украине вследствие недостаточности входной информации и сложности проведения испытаний генераторов.

Второй способ заключается в определении расчетного значения активной мощности $P_{бр}^{(p)}$ по фактическому коэффициенту мощности генератора на основе данных измерения генерации и потребления реактивной мощности. Такой способ характеризуется простотой расчетов, но требует учета фактического коэффициента мощности генератора. Это, в свою очередь, приводит к необходимости в получении данных отдельно по производству и потреблению электроэнергии, что довольно сложно с точки зрения несовершенства систем измерения и обработки данных измерений, а также потенциально приводит к завышению стоимости регулирования реактивной мощности при неполной загрузке генератора.

В последнем способе вместо диаграммы статической устойчивости генератора используется диаграмма, отражающая зависимость $S^2 = P^2 + Q^2$ («круговая диаграмма», рис. 6.16). Предполагается, что в режиме максимально возможного по ограничению мощности турбины активной загрузки $Q_{бр} = 0$ и $P_{бр}^{max} = S_{бр}^{max}$.

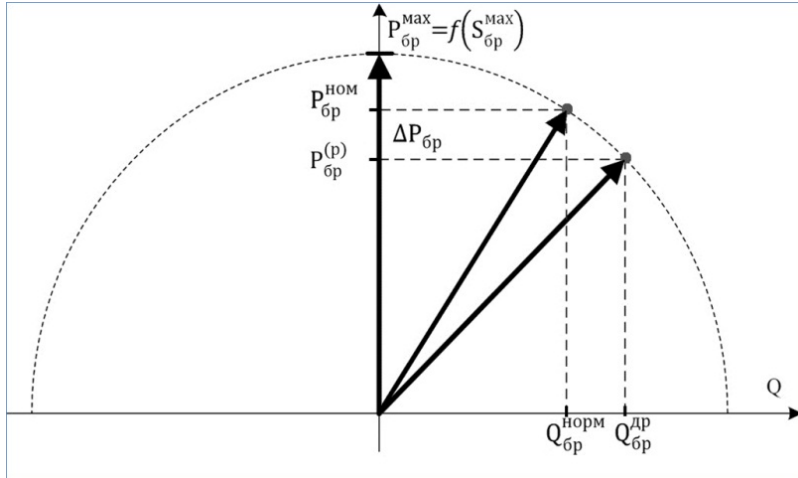


Рис. 6.16

Из рис. 6.16 видно, что для производителей электрической энергии при обеспечении установленного диапазона регулирования по реактивной мощности, величина потерь активной мощности, которая обуславливает появление «упущенной выгоды», рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{бр} = (P_{бр}^{ном(i)} - P_{бр}^{(роз)(i)}), \text{ (МВт)}.$$

Здесь $P_{бр}^{ном(i)}$, МВт – номинальное значение активной мощности i -го энергоагрегата электростанции, которое соответствует границе обычного неоплачиваемого диапазона регулирования реактивной мощности и рассчитывается по формуле

$$P_{бр}^{ном(i)} = \sqrt{(S_{бр}^{max(i)})^2 - (Q_{бр}^{ном(i)})^2}, \text{ (МВт)}$$

где $S_{бр}^{max(i)}$, МВА – максимальная мощность энергоагрегата; $Q_{бр}^{ном(i)}$, Мвар – максимальное значение генерации или потребления реактивной мощности в обычном диапазоне регулирования реактивной мощности, определяется по формуле

$$Q_{бр}^{ном(i)} = \max(|Q_{бр}^{ном(i)-}|, |Q_{бр}^{ном(i)+}|), \text{ (Мвар)}$$

где $Q_{бр}^{ном(i)-}$, $Q_{бр}^{ном(i)+}$, Мвар – соответственно минимальная и максимальная границы обычного диапазона регулирования реактивной мощности; $P_{бр}^{(р)(i)}$, МВт – расчетное значение активной мощности i -го энергоагрегата электростанции, определяется по формуле

$$P_{бр}^{(р)(i)} = \sqrt{(S_{бр}^{max(i)})^2 - (Q_{бр}^{др(i)})^2} \text{ (МВт)}.$$

Если регулирование осуществляется в пределах обычного диапазона ($Q_{бр}^{др(i)} < Q_{бр}^{ном(i)}$), то потери на поддержание диапазона регулирования реактивной мощности при предоставлении ВУ с РНРМ равны нулю.

Таким образом, приведенный способ является более простым с точки зрения его практической реализации и не требует построения диаграммы статической устойчивости генератора, что и обуславливает целесообразность использования этого подхода как основной составляющей метода определения потерь электростанций при определении платы за ВУ по регулированию напряжения. Описанные методы учета потерь активной мощности в соответствующих элементах энергоагрегата, а также метод определения составляющей, компенсирующей утраченную выгоду электростанции при предоставлении ВУ по РНРМ, которая появляется вследствие необходимости снижения активной загрузки, являются основой для разработки методологии ценообразования на предоставление этой услуги в Украине. Применение ее позволит обеспечить стимулирование электростанций к предоставлению услуг по РНРМ.

Список использованной литературы

1. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель // Техн. електродинаміка. – 2011. – №. 2. – С. 36-43.
2. Оператор ринка (регулюючий надзор). Тематический доклад // KEMA International B.V. Комитет по лицензированию и конкуренции ЭРРА. – 2007. – С. 123.
3. Exchange of services between large electricity generating plants and high voltage electric power systems. CIGRE Technical Brochure// CIGRE. Joint Working Group 39/11 'Power System – Power Plants Interaction. – 1999.
4. Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market // Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC. – 2003. – P. 84.
5. Promoting Wholesale Competition Through Open-Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities // FERC Stats. – 1996. - Order No. 888.
6. Grayson Heffner, Charles Goldman, Brendan Kirby, Michael Kintner-Meyer. Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience // ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. – 2007. – P. 50.
7. Ricardo Raineri B., DenebSchiele M. Technical and economic aspects on ancillary services markets in the electric power industry// CONICYT, Chile. – 2004 Project № 1010750 – P.18.
8. Rebours Y. G., Kirschen D. S., Trotignon M., Rossignol S. A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part I: Technical features // IEEE Trans. Power Syst. – 2007. – Vol. 22. – № 1. – P. 350–357.
9. Rebours Y. G., Kirschen D. S., Trotignon M., Rossignol S. A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part II: Economic features // IEEE Trans. Power Syst. – 2007. – Vol. 22. – № 1. – P. 358–366.
10. Проект Кодексу електричних мереж України // Міністерство палива та енергетики України, 2009.
11. Порядок надання та принципи ціноутворення на ринку системних (допоміжних) послуг в електроенергетиці України: Перша редакція // НЕК «Укренерго». – 2007. – С. 47.
12. Основні засади функціонування ринку системних (допоміжних) послуг та Порядок надання системних (допоміжних) послуг в електроенергетиці України. Проект // НЕК «Укренерго». – 2007. – С. 106
13. Hasanpour S., Ghazi R., Javid M. H. A new approach for cost allocation and reactive power pricing in a deregulated environment// Electrical Engineering. – 2009. – № 91. – P. 27-34.

14. Hirst E. Y., Kirby B. J. Ancillary Services Details: Voltage Control // Oak Ridge National Laboratory ORNL. USA. – 1997. – С. 453.
15. Code Requirement for Reactive Capability // National electricity market management company limited, Australia. – 1998. – V. 2, № 18.
16. El-Samahy K., Bhattacharya C., Cañizares A. A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets // Power Systems Conference and Exposition. – 2006.
17. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2013. – №.5. – С. 55-60.
18. UCTE Operation Handbook. – UCTE. – 2004.
19. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 1997.
20. An Introduction to Reactive Power // National grid. UK – 2001.
21. Methodology for Calculation of reactive Power Capability Data // Network Operations. National Grid. – Issue 17. – 2011.
22. Кириленко О.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б., Танкевич С.Є. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах // Пр. ІЕД НАНУ: Зб. наук.пр. – К.: ІЕД НАН України. – 2013. – Вип. 35. – С. 23 – 29.
23. Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення втрат електростанцій при наданні допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в ОЕС України// Пр. ІЕД НАНУ: Зб. наук.пр. – К.: ІЕД НАН України. – 2012. Вип. 33. – С. 142 – 148.
24. Блінов І.В., Парус Є.В., Савченко С.С. Способи визначення оплати за регулювання напруги та реактивної потужності електростанціями в Україні // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Силова електроніка та енергоефективність». – 2012. – Ч.1. – С. 165 - 167.

Основные сокращения в главе 6

БР	– балансирующий рынок
ВРЧМ	– вторичное регулирование частоты и активной мощности
ВУ	– вспомогательная услуга
ПРЧМ	– первичное регулирование частоты и активной мощности
РДДБ	– рынок двусторонних договоров и балансирующий рынок

ГЛАВА 7

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ В SMART GRID

Анализ состояния и перспектив развития Smart Grid в электроэнергетике еще несколько лет назад демонстрировал прямо противоположные мнения и выводы. Последние данные говорят о необратимости процессов, происходящих в области Smart Grid. Приведем несколько выдержек из многочисленных статей, опубликованных на эту тему: ...Esti CIS, Huawei и “Ангстрем” становятся стратегическими партнерами в сфере построения интеллектуальных систем управления Smart Grid для российской энергетики (сайт Esti CIS); «Государственная компания ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» активно рассматривает Smart Grid и реализует пилотные технические проекты.» [1]; вышел стандарт Facility Smart Grid Information Model в области Smart Grid [1]. В США и Евросоюзе развитие признано ключевой задачей на государственном уровне, в решение которой инвестируются 30-50 млрд дол. США [2,3]; КНР до конца 2016 года намерено вложить 250 млрд дол. в обновление сетевого хозяйства, включая 45 млрд дол. напрямую в технологии Smart Grid. Что касается мировой тенденции, то, согласно данным Memoogi Research, общий объем мировых продаж Smart Grid-продуктов в 2012 году составил почти 36,5 млрд дол., а динамика последних трех лет (по данным портала SmartGrid.ru) показывает средний годовой рост на уровне около 35 %. Подобные высказывания и конкретные примеры технической реализации и направления финансов в развитие Smart Grid можно продолжать и продолжать.

Важно отметить, что становление Smart Grid невозможно без применения средств силовой электроники, в частности, преобразователей параметров электрической энергии, которые выступают конфигураторами сети и устройствами, обеспечивающими согласование работы отдельных её участков, генераторов и нагрузок. Учи-

тывая многофункциональность средств силовой электроники в Smart Grid, следует по-новому взглянуть на проблему создания систем управления, связанных с глобальными информационными системами, датчиками состояния окружающей среды, датчиками, определяющими комфортность пользователя и обеспечивающими совместную работу совокупности разнообразных преобразователей параметров электрической энергии. Такая система управления должна строиться как контекстно-зависимая с использованием онтологической базы знаний.

Рассматривая Smart Grid и как объект, и как непрерывную развиваемую концепцию функциональности и уровня квалификации энергосистем различного технического и когнитивного наполнения, можно сказать, что в XXI веке Smart Grid получит статус идеологии, доминирующей в энергетике. Используя представление о феноменологическом нелинейном квадратичном взаимодействии, ответственном за наше развитие, можно говорить о том, что вхождение техносциума Smart Grid в фазу зрелого развития произойдет в несколько ближайших десятилетий.

7.1. Унитарность силовой электроники и Smart Grid

Рассматривая унитарность понятий силовая электроника и Smart Grid, оценим некоторые тренды развития энергетики для развитых или постиндустриальных стран.

Во-первых – тенденция опережающего роста ВВП по сравнению с темпами расширения потребления первичной энергии или роста энергоэффективности ВВП, что указывает на уменьшение процентного содержания в общем энергетическом балансе энергии, характеризующейся высоким уровнем плотности и обязательным выполнением условия непрерывности потока энергии [4].

Во-вторых – увеличение в общем энергетическом балансе процентного содержания энергии, потребляемой сферой услуг и быта, при уменьшении процентного содержания энергии производственного и сельскохозяйственного секторов, что иллюстрируется увеличением, начиная с 1940 г., процентного содержания рабочей силы, задействованной в сфере услуг и бытовом секторе (кривая СУ на рис. 7.1), и уменьшением процентного содержания рабочей силы,

занятой в производстве и сельском хозяйстве (кривые П и СХ на рис. 7.1 соответственно). Такое перераспределение в сфере потребления энергии позволяет увеличить долю низкоплотной энергии и соответственно производство ее перенести на системы распределенной или рассредоточенной генерации накопления и консервации.

В-третьих – увеличение темпов прироста потребления энергии на душу населения за счет повышения энергонасыщенности бытового оборудования и индивидуального транспорта при одновременном уменьшении практически до нуля темпов прироста населения. Увеличение темпа прироста потребления энергии примерно в 3 раза с 1965-1970 гг. до 2000-2005 гг. (кривая 1, рис. 7.2) и уменьшение темпа прироста населения (кривая 2, рис. 7.2) для постиндустриальных стран показывают существенное расхождение данных трендов. Указанные тенденции отражают увеличение доли сектора индивидуального потребления электроэнергии, что также отражает рост доли энергии низкой плотности с возрастанием возможностей использования распределенной генерации.

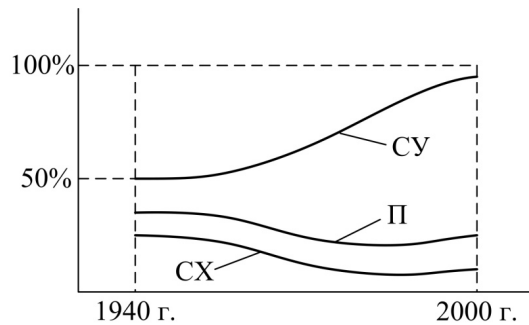


Рис. 7.1. Изменение процентного соотношения распределения по отраслям рабочей силы в постиндустриальных странах

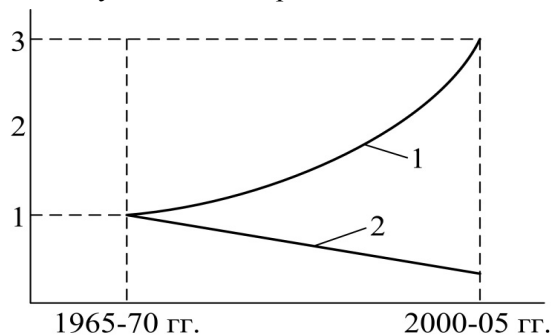


Рис. 7.2. Тренды изменения темпов роста населения и потребления энергии

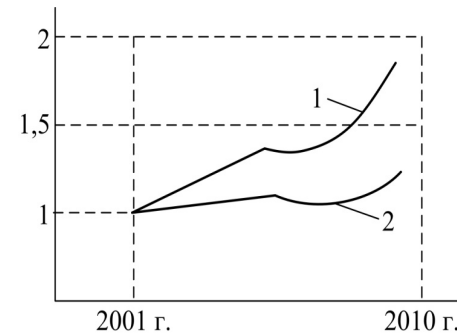


Рис. 7.3. Тренды прироста средств, направляемых на НИОКР

средств, направляемых на НИОКР в области ВИЭ (кривая 1, рис. 7.3) и средств на НИОКР в целом по электроэнергетике (кривая 2, рис. 7.3). Как тренды потребления, так и тренды средств, направляемых на НИОКР, указывают на опережение, связанное с развитием ВИЭ.

В-пятых – приобретают ускоренное развитие системы накопления энергии. Действительно, поток первичной энергии ВИЭ имеет нестабильный характер, связанный с климатическими явлениями, и поставка электроэнергии высокого качества от систем распределенной генерации без применения соответствующих систем накопления и консервации энергии практически невозможна. Предполагается, что в ближайшие несколько лет годовые темпы роста рынка накопителей энергии будут составлять примерно 80 % при снижении стоимости их энергии в несколько раз, при одновременном возрастании стоимости энергии, полученной традиционными способами [5]. Следует отметить, что накопители энергии выгодно использовать не только в системах с ВИЭ, но и в обычных сетях.

Каким бы всесторонним аспектам не отвечало понятийное содержание Smart Grid, *основной целью развития этого направления является создание систем генерации, передачи, распределения, накопления и использования электроэнергии с максимально возможной эффективностью при удовлетворении требований достижения индивидуальной комфортности потребителя при его участии в формировании управляющих воздействий технического, экономи-*

В-четвертых – превышение прироста потребления энергии, получаемой от систем распределенной генерации или возобновляемых источников энергии (ВИЭ), при меньшем общем приросте потребления. Начиная с 2001 г. существенно расходятся тренды относительного прироста доли потребления энергии, получаемой от ВИЭ, и прироста общего потребления, а также тренды прироста

ческого и социального характера. Вне зависимости от уровня мощности, системы Smart Grid должны удовлетворять таким **требованиям** [6], как: 1) разносторонний обмен электрической энергией; 2) работа с разнотипными источниками электроэнергии; 3) возможность накопления и консервации энергии; 4) адаптивность свойств сети для эффективной работы в изменяющихся условиях генерации и потребления; 5) самовосстанавливаемость; 6) открытость системы в энергетическом и информационном аспектах; 7) высокая информационная насыщенность системы, обеспечивающая наблюдаемость, когнитивность управления и обучаемость.

Конкретизация понятия Smart Grid относительно электроэнергетических систем различного технического уровня инициировала появление таких терминов, как Strong Smart Grid (SSG) – сети напряжения выше 110 кВ, Regional Smart Grid (RSG) – напряжение от 3 до 110 кВ, и Micro Smart Grid (MSG) – напряжение 0,4-3 кВ. Функции этих систем определяются задачами, приведенными в табл. 7.1, характерными непосредственно для самих систем и возникающими при их объединении, что определяет особенности построения оборудования в узлах их соединения и в узлах подключения нагрузок. Практическое решение перечисленных задач может быть осуществлено на основе применения средств силовой электроники и, в частности, на основе широкого внедрения преобразователей параметров электрической энергии [7]. Средства силовой электроники являются органическими элементами рассматриваемых систем, без которых о каком либо построении Smart Grid говорить не приходится.

Выбор типа и структуры полупроводниковых преобразователей, предлагаемых для использования при соединениях различных систем, следует проводить с учетом характера изменения параметров электрической энергии, характерных для той или иной системы. Основными особенностями SSG, RSG и MSG систем является существенное различие изменения параметров их электрической энергии во времени. Для SSG систем характерна относительно высокая стабильность параметров энергии.

В RSG системах происходит некоторое, а временами и значительное, но, как правило, не выходящее за некоторые границы, изменение параметров энергии, обусловленное типом подключаемых нагрузок и мощностью трансформаторных подстанций. Причем

меньшей мощности линий RSG соответствует большая нестабильность параметров. Для MSG, работающих с различными типами ВИЭ и большим разнообразием нагрузок, характерно различное по скорости и не ограниченное по диапазону и времени изменение параметров энергии. Такие системы следует отнести к системам с пертурбационными параметрами электрической энергии. Пертурбационность параметров преобразуемой энергии отражается в соответствующих требованиях построения накопителей, преобразователей и их систем управления [8, 9, 10].

Таблица 7.1

Ведомые SG	Ведущие SG		
	SSG	RSG	MSG
SSG	SSG ↔ SSG* -цифровые подстанции; -согласование параметров, компенсаторы, вставки постоянного тока; -отключение-включение; -управление генерирующими мощностями, управление ОБ генераторов; -обеспечение нагрузочных параметров	RSG Переход на самостоятельную работу при аварийных ситуациях в SSG	MSG Переход на самостоятельную работу при аварийных ситуациях в SSG и RSG
RSG	SSG → RSG -управляемая нагрузка с регулированием параметров потребления и генерации; -инжекция ЭЭ; -генерирование реактивной энергии; -демпфирование переходных процессов в SSG; -формирование виртуальных генерирующих мощностей; -накопление, консервация энергии	RSG ↔ RSG -определение в долгосрочном прогнозе наиболее энергоемкой RSG из взаимодействующих, придание статуса ведущей и решение задач SSG → RSG	MSG Переход на самостоятельную работу при аварийных ситуациях в RSG

Продолжение табл. 7.1

MSG	SSG → RSG → MSG - работа на участке «последней мили»; - потребитель-регулятор; - решение задач SSG → RSG	RSG → MSG - определение в долгосрочном прогнозе наиболее эффективных MSG в части: - потребления энергии; - инъекции энергии; - корректировки формы U, I; - компенсации; - накопления, консервации; - создания виртуальных генераторов	MSG ↔ MSG - определение в оперативном прогнозе наиболее энергоемкой MSG из взаимодействующих, придание статуса ведущей и решение задач RSG → MSG
-----	---	--	---

*Стрелки указывают на взаимодействие систем с возможным обменом энергией.

Силовая электроника в системах Smart Grid. По отношению друг к другу одна из систем Smart Grid или ее часть выполняет роль ведущей, а другая, другие или их части – роль ведомых. Кроме того, как ведущая, так и ведомые части Smart Grid находятся в постоянной ситуации варьирования конфигурации сети, обусловленной нестационарностью потоков энергии как поступающей от распределенных генераторов, так и потребляемых изменяющимися нагрузками. Осуществление согласованного взаимодействия частей Smart Grid, генераторов и нагрузок, включающихся в конкретные моменты времени в систему, обеспечивается устройствами силовой электроники или преобразователями путем реализации следующих функций:

во-первых, эти устройства должны выполнять роль конфигураторов электрической сети с обеспечением определенных режимов работы как генерирующих устройств, так и ведущих и ведомых участков сети. Конфигурация сети может изменяться посредством применения устройств, сочетающих контакторы с твердотельными коммутаторами, реализующими быструю коммутацию с одновременной разгрузкой механических контакторов, что позволяет обеспечить гальваническую развязку и реализацию длительного срока эксплуатации при многократной коммутации [7]. Коммутация с од-

новременным обеспечением необходимого режима работы – источники напряжения, источники тока, отбор энергии постоянной мощности, реализация необходимой формы напряжения или тока – достигается путем применения управляемых выпрямителей и инверторов [11, 12]. Например, в узлах объединения систем полупроводниковые преобразователи, выполняя роль регуляторов параметров активной и/или реактивной энергии, обеспечивают синхронизацию и согласование их работы. Системы Smart Grid могут выступать не только в качестве ведущих и ведомых, но и работать в одной сети независимо при развязке их вставками постоянного тока. С начала 50-х годов до конца 90-х прошлого столетия в мире построены и эксплуатируются более 70 систем передачи постоянным током либо как вставок, либо как линий, осуществляющих передачу энергии на расстояния от 100 до 1500 км с напряжениями от 50 до 600 кВ и на мощности от 20 до 3000 мВт. Перспективным направлением является и применение передачи постоянным током с напряжением 1000 кВ [12]. В этом случае в начале напряжение преобразуется в постоянное, а затем в переменное, что выполняют выпрямители и инверторы, в настоящее время многоуровневые [12, 13], снабженные фильтрами, выделяющими основную гармонику. Практическое применение вставки постоянного тока реализовано, например, на подстанции "Выборгская" с реализацией реверса потока энергии;

во-вторых, преобразователи должны выполнять традиционную для них роль формирователей напряжения (тока) и стабилизаторов параметров электрической энергии. Особую актуальность эта роль приобретает при работе преобразователей в Smart Grid с пертурбационными параметрами электрической энергии. Это, как правило, MSG, насыщенные ветро- и солнечными генераторами, устройствами накопления энергии и обслуживающие большое количество разнотипных по характеру и мощности нагрузок с практически произвольным временем включения и длительностью работы. В этом случае на преобразователи ложатся задачи: 1) обеспечения максимально возможного отбора энергии от возобновляемых источников; 2) обеспечения стабильных параметров электрической энергии как отдаваемой в общую сеть, так и питающей произвольные подключаемые нагрузки;

во-третьих, преобразователи должны выполнять роль оптимизаторов режимов работы отдельных генераторов и сети в целом в

ситуации непрерывно-дискретного изменения конфигурации сети. Например, учет поворота лопастей ветрогенератора при изменении силы ветра, характера и величины нагрузки участка цепи, подключенной к генератору, позволяет с одновременным регулированием $\cos\varphi$ регулировать угол нагрузки θ , обеспечивая возможность максимального отбора энергии от генератора. При этом преобразователь, вне зависимости от формы тока потребляемого нагрузкой, обеспечивает форму тока и форму напряжения на выходе генератора соответствующих активной нагрузке. Следует обратить внимание на необходимость развития работ в области измерения и корректировки $\cos\varphi$ в динамических режимах [16], что приобретает актуальность в связи с непрерывным переключением при изменении конфигурации сети и изменении режимов работы генераторов и нагрузок. В настоящее время это направление актуально в сетях электроснабжения подъемно-транспортных механизмов при регулировании преобразователями скорости и осуществлении реверса. Отметим, что повторяемая в литературе легенда о генерации ключами реактивной энергии [12] не имеет физического смысла и несет ложные теоретические послышки. Корректировка $\cos\varphi$ осуществляется преобразователями путем подключения к некоторому участку цепи и по определенному закону реактивных элементов и/или дополнительных источников энергии с переносом части энергии в высокочастотную область спектра и соответственно приводит к необходимости фильтрации высокочастотных составляющих.

Перечисленные функции преобразователей (конфигурации, стабилизации, оптимизации) реализуются либо путем построения традиционной распределенной или рассредоточенной системы расположения преобразователей, включенных возле генераторов и нагрузок, либо путем построения преобразовательных подстанций, объединяющих отдельные преобразователи с организацией путей передачи энергии между ними. Так как силовые структуры схем преобразователей могут быть сведены к схемам матричных преобразователей, то организация путей передачи энергии от одних матричных структур к другим приводит к новому, **тензорному принципу** построения силовых структур преобразователей (рис. 7.4) и соответственно позволяет использовать теорию тензоров для описания направлений передачи и преобразования энергии. Тензорный принцип построения силовых структур преобразователей парамет-

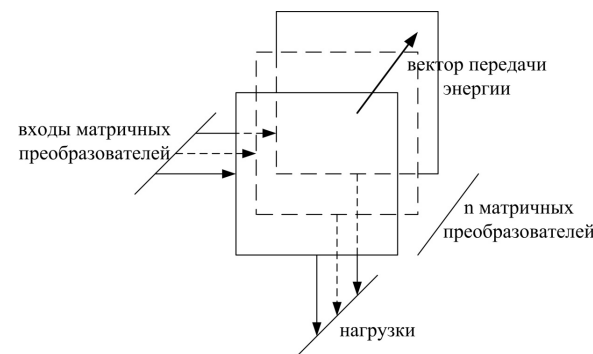


Рис. 7.4. Тензорный принцип построения силовых структур преобразователей

ров энергии позволяет конфигурировать сеть Smart Grid в отдельном функциональном блоке, что должно привести к повышению оперативности и реализации новых возможностей по оптимизации структуры сети и силовой структуры преобразователя для каждого конкретного ре-

жима работы. Рассредоточенная и тензорная структуры построения преобразователей и перечисленные функции отражают структурно-энергетическую унитарность устройств силовой электроники и Smart Grid.

Органичная роль устройств силовой электроники в части оперативной конфигурации структуры сети, оптимизации режимов работы, стабилизации и управления параметрами электрической энергии обуславливает актуальность применения новых методов анализа, синтеза и управления. Распространение различных видов модуляции при формировании требуемых параметров электроэнергии предопределяет применение теории **многомерных**, в частности, двойных рядов Фурье [14, 15] и многомерного (двойного) преобразования Лапласа [15]. Использование математического аппарата двух переменных позволяет решать задачи, недоступные одномерному анализу. Например, рассчитывать параметры субгармоник, частоты которых определяются комбинационными составляющими $(n\omega \pm m\Omega \pm \dots \pm q\varpi)$ основной (ω) и модулирующих (Ω, \dots, ϖ) частот (сигналов), возникающих в установившихся и переходных режимах работы преобразователей. Наличие таких гармоник может вызывать подмагничивание магнитных элементов, приводить к нерегламентированным режимам работы конденсаторов, провоцировать и возбуждать колебания движущихся механических частей

генераторов и нагрузок. При одномерном анализе многие такие процессы остаются вне поля зрения разработчиков.

В области управления комплексами рассредоточенных преобразователей или преобразовательными подстанциями получают развитие **онтологические системы управления**, которые относятся к устройствам высокого уровня [7, 16] по отношению к драйверам и микропроцессорным системам управления отдельными преобразователями. Система управления, гармонизирующая работу преобразователей и соответственно Smart Grid, находится в таких условиях работы, при которых необходимо накапливать и обрабатывать большое количество разнородных по представлению и формат первичных потоков информации и различных организаций баз знаний. В этом случае к наиболее эффективному средству представления и использования знаний относятся онтология и соответственно системы управления, построенные на этом принципе. Онтология обеспечивает: во-первых, формальное описание разнородных баз знаний; во-вторых, построение модели знания в данной предметной области, что формализует представление основных понятий и связей между ними и, в итоге, позволяет формализовать процесс принятия решения. Такие системы управления, кроме обработки, классификации и хранения в виде баз знаний нормативных, дискриптивных и нормативно-дискриптивных потоков информации, обеспечивают реализацию знаний как лиц, принимающих решение опосредованно, через используемые в системе алгоритмы, так и лиц, принимающих решение непосредственно, одновременно являющихся пользователями и решающими задачу достижения индивидуальной комфортности при формировании управляющих воздействий технического, экономического и социального характера [7]. Кроме обработки потоков информации, генерируемых непосредственно внутри Smart Grid, онтологическая система управления обрабатывает потоки информации, поступающие от глобальной информационной системы (ГИС), что на основе интеграции информации и соответствующего ее использования позволяет придать системе управления свойства **антиципации**. Работы в области построения **онтологических антиципационных систем управления** преобразовательными подстанциями или комплексом рассредоточенных преобразователей, содержащихся в Smart Grid, представляют новое направление в части интеллектуализации

управления преобразователями. Перечисленные особенности построения систем управления отражают информационную унитарность состояния преобразователей с состоянием Smart Grid.

Таким образом, унитарность средств силовой электроники с составляющими Smart Grid отражается энергетическим и информационным аспектами взаимодействия, рассмотренными выше. Энергетический аспект применения устройств силовой электроники в системах Smart Grid отражает реализацию таких функций: 1) конфигурация системы; 2) согласование, управление и стабилизация параметров; 3) оптимизация структуры и режимов работы. Информационный аспект отражает реализацию онтологических систем управления, позволяющих придать управлению системой преобразователей свойств антиципации на основе использования когнитивного подхода при работе с базами знаний глобальной и собственной информационной системы Smart Grid.

7.2. Концепция и принципы построения контекстно-зависимой системы управления

Одним из ключевых направлений концепции Smart Grid является разработка принципов вовлечения в управление электропотреблением как отдельных активных потребителей, так и коллективных **интеллектуальных микросетей** [8]. В связи с особым вниманием к процессу интеграции в Smart Grid элементов распределенной генерации энергии, приведем основные признаки, характеризующие MSG [17].

MSG характеризуется признаками, приведенными в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Отличительные признаки MSG

№ п/п	Признак	Описание признака
1	Тип выполняемой задачи	Обеспечение: 1) жизнедеятельности; 2) низкоэнергетического производственного процесса; 3) накопления энергии

Продолжение табл. 7.2			
2	Мощность потребления	Десятки, сотни киловатт – ед. мегаватт	
3	Источники питания	1. RSG – подстанции с максимальным выходным напряжением 400 В – 3 кВ. 2. Альтернативные источники энергии. 3. Накопители энергии	
4	Расположение по площади или занимаемому объему	Площадь или объем, контролируемые небольшой группой людей	
5	Лицо, принимающее решение интуитивно (ЛПРИ)	Описание	Требование
		Человеко-машинная система, обеспечивающая моделирование сценариев управления, исходя из контекста (смена стимулов и целей)	Заинтересованность в обеспечении: 1) бесперебойного рационального управления; электропотребления; 2) наилучшего соотношения цена/качество; 3) комфорта потребителя; 4) участия потребителя в формировании управляющих воздействий; 5) продажи излишков генерируемой энергии
6	Лицо, принимающее решение опосредованно (ЛПРО)	Человеко-машинная система, обеспечивающая общее управление по ранее разработанным моделям сценариев управления	Обеспечение: 1) надежности; 2) устойчивой работы; 3) минимизации затрат

Отметим следующие ключевые технические и информационные составляющие, которые находятся в основе построения MSG [18, 19, 20, 21]:

1) размещение измерительных приборов и устройств в узлах подключения генераторов и нагрузок;

2) усовершенствованные методы управления, основанные на применении системы микропроцессорного управления, и приложения для анализа энергосистемы, работающие в режиме реального времени;

3) применение усовершенствованных технологий и компонентов электрической сети;

4) операционные приложения, позволяющие реализовать новые алгоритмы и методы управления энергосистемой;

5) интегрированные коммуникации, которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что и создает, по существу, Smart Grid как технологическую систему.

Таким образом, MSG представляет собой электрически распределенную систему, содержащую нагрузки, и распределенную генерацию (распределенные генерирующие установки, устройства аккумулирования), которая может работать скоординированно и контролируется как будучи присоединенной к основной энергосистеме, так и в изолированном режиме [9, 22]. Обобщенная структурная схема MSG (рис. 7.5), содержащая, как правило, несколько электрогенераторов и альтернативных источников питания, в том числе возобновляемых, например, ФБ - фотобатарея, ВГ - ветрогенератор, ДГ - дизель-генератор, АБ - аккумулятор в режиме разряда, которые подключаются к нагрузкам через коммутирующие устройства и/или через преобразователи электроэнергии.

Разнородное электротехническое оборудование, представленное на рис. 7.5 в виде нагрузки Z_n , представляет собой, например: системы микроклимата, сигнализации, освещения помещений, территории, оборудования бассейна, контроля доступа и т.п. В современных объектах насчитываются несколько сотен наименований электробытовых приборов различного использования в сетях MSG [10]. Преобразователи параметров электрической энергии (Пр) (компенсаторы реактивной мощности, фильтры, корректоры, стабилизаторы, широтно-импульсные преобразователи, выпрямители, инверторы) с системами управления осуществляют: регулировку режимов работы генераторов и нагрузок (Z_n); стабилизацию и нормирование параметров электрической энергии в общей системе.

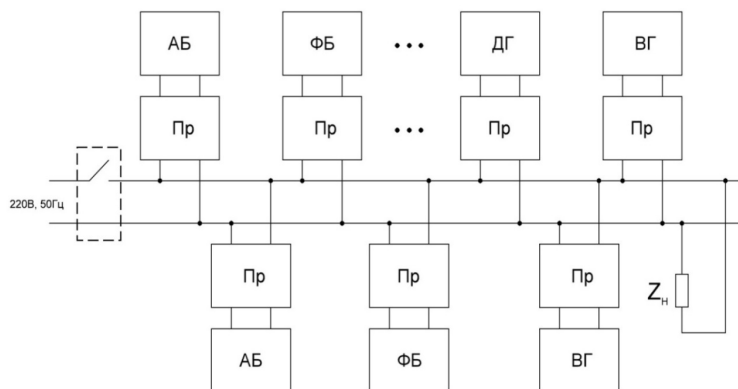


Рис. 7.5. Обобщенная структурная схема MSG

В настоящее время существует необходимость создания программного обеспечения для определения энергоэффективных рабочих режимов оборудования в составе автономных систем с использованием рассредоточенных источников энергии. Обеспечение необходимых режимов работы MSG, ориентация используемых моделей и алгоритмов на конкретный набор применяемого оборудования, ограниченность собственным производимым оборудованием, быстрое расширение номенклатуры энергетического оборудования для ВИЭ диктуют необходимость создания универсальных алгоритмов управления работой MSG на основе применения моделей энергетических балансов с учетом использования в MSG источников энергии различной физической природы [23].

Теории и технологии управления. Контроль и регулирование рабочих параметров электротехнических устройств осуществляются преобразователями, работа которых контролируется многоуровневой системой управления (СУ) (рис. 7.6), состоящей на первом уровне из драйверов силовых ключей (ДР), а на втором уровне из микропроцессоров (МП). В рассмотренных СУ [24, 25, 26] реализуется нормативный подход в управлении преобразователями (рис. 7.6), который основывается на жестких, четко заданных алгоритмах управления. В основе их лежат физические законы [27]. Драйверы силовых ключей выполняют функцию согласования уровней управляющих напряжений MOSFET и IGBT транзисторов,

а также обеспечивают защиту от короткого замыкания, понижения напряжения питания, сквозных токов, пробоя затвора, перегрева транзисторов и других возможных аномальных явлений.

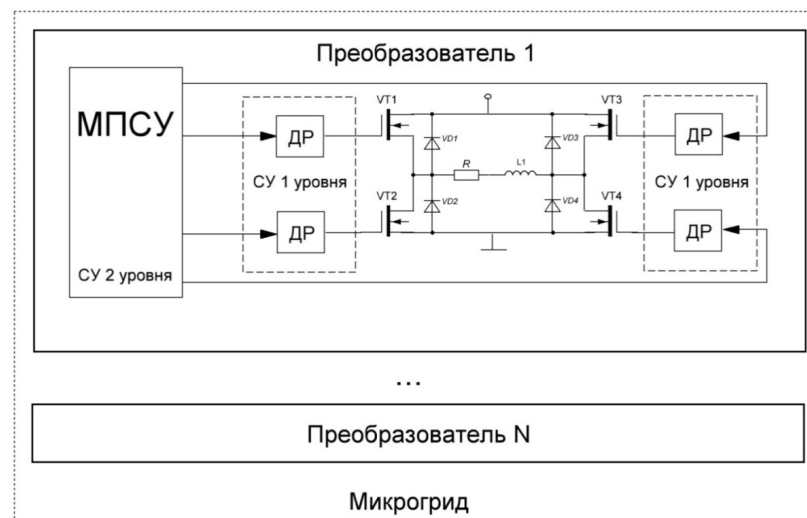


Рис. 7.6. Структурная схема двухуровневой системы управления преобразователями

На втором уровне или уровне микропроцессорных систем управления (МПСУ) также реализуется управление в рамках нормативного подхода. На основе данных, полученных от аналоговых и цифровых датчиков среды MSG, вычисляются электротехнические параметры и генерируются управляющие импульсы для драйверов силовых ключей; выполняются диагностика и обработка аварийных ситуаций в зависимости от сигналов с датчиков, а также реализуется управление по заранее определенным алгоритмам работы.

Согласно данным, полученным от датчиков, в МП системах управления рассчитываются (I_a, I_b, I_c) , (U_a, U_b, U_c) , $(\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c)$ – токи и напряжения и угол сдвига фаз между током и напряжением; f – частота, а также величины скважности, длительности импульсов, времени задержки включения силовых транзисторов.

На микропроцессорном уровне возможна реализация следующих способов управления отдельными нагрузками [10, 28]:

1. Управление по временному показателю:
 - 1) искусственное изменение моментов коммутации нагрузок после поступления запроса на включение – устройство включается с некоторой задержкой по времени;
 - 2) изменение времени вывода нагрузки на заданный режим потребления;
 - 3) прерывание работы нагрузки с последующим ее включением в другие интервалы времени в случае, если это допустимо и текущее значение потребления превышает заданное ограничение, а изменение уровня потребления недостаточно для устранения этого превышения.
 2. Управление по воздействию на нагрузку:
 - 1) в переходном процессе – минимизация энергии, затрачиваемой на включение нагрузки;
 - 2) в установившемся процессе – изменение уровня энергии, потребляемой нагрузкой.
- Математические методы, реализующие функции управления на микропроцессорном уровне, приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Функции управления на микропроцессорном уровне

№ п/п	Функции	Математический базис
1	Регулирование уровня энергии	Теория мощности [29]
2	Вывод на заданный режим	Математические методы оптимизации [30]
3	Реализация сдвигов моментов коммутации	Задерживающие m -фильтры [31]
4	Измерение энергии и её составляющих	Теория измерений и оценки погрешностей [32]
5	Оценка показателей качества электроэнергии	Спектральное преобразование [33, 34]

В существующих микропроцессорных системах управления преобразователями для подбора оптимальных условий функционирования MSG и рационального использования электроэнергии применяются строго заданные алгоритмы управления режимами и параметрами работы сети [24-25, 35-40]. Рациональное управление

процессами потребления электроэнергии рассматривается с учетом критериев минимизации денежных затрат и собственных энергозатрат и сводится к динамическому отслеживанию: во-первых, значения энергии W_{in} , потребляемой общей эквивалентной нагрузкой MSG; во-вторых, значения энергии W_{max} , вырабатываемой альтернативными источниками. Это позволит “выравнивать” характеристики потребления за счет переноса времени работы отдельных нагрузок, для которых это допустимо, на интервалы “недогруженности” системы. На основе этой идеи работают системы управления спросом, такие как DemandResponse, DemandManagement [26].

Принятие решений по управлению электропотреблением в MSG связано с трудностью анализа текущей ситуации среды MSG в связи с ее непрерывным изменением, а также с тем, что из-за большого числа источников информации нужны дополнительные средства ее обработки. Одним из средств искусственного интеллекта, которое позволяет представить модель текущего состояния в виде, удобном для обработки информации в системах управления верхнего уровня, является модель контекста [28]. Использование в системах управления преобразователями соответствующей формальной модели контекста позволяет сузить объем обрабатываемой информации.

Формирование контекста в MSG. Контекстом называется информация, используемая для описания состояния, в котором находится MSG [41]. Интеграция информации, получаемой от гетерогенных источников, в контекст позволяет получить модель реального текущего состояния MSG, на основании которой алгоритмами управления генерируется множество управляющих решений, поступающих на блок преобразователей MSG (рис. 7.7).

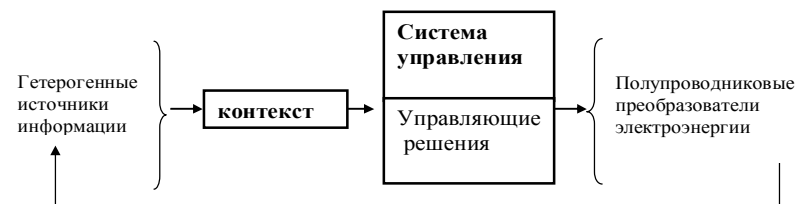


Рис. 7.7. Процесс использования контекста

Типы и виды контекста [42], используемые в интеллектуальных системах управления, показаны на рис. 7.8. Тип контекста:

идентификация; локация; время; активность; генотип; инфраструктура; среда даёт возможность описать реальное состояние MSG. Виды контекста, выбранные для применения в MSG, на рис. 7.8 показаны в заштрихованных квадратах.

Контекст формируется данными события, генерируемого: 1) ЛПРО, осуществляющим пуско-наладочные работы, обновление и текущую настройку системы; 2) ЛПРИ, обладающим ограниченными правами доступа к настройкам системы; 3) датчиками среды MSG.

Датчики в MSG разделяются на три группы:

1) датчики, ассоциированные с пользователем – регистрирующие события, связанные с местонахождением (локацией, активной зоной) человека, его перемещением, приоритетами в использовании устройств. К этой группе относятся датчики: движения; нарушения целостности контура охраны; включения/выключения; частоты и длительности интервалов работы устройств;

2) датчики энергопотребления, фиксирующие уровни потребления всего объекта и отдельных устройств;

3) датчики, фиксирующие параметры окружающей среды – температуры, давления, интенсивности света и шума.

Режимы работы датчиков MSG: 1) непрерывный – постоянная регистрация событий с заданной фиксированной либо переменной частотой; 2) режим включения по событию; 3) режим включения по запросу, поступающему от локальной системы управления либо центрального блока управления; 4) комбинированный режим, содержащий элементы трех предыдущих.

Согласно стандарту IEEE 1451 [43] события, регистрируемые датчиками, описываются в формате сообщений, передаваемых в MSG: 1) измеренные и зарегистрированные данные; 2) время события; 3) тип датчика (например, магнитные датчики, датчики движения, дымовые датчики, датчики разбития стекла и др.); 4) ID датчика (номер датчика в сети MSG); 5) ID сообщения о факте наступления события – идентификатор сообщения в сети, значение которого увеличивается с появлением нового сообщения, что дает возможность проверить, новое это сообщение или дубликат, а также найти потерянные сообщения в сети. Форма преобразования измеренных данных в контекст приведена в табл. 7.4.

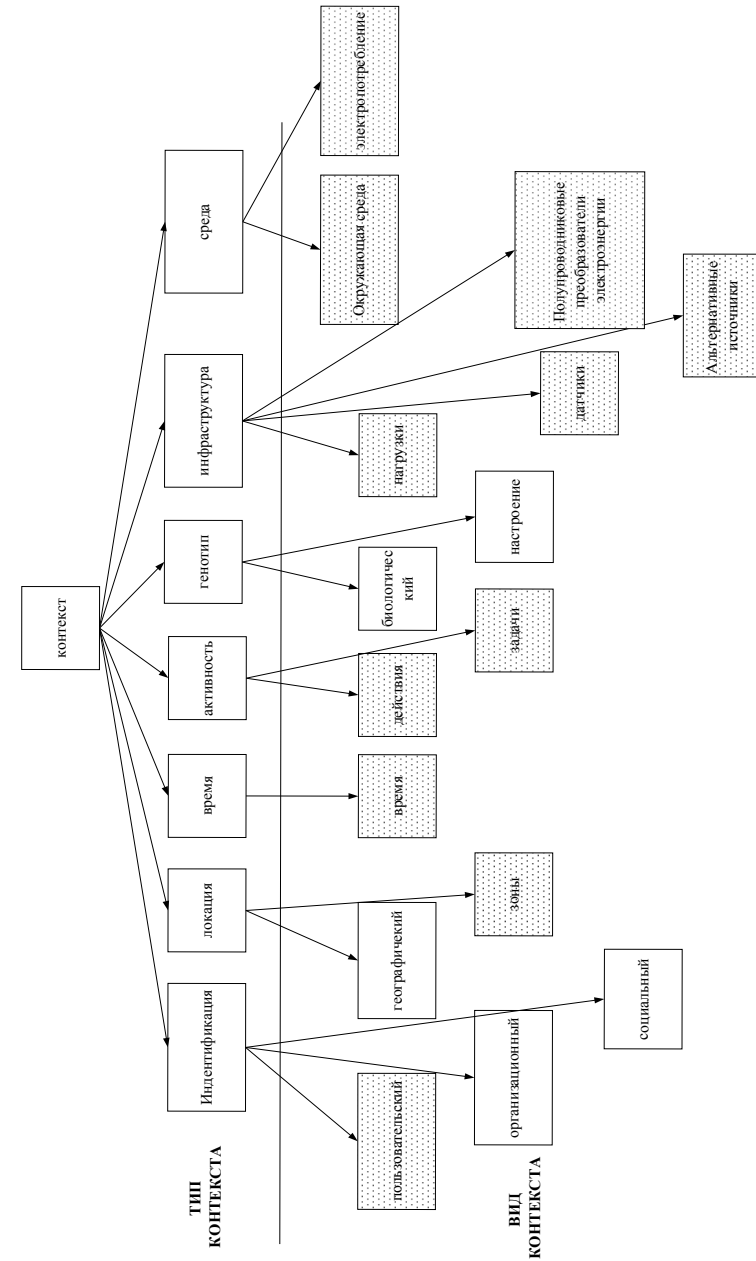


Рис. 7.8. Состав контекста

Таблица 7.4

Пример преобразования данных в контекст

Источник контекста	Измеренные данные	Контекст
Датчик температуры	00100111	14 °С

Стоит отметить, что MSG характеризуется большими объемами динамической информации, являющейся важной для принятия управляющих воздействий в конкретный момент времени, что обеспечит ЛПРИ необходимым уровнем комфортности, например, контекст типа: *среда, время, локация, активность, инициализация* (табл. 7.5).

Таблица 7.5

Контекст MSG

№ п/п	Тип контекста	Вид контекста	Параметры
1	Среда	Окружающая среда	1) Среднесуточные значения: температуры воздуха, освещенности, а также других значений, получаемых с датчиков внутри/вне MSG
		Электропотребление	1) Характеристики электропотребления за определенные промежутки времени (сутки, месяц, год либо другой интервал времени); 2) временные зависимости производства электрической энергии для отдельных источников и их совокупности за определенные промежутки времени; 3) средние значения генерируемой и потребляемой энергии
2	Время	-	1) Время года; 2) время суток; 3) вид суток - праздничные, выходные и рабочие дни
3	Локация	Зоны	1) Функциональное назначение помещений, в которых расположены нагрузки

Продолжение табл. 7.5			
4	Активность	Действия	Функции управления на микро-процессорном уровне
		Задачи Два критерия: 1) минимизация использования ресурсов; 2) минимизация расходов в денежном выражении	1) Производственные функции генераторов; 2) функции потребления нагрузок; 3) тарифы на электрическую энергию
5	Инициализация	Пользователь	Идентификация (личные данные пользователя)

Построение системы управления преобразователями в едином информационном пространстве MSG, основанной на учете многих видов контекста, не сводится к простому использованию нескольких систем [44]. Во-первых, влияние параметров контекста может оказаться взаимозависимым, противоречивым. К тому же достаточно часто могут встречаться ситуации, когда среди параметров контекста имеются как зависимые друг от друга, так и независимые. Во-вторых, усложняющим построение многопараметрических систем управления является отсутствие возможности связывать с каждым элементарным воздействием на преобразователь ровно одного параметра контекста MSG. В-третьих, существует часть проблем построения систем управления, связанная со сложностью формализации контекста и состояний MSG. При выборе решения по управлению преобразователями в MSG необходимо адекватно учитывать многочисленные внешние воздействия, влияющие на разные параметры контекста MSG [45].

Существующие СУ 1 и СУ 2 уровней на сегодняшний день не в состоянии выполнить функции согласования работы нескольких преобразователей на базе комплексной собранной информации о текущем состоянии MSG. Для решения задачи реализации согласованной работы нескольких преобразователей необходимо использовать систему управления 3-го уровня или *контекстно-зависимую систему управления преобразователями (КЗСУ)*, учитывающую

состояние преобразователей в едином информационном пространстве MSG. При этом система управления 2-го уровня, получая сигналы управления от системы управления 3-го уровня, обеспечивает работу преобразователей в необходимом для MSG режиме работы.

Системы управления 3-го уровня включают интегрированные в них действия человека, что характерно для энергетических сетей, управляемых как со стороны потребителей, так и со стороны диспетчерского персонала. Эти особенности обуславливают необходимость развития методов управления, базирующихся на теории, включающей когнитивные аспекты [46], аспекты системного анализа [47] и методов, объединяющих нормативный и дескриптивный подходы [48].

Контекстно-зависимая система управления преобразователями приспосабливается к изменениям контекста MSG путем смены алгоритмов своего функционирования, с целью выработки решения по достижению заданного состояния системы электроснабжения, за счет управления преобразователями и коммутаторами (рис. 7.9).

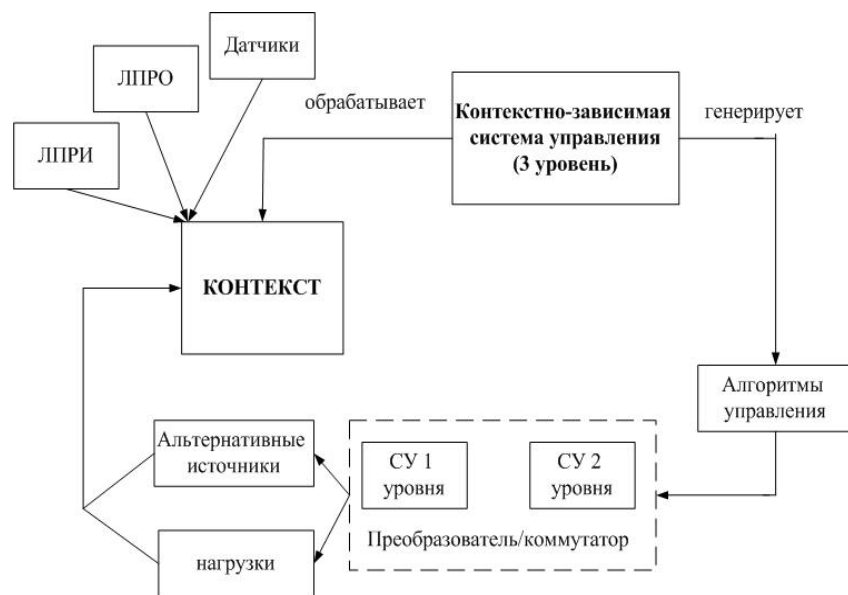


Рис. 7.9. Инфраструктура системы управления преобразователями, включающая 1-, 2- и 3-й уровни управления

Для построения контекстно-зависимой системы управления преобразователями в MSG необходимо использовать информационную технологию принятия решений, состоящую из двух этапов. Первый этап реализуется в нормативном блоке, а второй – в дескриптивном блоке системы управления. Выделим основные задачи, выполнение которых на первом и втором этапах должна обеспечить контекстно-зависимая система управления преобразователями. В нормативном блоке осуществляются анализ и прогнозирование контекста, что обеспечивает верификацию данных, на основе которых принимаются решения по управлению. В дескриптивном блоке осуществляются: 1) создание программной среды для проектирования быстродействующих алгоритмов управления преобразователями с учетом требований ЛПРИ и ЛПРО; 2) интеграция различных программных средств, реализующих алгоритмы управления на микропроцессорном уровне.

Таким образом, система управления преобразователями электроэнергии третьего уровня учитывает субъективную информацию, накопленную за годы работы ЛПРО, а также данные контекста, накопленные за период работы MSG и ощущения ЛПРИ. Это позволяет выбирать управляющее воздействие и давать как количественную, так и качественную оценку показателей процесса управления.

7.3. Обработка нормативных составляющих контекста

В информационном аспекте развития MSG следует обратить внимание на проблему обеспеченности достоверными данными, связанную с необходимостью фиксации контекстных данных из гетерогенных источников и их верификации в виде оценки достоверности, выявления аномальных наблюдений, проявляющихся в виде резких скачков значений контекстных данных. Для решения задачи верификации необходимо построить **прогнозную модель** контекстных данных, снимаемых с датчиков в виде временных рядов (ВР). Сложность построения прогнозной модели контекстных данных, поступающих от гетерогенных источников, находящихся в среде MSG, обусловлена тем, что при регистрации информационных потоков, помимо полезного сигнала, фиксируются и посторон-

ние сигналы в виде помех и возмущений. В связи с этим актуальной является задача выделения полезного сигнала на фоне помех с использованием различных алгоритмов обработки оцифрованных контекстных данных. Для их верификации рассматриваются два подхода: методы прогнозирования зашумленных ВР, основанные на сглаживании; методы прогнозирования, используемые для незашумленных ВР.

Прогнозируемые значения контекстных данных, представленные в виде временных рядов (ВР), задаются функцией, которая позволяет рассчитать будущие значения членов ВР на основе совокупности предыдущих членов ВР (выборки):

$$x(t+p) = P(x(t), x(t-1), \dots, x(t-n), \eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m), \quad (7.1)$$

где t – дискретная переменная, которая соответствует времени, нормированному относительно периода сбора контекстных данных; p – шаг прогнозирования; $x(t+p)$ – прогнозируемое значение члена ВР на p шаге; η – дополнительные независимые переменные, содержащие информацию о будущем значении члена ВР; n – длина выборки; m – количество независимых переменных.

Постановка задачи прогнозирования предполагает, что на выходе прогнозирующей системы в момент времени t требуется получить значение члена ВР $X(t+\lambda)$, равное значению члена ряда, спрогнозированному на интервале λ . На самом же деле, в момент времени $t+\lambda$ в систему поступает член ряда $Y(t)$, который является некоторым приближением к $X(t+\lambda)$. Разность спрогнозированного и реального значений возникает вследствие невозможности точного предсказания. Ошибка прогнозирования $Q(t)$ описывается в этом случае выражением

$$Q(t) = M[E^2(t)] = M[(Y(t) - X(t+\lambda))^2], \quad (7.2)$$

где параметром, позволяющим минимизировать ошибку прогноза членов временного ряда, является объем выборки предыдущих членов ряда. Оптимизация объема выборки возможна в силу того, что ошибка прогноза складывается из ошибок двух типов. Ошибка первого типа – это погрешность оценки статистических свойств временного ряда за счет конечности объема выборки. Ошибка второго типа – это погрешность за счет нестационарности статистики.

Ошибка первого типа с ростом объема выборки уменьшается, а ошибка второго типа возрастает [49].

Решение задачи прогнозирования контекстных данных заключается в построении вероятностной модели данных, которая аппроксимирует функции многих переменных с приемлемой точностью [50, 51, 52].

Для обработки контекстных данных применяются методы краткосрочного прогнозирования, представленные в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Классификация методов краткосрочного прогнозирования

№ п/п	Тип	Под-тип	Класс	Горизонт прогноза	Методы обработки ВР [49]
1	Модели временных рядов	Статистические	Прогнозирование, основанное на сглаживании. Очистка ВР от шумов	Краткосрочный	1. Скользящее среднее; 2. Взвешенное среднее; 3. Экспоненциальное среднее: 3.1. метод Хольта; 3.2. метод Винтерса; 4. Фильтр Калмана
2		Экстраполяционные	Экстраполяционное прогнозирование. Прогнозирование незашумленных ВР		1. Линейное предсказание (ЛП); 2. Линейная экстраполяция (ЛЭ); 3. Полиномиальная экстраполяция (ПЭ); 4. Сплайн-экстраполяция (СЭ)
3	Вероятностные модели	Машинное обучение	-	-	Байесовские сети: EM-алгоритм

Статистические методы прогнозирования делятся на следующие виды: со скользящим средним, взвешенным средним, экспоненциальным средним [49].

Предлагается структура нормативного блока КЗСУ преобразователями, показанная на рис. 7.10.

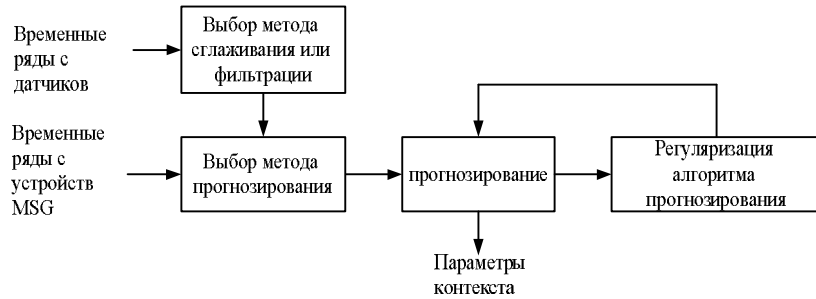


Рис. 7.10. Последовательность формализованных процедур процесса прогнозирования

Выбор метода сглаживания/фильтрации. Предварительная обработка временных рядов заключается в выявлении аномальных значений членов ряда и его сглаживании. Например, при рассмотрении характеристик электропотребления MSG, насыщенных большим количеством разнотипного электротехнического оборудования, возникает задача прогнозирования величины потребляемой электроэнергии [52]. Однако случайный характер коммутации устройств приводит к появлению скачков характеристики потребления. Учет моментов времени появления и величины этих скачков усложняет процесс прогнозирования и может привести к ошибочному результату. Поэтому необходимым предварительным этапом прогнозирования является фильтрация или сглаживание ВР соответствующих параметров контекста. Эта задача успешно решается на базе применения приведенных в табл. 7.6 методов сглаживания и фильтрации. Выбор необходимого метода сглаживания или фильтрации осуществляется ЛПРО.

Выбор метода прогнозирования. Для прогнозирования членов ВР параметров контекста, получаемых с датчиков MSG, ЛПРО самостоятельно выбирает метод прогнозирования ВР (табл. 7.6), а

также накапливаемого в процессе эксплуатации КЗСУ преобразователями MSG опыта управления.

Определение параметров прогнозирования. Исходные параметры алгоритмов прогнозирования для выбранного метода приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

Параметры алгоритма прогнозирования

№ п/п	Условное обозначение	Описание
1	γ	Количество прогнозируемых членов ВР
3	t_{\max}	Правая граница интервала прогнозирования ВР
4	n	Выборка (число членов ВР, используемых для построения однократного прогноза)
5	t_k	Момент времени, от которого строится прогноз
6	n_{\min}	Минимальное значение выборки
7	n_{\max}	Максимальное значение выборки

Процесс прогнозирования членов временного ряда проиллюстрирован на рис. 7.11.

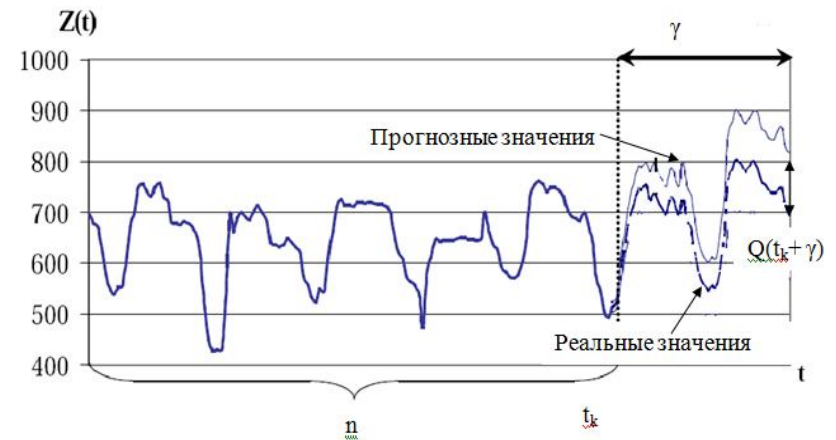


Рис. 7.11. Иллюстрация процесса прогнозирования членов временного ряда

Алгоритм прогнозирования. Прогнозирование для незашумленных временных рядов выполняется согласно следующему алгоритму:

- 1) вводятся величины γ, n ;
- 2) читается значение текущего члена ВР $X(t_k)$. Если $t_k = t_{max}$, то **конец работы алгоритма**;
- 3) если $t_k < t_{max}$, то для текущего члена ВР в момент времени t_k решается задача однократного прогнозирования на интервал γ вперед и рассчитывается прогнозное значение члена ВР $Y(t_k+\gamma)$ [формула (7.1)];
- 4) значение $Y(t_k+\gamma)$ запоминается в динамическом списке прогнозируемых членов ВР на интервале времени до t_{max} ;
- 5) если $t_k < t_{max}$, то $k=k+1$, проверяется наличие в динамическом списке прогнозируемых членов ВР элемента с временем $X(t_k+\gamma)$. Если он есть, то рассчитывается и запоминается в линейном списке значение ошибки прогнозирования $Q(t_k+\gamma)$ [формула (7.2)];
- 6) если значения $Q(t_k+\gamma)$ выходят за пределы доверительного интервала ошибок прогнозирования, то **выполняется регуляризация¹ выборки n** и элемент $Y(t_k+\gamma)$ удаляется из динамического списка прогнозируемых членов ВР.

Если в динамическом списке прогнозируемых членов ВР элемента с временем t_k нет, то выполняется переход на п. 2.

Алгоритм итерационный и повторяется до тех пор, пока не будут получены значения ошибки прогнозирования для всех членов ВР на заданном интервале времени до t_{max} .

Регуляризация выборки прогнозирования выполняется алгоритмом, приведенным на рис. 7.12 [54].

1. Задать условие $n = n_{min}, n_{max} = max$;
2. Прочитать $Q(t_k+\gamma)$ из динамического списка прогнозируемых членов ВР и $Q(t_{k-1}+\gamma)$ из линейного списка значений ошибки прогнозирования. Выявить аномальные члены временного ряда, для которых среднееквадратичное отклонение их прогнозируемых значений от реальных превышает доверительный интервал $Q_{дов}$: $Q(t_k+\gamma) > Q_{дов}$.

¹Под регуляризацией выборки будем понимать изменение величины выборки до величины, обеспечивающей переход $Q(t_k+\gamma)$ в область доверительного интервала.

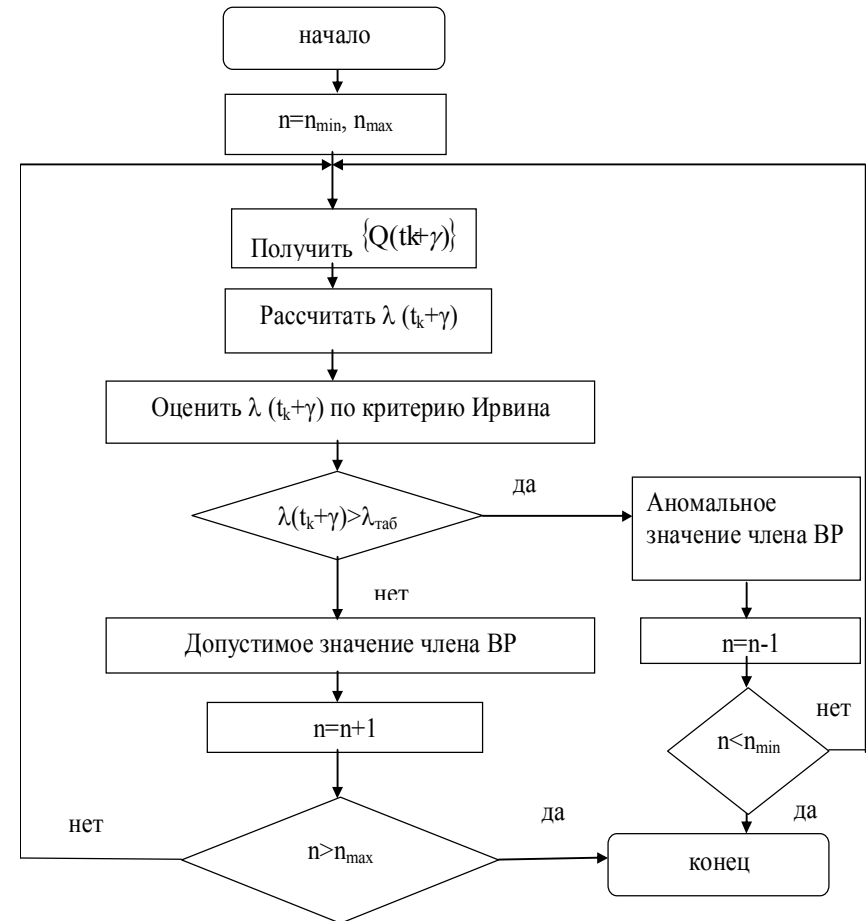


Рис. 7.12. Алгоритм регуляризации выборки метода прогнозирования

Для выявления аномальных членов ВР вместо назначения $Q_{дов}$ используется критерий Ирвина [55]:

$$\lambda(t_k + \gamma) = \frac{|Q(t_k + \gamma) - |Q(t_{k-1} + \gamma)|}{|Q(t_k + \gamma)|},$$

где $\lambda(t_k + \gamma)$ – критерий Ирвина; $Q(t_k + \gamma)$, $Q(t_{k-1} + \gamma)$ – среднеквадратическое отклонение прогнозируемых значений членов ВР от реальных в моменты времени t_k и t_{k-1} . Значение члена ВР, для которого $\lambda(t_k + \gamma) > \lambda_{\text{таб}}$, считается аномальным. Табличные значения $\lambda_{\text{таб}}$ приведены в работе [55].

3. Если $n < n_{\text{max}}$, то $n = n + 1$ и переход к п. 2.

На рис. 7.13 и 7.14, в качестве примера, приведены результаты сравнения работы метода линейного предсказания (ЛП) с применением алгоритма регуляризации выборки и без его применения.

Предложенный алгоритм регуляризации (адаптации) метода прогнозирования ВР позволяет на заданном отрезке ВР уменьшить ошибку прогнозирования с 6-5 до 2-1,5 %, что подтверждается результатами тестирования методов прогнозирования с регуляризацией выборки в тестовой среде.

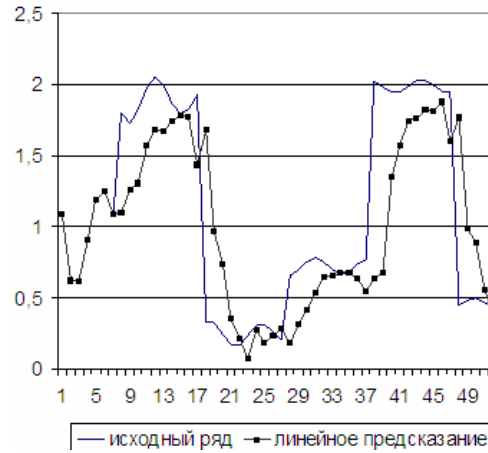


Рис. 7.13. ЛП без применения алгоритма регуляризации

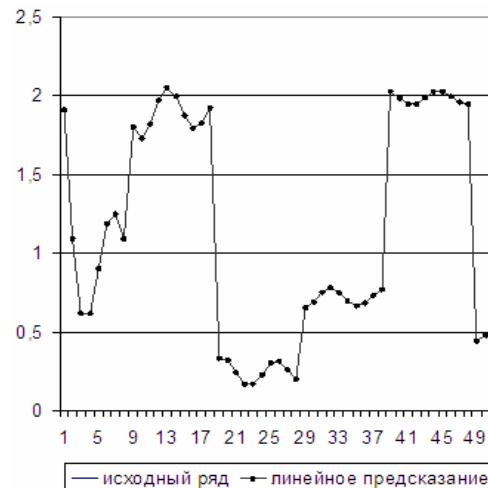


Рис. 7.14. ЛП с применением алгоритма регуляризации

Динамическая минимизация количества управляемых коммутаторов/преобразователей MSG. Для минимизации количества учитываемых параметров контекста, получаемых от электротехнических устройств MSG, необходимо определить множество работающих в текущие и в будущие моменты времени преобразователей/коммутаторов. Для этого привяжем их к активным зонам MSG.

Активной зоной назовем ограниченную территорию MSG, на которой сосредоточены электротехнические устройства с включенными преобразователями/коммутаторами. MSG включает конечное множество активных зон.

Всем электротехническим устройствам, которые находятся в активной зоне, присваивается наивысший приоритет. Исходя из этого выбирается управление, например, внешнее воздействие на преобразователь, направленное на принудительный перевод электротехнического устройства в более экономный режим. Управляющие воздействия в меньшей степени или вообще не применяются к электротехническим устройствам, находящимся на высших уровнях приоритета [49, 55-56]. Для электротехнических устройств низшего уровня приоритета время сдвига моментов коммутации, длительность пребывания в экономичном режиме, а также интервал прерывания работы возрастают. Таким образом, в наибольшей мере подлежат управлению нагрузки низшего уровня – их рабочие режимы практически все время "подстраиваются" под требуемый режим электропотребления MSG [57].

Используя эту информацию, можно отследить моменты времени, когда вероятность включения преобразователя/коммутатора и соответственно подключенного к нему электротехнического устройства будет максимальной и удастся отследить пиковые периоды использования электросети в выбранной зоне.

Для прогнозирования времени включения преобразователя/коммутатора в MSG предложено применить один из алгоритмов байесовской сети – EM алгоритм (англ. expectation – maximization). Данный алгоритм используется для итерационного нахождения параметров вероятностной модели байесовской сети путём максимизации правдоподобия этих параметров [58-60]. Основным условием работы алгоритма является зависимость параметров контекста от скрытых параметров. Например, для прогнозирования включения

преобразователя/коммутатора задаётся скрытый параметр – текущее местоположение ЛПРИ:

1) ЛПРИ находится внутри MSG (например, «дом») – скрытый параметр J_1 ;

2) ЛПРИ находится вне MSG (например, «работа») – скрытый параметр J_2 .

Задача состоит в определении вероятности использования преобразователей/коммутаторов для каждого из заданных скрытых параметров на основании апостериорно заданных начальных вероятностей θ :

$$q^{(i+1)} = \arg \max_z \sum_z P(Z = z | x, \theta^{(i)}), \quad (7.3)$$

где $x = \sum_{i=1}^{i=7} Pr_{1...n} | \{9-12\}$ – наблюдаемые статистические контекстные данные, например количество включенных преобразователей/коммутаторов ($Pr_{1...n}$) на заданном временном интервале, с 9 до 12 часов; θ – вектор начального распределения вероятностей использования преобразователей/коммутаторов для каждого скрытого параметра.

В EM алгоритме на E шаге осуществляется вычисление выражения для суммы, которая представляет собой ожидаемое значение логарифмического правдоподобия статистических контекстных данных по отношению к распределению $P(Z=z|x, \theta^{(i)})$, т.е. распределению апостериорных вероятностей по скрытым переменным при наличии полученных или наблюдаемых данных о количестве включений преобразователей в определенном временном интервале. На M шаге выполняется максимизация, т.е. обновление значений скрытых параметров, ожидаемого логарифмического правдоподобия по отношению к параметрам, полученным на E шаге.

Для прогнозирования состояния преобразователя учитываются следующие условия:

1) наблюдение ведется на конечных временных интервалах. Результаты наблюдений представляются в виде сообщений. Например, при количестве сообщений $N = 5$ интервалы времени наблюдений за день – 9-12, 13-14, 15-18, 19-23, 0-8;

2) количество наблюдений о включении преобразователя/коммутатора формируется за семь дней;

3) для скрытых параметров $\text{Dimension} = \{J_1 || J_2\}$ на определенном интервале времени учитывается один из четырех возможных исходов, например **outcomes** $N = 4$: выключено всё, включены преобразователь 1, преобразователь 2 и преобразователь 3. При этом **outcomeID** – порядковый номер рассматриваемого исхода из числа **outcomes** N , например, состояние «выключено все» – присваивается значение 0, прогнозное значение о включении преобразователя 1 равно 1, прогнозное значение о включении преобразователя 2 равно 2, прогнозное значение о включении преобразователя 3 равно 3;

4) минимизация контекстных данных на основе вероятностного прогнозирования включения нагрузки выполняемого EM алгоритмом, показанным на рис. 7.15.

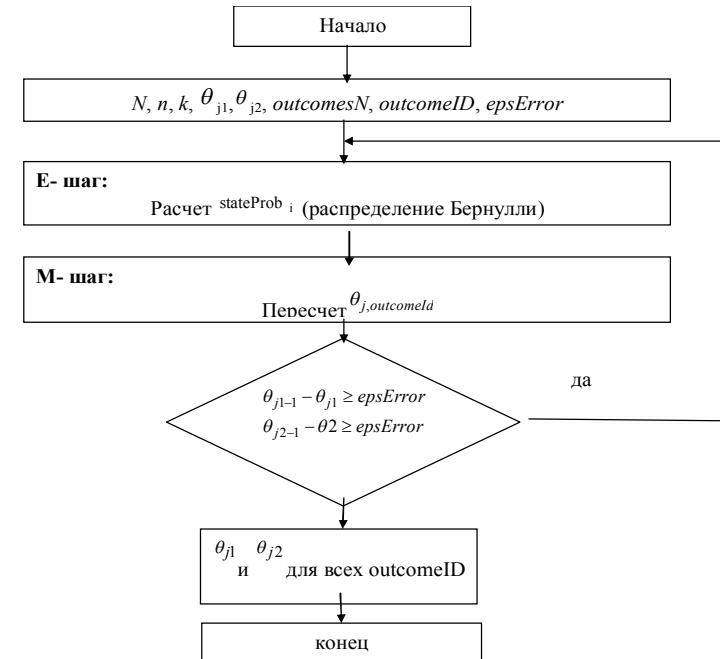


Рис. 7.15. Блок-схема EM алгоритма для решения задачи прогнозирования состояния преобразователя в одном из скрытых состояний

EM – алгоритм состоит из следующих шагов:

1) задать условие $N, n, k, \theta_{j1}, \theta_{j2}, outcomesN, outcomeID$. $EpsError$ – критерий сходимости алгоритма;

2) Е шаг! Вычислить нормализованное распределение вероятностей Бернулли для одного интервала времени:

$$stateProb_i = normBernull_i(\theta_{j1}, n, k_{i,outcomeID}), \quad (7.4)$$

где J – текущее скрытое состояние (J_1 – дом, J_2 – работа); i – текущее сообщение ($1;N$) или текущий интервал времени, для которого заполняются данные о включенном преобразователе, который определяется с помощью $outcomeID, i \in (1, \dots, N)$;

3) М шаг! Пересчитать вектор начальных вероятностей θ для текущего исхода $outcomeID$ для каждого из состояний $dimension$:

$$\theta_{j1,j2,outcomeID} = \frac{stateProb_i}{\sum stateProb_{i,j1,j2}}; \quad (7.5)$$

4) получить вектор вероятностей появления рассматриваемого исхода $outcomeID$ в каждом из скрытых состояний $dimension (J_1, J_2)$.

Вероятности скрытого параметра J_1 для каждого из временных интервалов и определенной нагрузки вычисляются на основании текущего скорректированного вектора θ по формуле Бернулли с последующим выполнением общей нормализации для получения сумм вероятностей, равной 1. Если программа находится на последнем шаге, то скорректированная вероятность и будет финальным вектором распределения вероятностей θ для скрытого параметра J_1 . Результат работы программы, составленной исходя из блок-схемы (рис. 7.15), представлен на рис. 7.16.

В верхней части окна задаются начальные значения вероятностей θ для скрытых параметров, в левой части показаны статистические данные, полученные ранее для заданных интервалов времени, в правой части окна выводятся вычисленные значения вероятности включения нагрузки.

В КЗСУ преобразователями MSG решения принимаются на основе значений вероятностей возникновения того или иного события исходя из статистических данных, накапливаемых при работе преобразователей/коммутаторов, и постоянно корректируются в зависимости от состояния контекста.

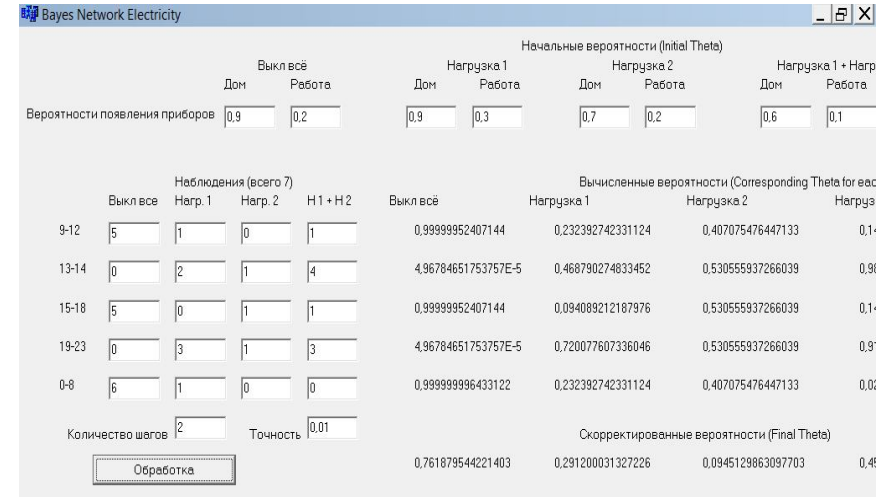


Рис. 7.16. Окно программы расчета вероятности включения для каждой нагрузки тестового примера

7.4. Онтологическая база знаний дескриптивного блока

Одним из ключевых вопросов повышения качества управления сложными системами с большим количеством гетерогенных компонентов является необходимость оперативного получения и анализа системного контекста, в том числе контекста с параметрами качественной природы. Это позволяет повысить эффективность принятия управляющих решений в проблемных ситуациях (ПС), например, в **аварийных и предаварийных**. Принятие правильных и своевременных управляющих воздействий на преобразователи в контекстно-зависимой системе управления преобразователями MSG должно быть поддержано соответствующими параметрами контекста, выработанными в нормативном блоке, а также знаниями в области управления преобразователями MSG, накопленными ЛПРО. Для учета знаний ЛПРО необходимо создать дескриптивный блок КЗСУ преобразователями, используя принципы инженерии знаний, которая определяется как совокупность методов и средств извлечения, накопления, обработки, представления и синтеза знаний [61].

Конкретизация обобщенного представления **проблемных ситуаций (ПС)** в MSG позволяет использовать логическую дедукцию для построения дескриптивного блока, а именно блока принятия решений по управлению преобразователями. Обработка знаний при таком подходе базируется на использовании интерпретаторов семантических сетей, основанных на инференциальных (дедуктивных) возможностях семантических сетей и реализующих механизмы логического вывода, поиска и анализа.

Использование семантической сети для принятия решений в дескриптивном блоке КЗСУ преобразователями обусловлено тем, что позволяет выделять: логические и каузальные отношения, отношения синонимии, зависимости и реализации. Эти отношения задают совместимость отдельных событий, порождающих возникновение проблемной ситуации в MSG, они позволяют строить причинно-следственные связи, процедуры проверки целостности и непротиворечивости знаний.

Интеграция приведенных выше моделей представления знания осуществляется на основе онтологии. **Онтологическая база знаний дескриптивного блока**, или онтология – модель, определяющая и объединяющая релевантные информационно-логические и функциональные аспекты, описывающие гетерогенные источники данных. Использование онтологии позволяет помещать знания на уровень, на котором они становятся понятными всем ЛПРО, участвующим в проектировании сервисов управления преобразователями для выхода из проблемных ситуаций, возникающих в MSG, а также применить платформу-независимый подход к программированию КЗСУ преобразователями [62-64].

В дескриптивном блоке используются онтология MSG ($Onto^{domain}$) и онтология прецедентов ($Onto^{cbr}$) [67], которые образуют онтологическую базу знаний (БЗ). Онтология MSG содержит общие знания о среде MSG, а онтология прецедентов накапливает опыт ЛПРО по решению проблемных ситуаций, возникающих в среде MSG. Онтология прецедентов является абстрактным описанием процесса управления преобразователями в среде MSG и может быть интегрирована с онтологией любого доменного объекта (уровень района или дома) MSG, иначе говоря, $Onto^{cbr}$ обладает свойствами масштабирования.

Онтология прецедентов описывает различные точки зрения ЛПРО на проблемные ситуации в MSG, учитывает знания, связь между которыми неочевидна, когда проследить ее с использованием аксиом, присущих простой онтологии, не представляется возможным. Кроме этого, в онтологической БЗ описываются правила классификации проблемных ситуаций ($Onto^{rules}$), возникающих в MSG. Основное отличие предлагаемой онтологической БЗ от существующих [44, 65] заключается в интеграции методов искусственного интеллекта, позволяющих совместить логический вывод на основе $Onto^{domain}$ с выводом на основе прецедентов $Onto^{cbr}$ и с правилами распознавания класса проблемной ситуации $Onto^{rules}$. Онтологии ($Onto^{domain}$), ($Onto^{cbr}$) и ($Onto^{rules}$) в дескриптивном блоке образуют онтологическую БЗ MSG ($Onto^{DK}$):

$$Onto^{DK} = \langle Onto^{domain}, Onto^{cbr}, Onto^{rules} \rangle.$$

Основное содержание разрабатываемой онтологической БЗ MSG отражено в фактах (facts) и аксиомах (axioms), которые содержат информацию о классах, экземплярах классов и атрибутах.

Процесс формализации онтологической БЗ MSG состоит из двух этапов:

Этап I: Проектирование концептуальной структуры онтологической БЗ ($Onto^{DK}$).

Предварительная идентификация таксономий, классов их связей, которая включает следующие подэтапы:

1) приобретение знаний о MSG – математические разработки в области энергопотребления MSG [10, 18-19, 66-67];

2) анализ приобретенных знаний – идентификация предварительного списка классов онтологии MSG, а также свойств и отношений между ними.

На основе первого и второго этапов формируется $Onto^{DK}$, в которую включены следующие основные классы: активность, пользователь, окружающая среда, помещение, компоненты сети, сервис, платформа. $Onto^{DK}$ построена в соответствии с требованиями к онтологиям [68]:

$$Onto = \langle C, I, R, V, A \rangle,$$

где C – классы онтологии; I – экземпляры классов онтологии; $R = \{W, S, P\}$; V – значения свойств (параметры контекста); A – пра-

вила распознавания проблемной ситуации $Onto^{rules}$, W – парадигматические отношения: причинно-следственные, обобщения и агрегации; S – синтагматические отношения, заданные дескриптивной логикой; P – свойства классов/экземпляров классов (например, «использует», «содержит» и т.д.).

Классом называется совокупность похожих объектов, которые имеют один или несколько атрибутов. Экземпляром класса выступает объект, однозначно определяющийся значениями атрибутов, а атрибуты в свою очередь – это характеристики объекта. Каждый класс может обладать любым количеством отношений с другими классами.

Для повышения семантической значимости онтологии используется понятие «концептуальная структура». Это семантическая визуализация онтологии MSG, позволяющая наглядно представить классы, атрибуты классов, значения и свойства классов.

На рис. 7.17 показана онтология MSG, разделенная пунктирной линией на верхний и доменный уровни иерархии. С каждым из этих классов из $Onto^{DK}$ связаны подклассы, представляющие доменный уровень онтологии, а именно $Onto^{domain}$ – содержащие знания о специфике конкретного MSG (например, жилой дом).

Этап II. Формализация и структуризация знаний.

Формализация знаний, полученных от пространственно распределенных узлов сети MSG, становится возможной благодаря применению методов SemanticWeb [69]. На нижнем уровне стековой архитектуры Semantic WEB используется язык XML (ExtensibleMarkupLanguage – расширяемый язык разметки), предназначенный для представления данных [70]. Следующему уровню в Semantic Web соответствует язык RDF (Resource Description Framework) [71]. Он является языком описания онтологий для Web-приложений и создан организацией W3C (World Wide Web Consortium). Базовым строительным блоком в RDF является триплет: <объект, предикат, значение>.

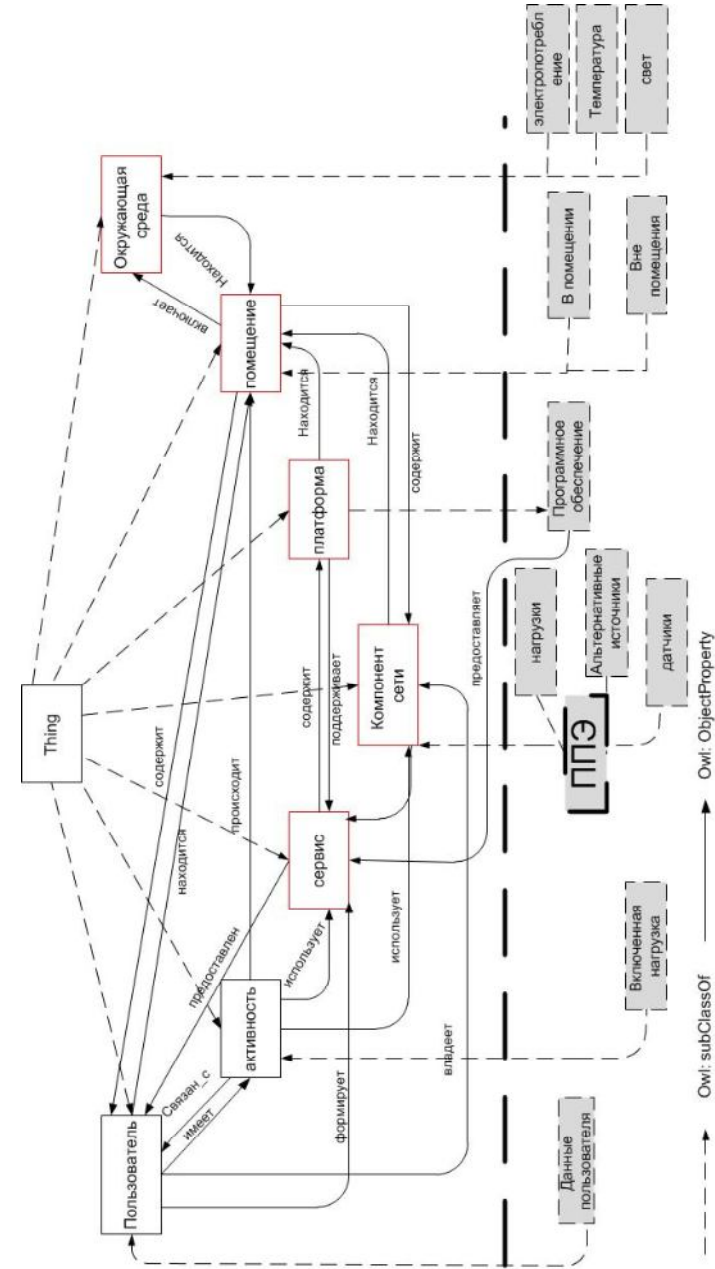


Рис. 7.17. Концептуальная структура онтологической БЗ MSG

Язык RDF позволяет описать классы и свойства онтологии и поддерживает иерархию обобщения:

1. Под объектом понимается класс онтологии MSG, например: пользователь, активность, компонент сети (рис. 7.17);
2. Под предикатом понимается свойство объекта, например: «Имя_Пользователя», «находится_В», «содержит» (рис. 7.17);
3. Значениями объекта могут быть, например, значения параметров контекста или семантическая интерпретация качественных параметров контекста: «открыто», «закрыто», «пусто» и т.д.

В качестве примера рассмотрим преобразование в онтологию следующего контекста: (преобразователь_1, находится_в, комнате_23).

```
<Преобразователь rdf:ID="Преобразователь_1">
<находится_в rdf:resource="#комната_23"/>
</Преобразователь>
```

Выражение RDF описывает парадигматические отношения между классами, но отсутствует возможность отражения синтагматических отношений и осуществления логических выводов. Для расширения RDF разработан OWL DL (Ontology Web Language based on Description Logic) [72], основанный на дескриптивной логике и использующий фреймовые конструкции [73, 74]. OWL DL представляет компромисс между выразительностью языков представления знаний и вычислительной сложностью рассуждений, что позволяет не просто описать информацию, а осуществлять машинную обработку знаний.

Математические основы онтологии. Математической основой языка OWL DL является дескриптивная логика (description logics, DL) [75]. Дескриптивная логика (ДЛ) – это язык представления терминологического знания и определяется как формальный язык *понятий* и отношений (называемых *ролями*) вместе с теорией доказательств. ДЛ является языком утверждений о фактах (т.е. утверждений о том, что является *истинным*) и запросов к ним, включая выполнимость (*satisfiability*) и включение (*subsumption*). Элементами этого языка являются: *понятие* (класс); *роль* (свойство). Кроме этого в ДЛ входят *конструкторы* (операции) понятийных выражений, включающие конъюнкцию, дизъюнкцию и определение отношений.

Онтологическая БЗ дескриптивного блока КЗСУ преобразователями, построенная с помощью дескриптивной логики, пред-

ставляется в виде пары *Tbox* и *Abox*, где *Tbox* (*terminological knowledge*) – набор утверждений, описывающих общие понятия (классы), их свойства и отношения между ними (интенциональные знания); *Abox* (*assertional knowledge*) – набор экземпляров понятий (классов), их свойств и отношений (экстенциональные знания). По существу *Tbox* является моделью того, что *может* быть истинным, а *Abox* является моделью того, что в *настоящее время* является истинным.

$Onto^{DK}$ в дескриптивной логике определяется как $\mathcal{I} = \{T|A\}$, где *Tbox* – множество терминологических аксиом, т.е. высказываний о терминах онтологии – концептах и ролях; *Abox* – множество фактов или высказываний об объектах онтологии.

Интерпретацией или *логическим выводом* \mathcal{I} онтологии $\mathcal{I} = \{Tbox|Abox\}$ называется пара (Δ^I, \cdot^I) , где Δ^I – непустое множество объектов, называемое областью определения интерпретации \mathcal{I} , а \cdot^I – функция интерпретации, которая ставит в соответствие каждому классу терминологии некоторое подмножество Δ^I , а каждой роли – подмножество декартова произведения $\Delta^I \times \Delta^I$.

Для примера при помощи элементов дескриптивной логики опишем основные классы, показанные на рис. 7.17, транслируя их в логический язык OWL DL (табл. 7.8) [76].

Таблица 7.8

Фрагмент $Onto^{DK}$

№ п/п	Синтаксис OWL-DL	DL (синтаксис)	Семантика
1	A	A	Пользователь
2	Nothing	\perp	\perp
3	Thing	\top	<Пользователь rdf:ID="Anna">
4	Object Properties	R	<owl:ObjectProperty rdf:ID="происходит_активность"> <rdfs:domain rdf:resource="#Помещение"/><rdfs:range rdf:resource="#Активность"/>

Продолжение табл. 7.8			
5	Datatype Property	A	<owl:DatatypePropertyrdf:ID="имя_п_омещения"> <rdfs:domainrdf:resource="#Помещение"/> <rdfs:rangerdf:resource="&xsd:string"/> </owl:DatatypeProperty>
6	subClassOf	$C_1 \subseteq C_2$	(?A rdfs:subClassOf ?B), (?B rdfs:subClassOf ?C) \rightarrow (?A rdfs:subClassOf ?C)
7	inverseOf	$R_1 \equiv R_2$	(?P owl:inverseOf ?Q), (?X ?P ?Y) \rightarrow (?Y ?Q ?X)
8	Transitive Property	$R^+ \subseteq R$	(?Prdf:type owl:TransitiveProperty),(?A ?P ?B), (?B ?P ?C) \rightarrow (?A ?P ?C)
9	Functional Property	$T \subseteq \leq R_1$	(?P rdf:type owl:FunctionalProperty), (?A ?P ?B), (?A ?P ?C) \rightarrow (?B = ?C)

Фрагмент кода, описывающий основные классы $Onto^{DK}$ на языке OWL-DL:

```
<rdf:RDFxmlns="http://www.owl-ontologies.com/Ontology.owl"
xml:base="http://www.owl-ontologies.com/Ontology.owl"
xmlns:xsd="http://www.w3.org/XMLSchema#"
xmlns:rdfs="http://www.w3.org/rdf-schema#"
xmlns:owl="http://www.w3.org/owl#">
<owl:Classrdf:ID="Пользователь"/>
<owl:Classrdf:ID="Помещение"/>
<owl:Classrdf:ID="Компонент_сети"/>
<owl:Classrdf:ID="Активность"/>
<owl:Classrdf:ID="Сервис"/>
<owl:Classrdf:ID="Платформа"/>
<owl:Classrdf:ID="Окружающая_среда"/>
</owl:Class>
<owl:ObjectPropertyrdf:ID="Связан_с">
<rdfs:domainrdf:resource="#Пользователь"/>
<rdfs:range
rdf:resource="#Активность"/>
</owl:ObjectProperty>
<owl:ObjectPropertyrdf:ID="Находится_в">
<rdfs:domainrdf:resource="#Помещение"/>
<rdfs:rangerdf:resource="#Компонент_Сети"/>
</owl:ObjectProperty>
```

```
<owl:ObjectPropertyrdf:ID="Находится_в">
<rdfs:domainrdf:resource="#Пользователь"/>
<rdfs:rangerdf:resource="#Помещение"/>
</owl:ObjectProperty>
</rdf:RDF>
```

Процесс проектирования онтологии $Onto^{DK}$ представляет собой нетривиальную задачу и включает выбор формальных моделей представления знаний, построение структуры онтологической БЗ и разработку процедур для ее наполнения.

Логический вывод на базе дескриптивной логики позволяет автоматизировать задачи выявления *неявных отношений генерализации* (обобщения) между классами, а также задачи нахождения класса по заданному экземпляру (и наоборот), т.е. задачу выделения отношения *instanceof* (отношение агрегации) [77].

Существующие алгоритмы рассуждений на онтологии не позволяют производить анализ и сравнение свойств экземпляров классов и типов данных атрибутов. Поэтому в работе расширена предметная онтология $Onto^{domain}$ онтологией $Onto^{cbr}$ и разработан новый метод принятия решений в КЗСУ преобразователями MSG, а также алгоритмическое и программное обеспечение, реализующее поиск ближайших прецедентов.

Разработка онтологии прецедентов управления преобразователями. В основе *онтологии* прецедентов $Onto^{cbr}$ лежит логический вывод, учитывающий как общие знания о MSG $Onto^{domain}$, так и вывод на основе прецедентов, учитывающий опыт управления, полученный в конкретных случаях и требующий разработки специального алгоритма поиска решения в проблемной ситуации [78].

Прецеденты описываются в виде объектов, выраженных через совокупность параметров описания проблемной ситуации и ее решения: *Прецедент* = \langle Описание, Решение \rangle . Они представлены классами онтологической БЗ и формируются на основании параметров контекста, получаемого от различных датчиков, фиксирующих состояние MSG.

Описание прецедента условно разделено на четыре части:

1) Информация о MSG. Содержатся данные о структуре MSG и выделенных активных зонах, в которых возникают проблемные ситуации. Включает классы, подклассы и атрибуты онтологии $Onto^{domain}$.

- 2) Параметры контекста MSG (табл. 7.5).
- 3) Сервисы управления для устранения ПС как успешные, так и неуспешные, представлены в виде сценариев управления преобразователями, которые выполнялись в предыдущей схожей ситуации.
- 4) Оценки эффективности принятых сценариев управления или решений, для чего каждому прецеденту присваивается соответствующий коэффициент эффективности или уверенности.

В разделе *решение* прецедента хранится информация о реакции КЗСУ преобразователями MSG на применение сервиса управления и о достигнутом в результате уровне электропотребления.

Онтология прецедентов $Onto^{cbr}$ представляет собой онтологию нижнего уровня относительно $Onto^{DK}$ и условно отделена от $Onto^{domain}$. $Onto^{cbr}$ представляется в виде сети, узлами которой являются прецеденты $I^{cbr} \sqsubset Onto^{cbr}$, которые, в свою очередь, содержат экземпляры классов $Onto^{domain}$ в качестве свойств. Разработанные в работе правила распознавания класса ПС и классы ПС находятся в онтологии MSG $Onto^{domain}$.

Прецедент включает атрибуты экземпляра класса $Onto^{domain}$. Схема связей между узлами-экземплярами классов и узлами-прецедентами является схемой включения свойств, в которой каждый прецедент C^{cbr} наследует свойства классов, которые в него входят. В соответствии со структурой $Onto^{DB}$ $Onto^{cbr}$ содержит кортеж $\langle C, I, Pr, V \rangle$, где C – множество классов в $Onto^{cbr}$; I – экземпляр класса; Pr – свойства класса; V – значения параметров контекста.

Экземпляр i -го класса $I^{cbr}_i = \langle category_i, i_name_i, P_i, Ds_i, Sl_i, Sc_i \rangle$, где $category_i$ – i -й класс ПС, определяется на основании онтологических правил из $Onto^{rules}$, которые были получены на основании анализа параметров контекста; $category_i \in C^{domain}$, i_name_i – имя i -го прецедента, $i_name_i \in C^{domain}$, $P_i = \{io_k, is_m, w_{ik}\}$, $i = 1 \dots m$, m – множество описаний прецедентов; w_{ik} – вес простого/составного признака (атрибута) в прецеденте (по умолчанию принимается равным 1). ЛПРО разрабатываемой КЗСУ преобразователями имеет возможность настраивать веса.

io_k – k -й составной признак (включает экземпляры классов со свойствами, атрибутами и значениями i -го прецедента, взятого из онтологии $Onto^{domain}$); $is_m = \langle Pr_i, V \rangle$, $Pr_i = \langle name, type \rangle$, $name$ – название свойства, $type \in C^{domain}$ – тип свойства.

Прецедент имеет имя i_name_i и на основании разработанных правил $Onto^{rules}$ отнесен к одному из заранее определенных классов ПС $category_i$. Он описывается классами и их свойствами в онтологии $Onto^{domain}$, включающими параметры описания ПС – Ds_i , ее решения Sl_i и возможный сценарий действий Sc_i по ее устранению. Описание ПС представляет собой ссылку на экземпляр класса онтологии $Onto^{domain}$.

Прецедент ассоциирован с ПС (экземпляром класса ПС) с помощью $is_m = \langle pr_i, V \rangle$, где is_m – m -й простой признак (включает в себя только свойства и значения) i -го прецедента, который берется из $Onto^{domain}$, $pr_i = \langle name, type \rangle$, $type \in \{string, integer, \dots\}$, V – значения признаков прецедента. $m = 1 \dots l$ – количество простых признаков в описании прецедента, Ds_i – решение, представляет собой совокупность объектов $I_{DECI} \in I^{domain}$. Sc_i – сценарий действий (имеет такую же структуру, как и решение в прецеденте).

Предлагаемая структура $Onto^{cbr}$ наследует свойства классов онтологии $Onto^{DK}$. Для написания правил в $Onto^{rules}$ используется язык SWRL [79]. Правила имеют вид *antecedent* \rightarrow *consequent*. Язык SWRL представлен как расширение OWL DL хорновскими дизъюнктами и имеет следующий синтаксис:

Axiom ::= rule

Rule ::= 'Implies ('Antecedent(' {atom} '))'

Consequent ::= 'Consequent (' {atom} '),'

где Axiom – стандартная аксиома OWL DL, rule – правило, Antecedent – условие в правиле, которое состоит из атомов, Consequent – заключение в правиле, которое состоит из атомов (atom). Атомы в правилах могут быть следующего вида:

1. $C(x)$ – C – класс в OWL DL,
2. $P(x,y)$ – свойство экземпляра в OWL DL,
3. $Q(x,z)$ – свойство класса в OWL DL,
4. x, y – экземпляры или переменные в OWL DL.

Для того чтобы учесть числовые значения свойств классов онтологической БЗ, кроме аксиом и фактов дескриптивной логики, в работе разработаны продукционные правила. Полученные правила записаны на языке формализации онтологических правил SWRL (SemanticWebRuleLanguage) в виде дизъюнктов Хорна: $RuleAn: C1(?x) \wedge C2(?y) \wedge P1(?x, ?y) \wedge C3(?x, ?z) C2(?z, ?y)$, где ($C1, C2,$

$C3) \in C$, C – множество классов в онтологии, $PI \in P$, x, y – экземпляры или переменные; z – переменные или значения.

Таким образом, описаны предлагаемая структура $Onto^{cbr}$ и процесс построения логического вывода на ее основе. Предложенная структура использует знания из $Onto^{domain}$, что позволяет повторно использовать конкретные знания о проблемной ситуации.

Метод принятия решений в контекстно-зависимой системе управления преобразователями. Для реализации объектно-когнитивного подхода к управлению преобразователями в MSG модифицирован «треугольник предвиденья» [80], который показан на рис. 7.18.

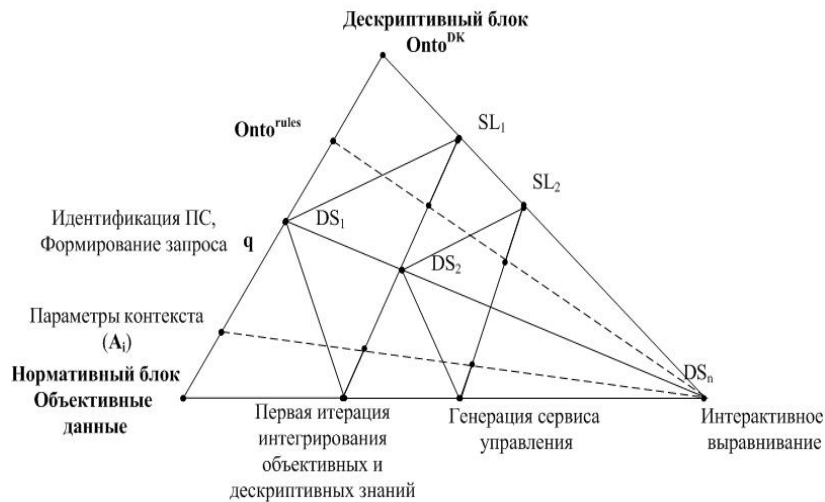


Рис. 7.18. Выбор сервиса управления преобразователями на основе модифицированного треугольника предвиденья

Модифицированный треугольник предвиденья имеет следующий вид: одна из вершин треугольника предвиденья представляет дескриптивный блок КЗСУ преобразователями, а именно дескриптивные данные субъективного представления о работе группы преобразователей как ЛПРО, так и ЛПРИ. Причем последний в процессе работы корректирует содержание субъективного представления и тем самым изменяет в некотором ограниченном диапазоне значений дескриптивные данные.

Другая вершина представляет нормативный блок КЗСУ преобразователями, а именно объективные данные, которые получены при обработке контекстных параметров. Согласование или достижение релевантности субъективных и объективных данных происходит путем их преобразования через $Onto^{DK}$. Несоответствие объективных и субъективных контекстов в $Onto^{DK}$ переводит КЗСУ преобразователями на первый шаг итерации принятия решения, на котором осуществляется изменение субъективных и оценивание возможных объективных в $Onto^{DK}$ параметров контекста.

Изменение объективного состояния MSG происходит после выполнения соответствующих сервисов управления. Последовательность итераций, которая формируется на n -м шаге преобразования $Onto^{DK}$, приводит к интерактивному выравниванию, наблюдаемому в третьей вершине треугольника. В результате генерируются управляющие сервисы для систем управления преобразователями второго уровня, после этого через заданное время процесс повторяется с учетом новых параметров контекста.

Метод принятия решений по выбору сервиса управления в КЗСУ преобразователями представлен на рис. 7.19. Последовательность стадий процесса рассуждений при выборе сервиса управления преобразователями по $Onto^{DK}$ на основе объектно-когнитивного анализа составляют:

стадия «Извлечение знаний», которая включает: идентификацию проблемы, поиск класса ПС, начальное сравнение класса ПС с классами прецедентов и, на основе вычисления мер сходства, выбор соответствующего прецедента;

стадия «Сохранение знаний», которая разделяется на два действия: *копировать* и *адаптировать*. Копирование подразумевает использование сервиса управления без изменения прецедентов $Onto^{cbr}$;

стадия «Модификация», которая позволяет учитывать особенности конкретного MSG. Модификация включает преобразование ЛРПО сервиса управления преобразователями для адаптации электротехнических характеристик конкретных устройств (генераторов и нагрузок) в структуре MSG;

стадия «Повторное использование», которая подразумевает запись прецедента в $Onto^{cbr}$ и изменение онтологической базы знаний $Onto^{DK}$ в случае выявления новых взаимозависимостей между классами.

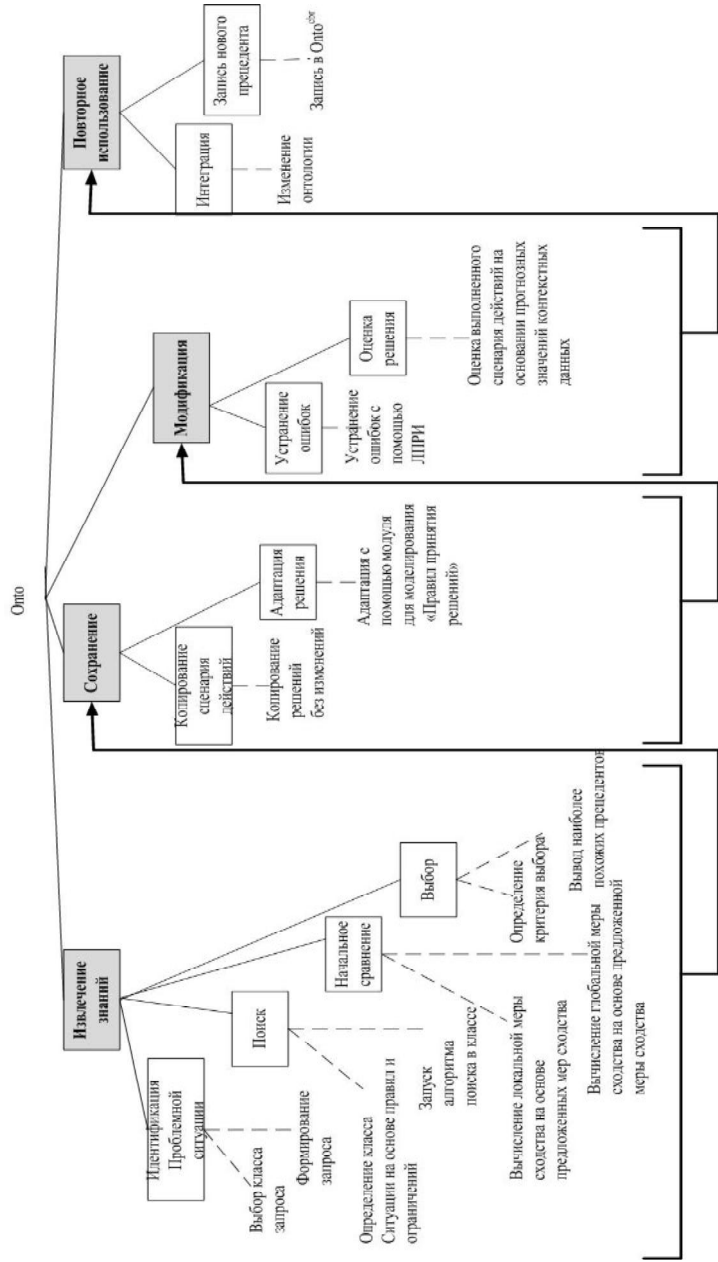


Рис. 7.19. Стадии процесса рассуждений при выборе сервиса управления преобразователями

Рассмотрим алгоритмы, реализующие разработанный метод принятия решений.

Поиск решения осуществляется на множестве классов прецедентов (в $Onto^{cbr}$), включающих две обязательные составные части: «описание» [дескриптор (D)] и «решение» [значение (S)], где «описание» – ссылка на экземпляр класса онтологии ($Onto^{domain}$), инкапсулирующий свойства, описывающие определённый контекстный параметр (или набор контекстных параметров) состояния MSG в онтологической БЗ $Onto^{DK}$. «Решение» включает классы из $Onto^{cbr}$, формирующие управляющие воздействия на преобразователи.

Алгоритм, реализующий метод принятия решений по выбору сервиса управления преобразователями, показан на рис. 7.20. При инициализации алгоритма создаётся запрос q , включающий набор экземпляров классов, соответствующих заданным контекстным параметрам (A_i). Сначала происходит определение класса ПС с использованием разработанных правил классификации на основе процедуры отнесения запроса к одному из ранее определенных классов в $Onto^{domain}$. Далее выделяются все экземпляры (I_{ca}) этого класса c_q . После определения класса ПС и выделения всех его экземпляров, алгоритм определения меры сходства производит сравнение запроса q с прецедентами-экземплярами, хранящимися в онтологической базе знаний $Onto^{cbr}$, с учётом отношений, заданных на онтологии $Onto^{domain}$.

При поиске учитываются отношения экземпляр класса ($is-a$) и часть-целое ($part-of$). Отношение « $is-a$ » позволяет учитывать при сравнении запроса q с прецедентами-экземплярами степень таксономической близости классов из $Onto^{cbr}$. Определение этой меры сходства происходит следующим образом: разработанный алгоритм определяет все суперклассы рассматриваемого экземпляра (C_i) и запроса (C_q), далее вычисляется отношение совпадающих суперклассов экземпляра и запроса к объединению суперклассов экземпляра и запроса. Для этого используется мера сходства Жаккара (коэф. Жаккара) [81].

Мера сходства $part-of$ учитывает значения (атрибуты) экземпляров классов. Для сравнения составных свойств (экземпляр – часть экземпляра) алгоритм применяется рекурсивно. При этом производится сравнение только атрибутов совместимых типов, т.е. имеющих атрибуты общего базового класса. Алгоритм сравнивает мно-

жества свойств класса запрос (P_q) и рассматриваемого экземпляра класса (P_i). Если сравниваемое свойство P_q принадлежит экземпляру класса P_i , то производится вычисление меры сходства между ними. Если сравниваемое свойство не является составным свойством, то в соответствии с разработанным алгоритмом определяется мера сходства между значениями простого свойства. Для сравнения простых свойств в соответствии с алгоритмом определения меры сходства для данных применено посимвольное сравнение строк или сравнение чисел.

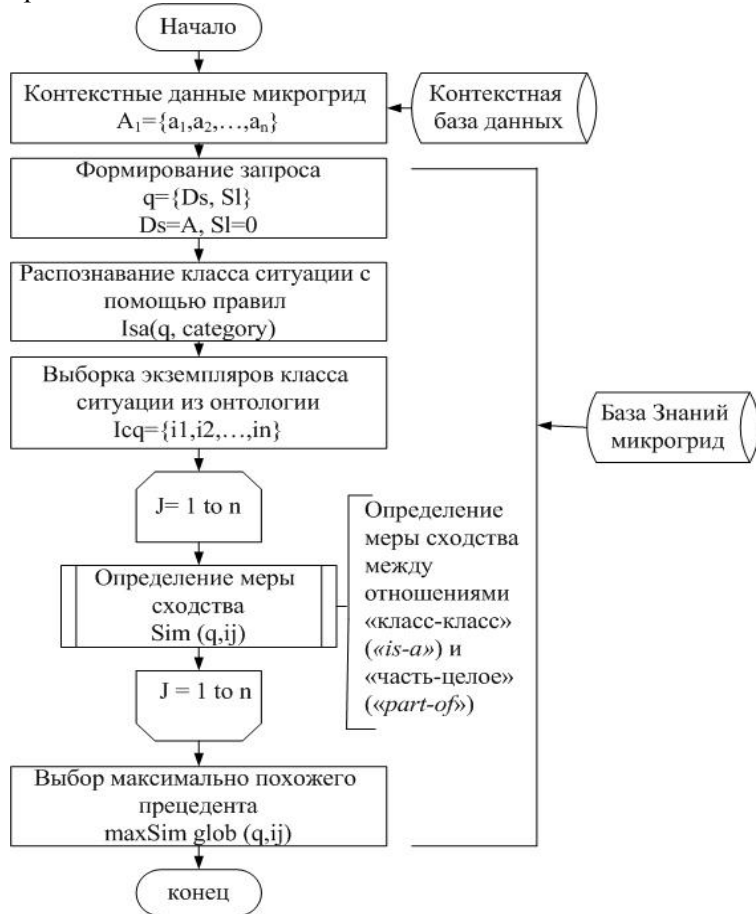


Рис. 7.20. Главная ветвь алгоритма поиска прецедента

Локальная мера сходства для отношения «is-a» вычисляется следующим образом:

$$C_s(c_i) = \{c_j \in C : R(c_i, c_j) = "is - a" \vee c_i = c_j\},$$

$$Sim_{is-a}(c_i, c_j) = \frac{|C_s(c_i) \cap C_s(c_j)|}{|C_s(c_i) \cup C_s(c_j)|}, \quad (7.6)$$

где $C_s(c_i)$ – множество суперклассов класса C_i в онтологии $Onto^{domain}$; C_i – множество классов в онтологии $Onto^{DK}$; c_i, c_j – классы в онтологиях $Onto^{rules}$ и $Onto^{cbr}$, входящие в множество C_i онтологии $Onto^{DK}$; R – отношение «is-a» между классами.

Предложено также использовать локальную меру сходства для отношения «part-of»:

$$Sim_{po}(q, i_j) = \frac{\sum_{j=lk=1}^l \sum_{j=1}^m fsim_t(a_i^q, a_k^{i_j}) * w_j}{l + m}, \quad t \in T, a \in A, \quad (7.7)$$

где $a_i^q, \dots, a_j^q, a_k^{i_1}, \dots, a_k^{i_n}$ – атрибуты сравниваемых экземпляров с совпадающими именами и типами; $k = l..n$, n – количество составных признаков в описании прецедента; l, m – количество атрибутов в каждом из экземпляров; $fsim_t$ – функция сравнения простых атрибутов предопределенных типов T . $T = \{“string”, “integer”, “float”, “boolean”\}$; w_j – вес, присвоенный атрибуту j . Для сравнения значений атрибутов числовых типов использована нормированная дистанция:

$$dist_T(a, b) = \frac{|a - b|}{ceil_T}, \quad (7.8)$$

где a и b – значения числового типа, принадлежащие отрезку T ; $ceil_T$ – максимальное значение, принадлежащее отрезку T .

При этом мера сходства будет равна

$$fsim_T(a, b) = 1 - dist_T(a, b). \quad (7.9)$$

Значения атрибутов строковых типов сравниваются посимвольно и в зависимости от атрибута используется мера сходства, допускающая искажения (расстояние Хэмминга) или не допускающая искажений, т.е. строгое посимвольное сравнение [82].

Например, при сравнении двух прецедентов, один из которых имеет пять сложных атрибутов, а другой – четыре, производятся 20 вычислений меры сходства «*is-a*», после чего пары атрибутов, имеющих максимальное сходство, сравниваются с помощью меры «*part-of*». Затем рассчитываются локальные меры сходства элементов запроса и прецедентов определенного класса в $Onto^{cbr}$ и вычисляется глобальная мера сходства:

$$Sim_I(q, i_j) = \frac{sim_{is-a}(q, i_j) * w_{is-a} + sim_{po}(q, i_j) * w_{po}}{2}, \quad (7.10)$$

где q – запрос; i_j – прецедент; w_{is-a} , w_{po} – веса отношений «*is-a*», «*part-of*».

В соответствии с предложенным методом и разработанным на его основе алгоритмом создается программное обеспечение контекстно-зависимой системы управления преобразователями в MSG.

7.5. Методика разработки контекстно-зависимой системы управления преобразователями

В соответствии с предложенным методом принятия решений разработана методика проектирования КЗСУ преобразователями MSG. Отличительной особенностью ее является применение принципов объектно-когнитивного анализа, а также интеграции правил и прецедентов управления на основе онтологической БЗ $Onto^{DK}$ на этапе формализации процесса поиска решений.

Контекстно-зависимая система управления преобразователями MSG описывается информационной моделью $P := \langle O, F, S, A_{on} \rangle$, где O – онтологическая БЗ; S – сервисы управления; F – параметры контекста MSG (табл. 7.5); A_{on} – множество включенных в текущий момент времени преобразователей. Deskриптивный блок КЗСУ преобразователями включает компоненты $\langle O, F \rangle$, нормативный блок $\langle S, A_{on} \rangle$. Диаграмма модулей контекстно-зависимой системы управления преобразователями (рис. 7.21) включает в себя модули, относящиеся к нормативному блоку: контекстная база данных (БД) и модуль обработки контекста, а также модули, относящиеся к дескрип-

тивному блоку, такие как онтология MSG, онтология прецедентов, онтология правил, модуль поиска, модуль адаптации.



Рис. 7.21. Диаграмма модулей контекстно-зависимой системы управления преобразователями

Применение инструментальной программы разработки быстродействующих алгоритмов или сервисов управления преобразователями позволяет автоматизировать переход от описания процесса управления выполненного ЛППО к математической модели системы управления, которая впоследствии будет использоваться для генерации прецедентов, в соответствии с которыми в систему управления преобразователями второго и первого уровней подаются управляющие воздействия.

Определение проблемных ситуаций в MSG и прецедентов управления преобразователями выполняется с применением логического вывода (ЛВ) на основе правил продукции.

ЕСЛИ <совокупное условие, формируемое при обработке параметров контекста>, **ТО** <управляющее воздействие **V** проблемная ситуация>. Для этого разработано инструментальное программное средство автоматизированной разработки алгоритмов управления преобразователями MSG.

Логический вывод по выбору сервиса управления для выхода из проблемной ситуации строится на основе графа с четырьмя типами вершин, расположенных слоями (уровнями): параметры контекста (первый уровень), условия использования данных, ограничения параметров контекста (второй уровень), логические операторы (третий уровень), определение проблемных ситуаций и управляющих воздействий (четвертый уровень). Формально такой граф может быть определен совокупностью следующих множеств:

$$G = \langle D, U, L, R \rangle, \quad (7.11)$$

где D – конечное множество параметров контекста; U – конечное множество условий, которые могут принимать значения «истина», «ложь» или «неопределенно» и используют в качестве параметров элементы множества D ; L – конечное множество составных условий (операторов), которые связывают элементы множества U логическими операторами «и» (&), «или» (||) и «не» ($\bar{\quad}$); R – конечное множество результатов. Такой интерфейс инструментального программного средства для ЛПРО позволяет выделить не связанные между собой правила логического вывода (они не будут иметь общих вершин), имеющиеся противоречия или альтернативные решения (пути к разным вершинам четвертого уровня), определить минимальный набор входных данных (если вершина первого уровня не связана с вершинами второго уровня или вершина второго уровня не связана ни с третьим, ни с четвертым уровнями, то эти данные можно считать избыточными).

Использование такого алгоритма позволяет легко объединять и наращивать существующие БЗ путем объединения имеющихся множеств:

1. Определить класс ситуаций. В КЗСУ преобразователями задано два класса: 1) правила определения ПС, находящиеся в $Onto^{rules}$; 2) прецеденты, находящиеся в $Onto^{cbr}$.

2. Определить для конкретного класса ситуаций необходимый набор параметров контекста и представить их в виде отдельных вершин первого слоя.

3. Определить, не являются ли отдельные вершины функцией других вершин, и если это так, исключить их (для определения минимального множества).

4. Определить множество возможных результатов. Для правил определения ПС определение типа ПС. Для прецедента – выбор сервиса управления.

5. Описать вершины второго слоя или ограничения параметров контекста, которые классифицируют рассматриваемую ситуацию и влияют на выбор результата. Все вершины условия второго слоя должны быть соединены с вершинами первого слоя, чьи данные используются в них в качестве параметров.

6. Соединить вершины четвертого и второго слоя с вершинами третьего слоя так, чтобы путь от четвертого уровня ко второму образовал совокупность условий (составное условие), характеризующих ситуацию таким образом, что ее можно разрешить результатом, отображенным в соответствующей связанной вершине четвертого уровня.

Алгоритм построения логического вывода позволяет достаточно легко добавлять новые продукты, связанные с существующими, и разделять граф ЛВ на отдельные подзадачи без ущерба для его целостности, контролируя появление избыточных и неполных знаний.

КЗСУ преобразователями включает следующие возможности: 1) строить правила определения проблемной ситуации и правила выхода из нее при помощи программного средства автоматизированного проектирования правил ЛВ; 2) выбрать из БД прецедентов наиболее близкий по семантическому подобию прецедент.

Пользовательский интерфейс программного средства автоматизированного построения правил определения проблемной ситуации и построения прецедентов показан на рис. 7.22.

Программное средство автоматизированного проектирования ЛВ включает следующие компоненты:

1. Онтологию $Onto^{DK}$;
2. Поле для ввода контекстных данных для всех слоев графа.

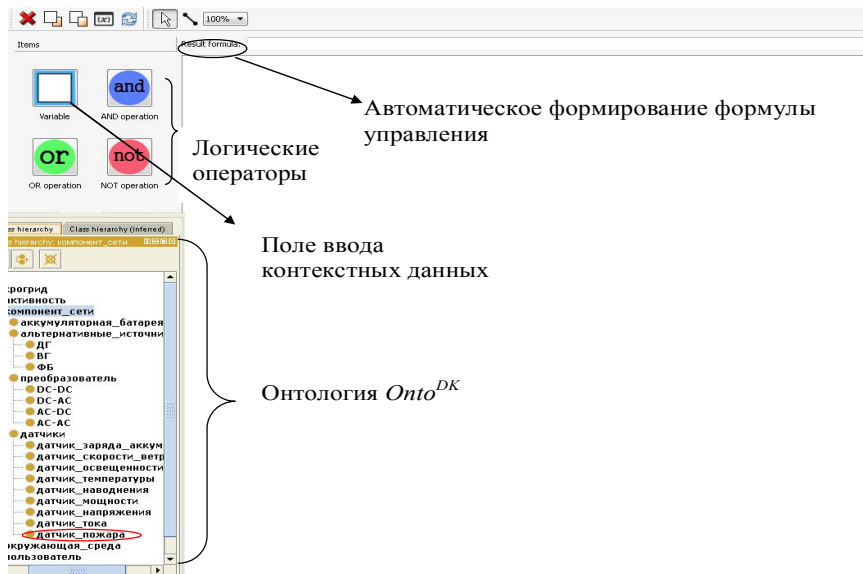


Рис. 7.22. Пользовательский интерфейс программного средства автоматизированного проектирования ЛВ

Для вызова данного поля необходимо нажать на кнопку Variable и в предложенном окошке (рис. 7.23.) ввести, например, для первого слоя, название параметра контекста, необходимого для создания правила. Введенные данные интегрируются в онтологию *Onto^{DK}*.

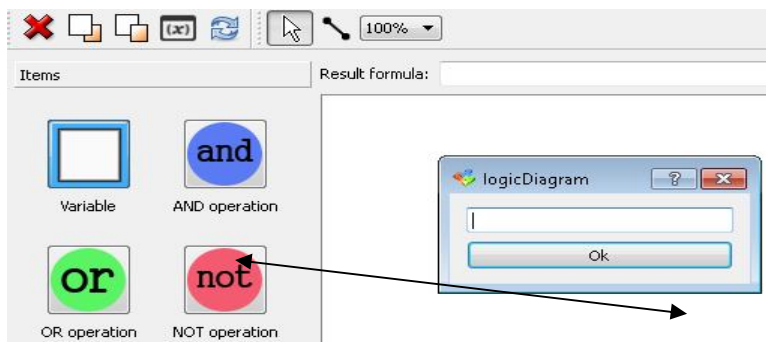
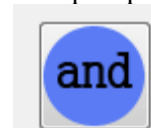


Рис. 7.23. Окно для ввода данных

3. Выбор логических операторов:



3.1. Логическое И – AND operation ;



3.2. Логическое или – OR operation ;



3.3. Логическое отрицание – NOT operation ;

4. Автоматическое формирование формулы для генерации управляющего воздействия, которое подается в систему управления второго уровня преобразователями.

Граф построения правил управления в программном средстве автоматизированного проектирования КЗСУ преобразователями в режиме моделирования прецедента выхода из ПС по критерию превышения уровня электропотребления показан на рис. 7.24. На первом уровне графа ЛВ (уровень *D*) ЛПРО выбирает входные данные из дескриптивного блока КЗСУ преобразователями. Например, прогнозные знания о включении какого-либо преобразователя в активной зоне MSG, типе возможной ПС, тарифе. На втором уровне графа (уровень *U*) данные конкретизируются входными параметрами контекста, обработанными в нормативном блоке. На третьем уровне происходит объединение логическими связками результатов второго уровня с последующей передачей результатов в вершины четвертого уровня.

На четвертом уровне графа построения ЛВ формируются управляющие воздействия на преобразователи, подключенные к нагрузкам, например, рис. 7.24:

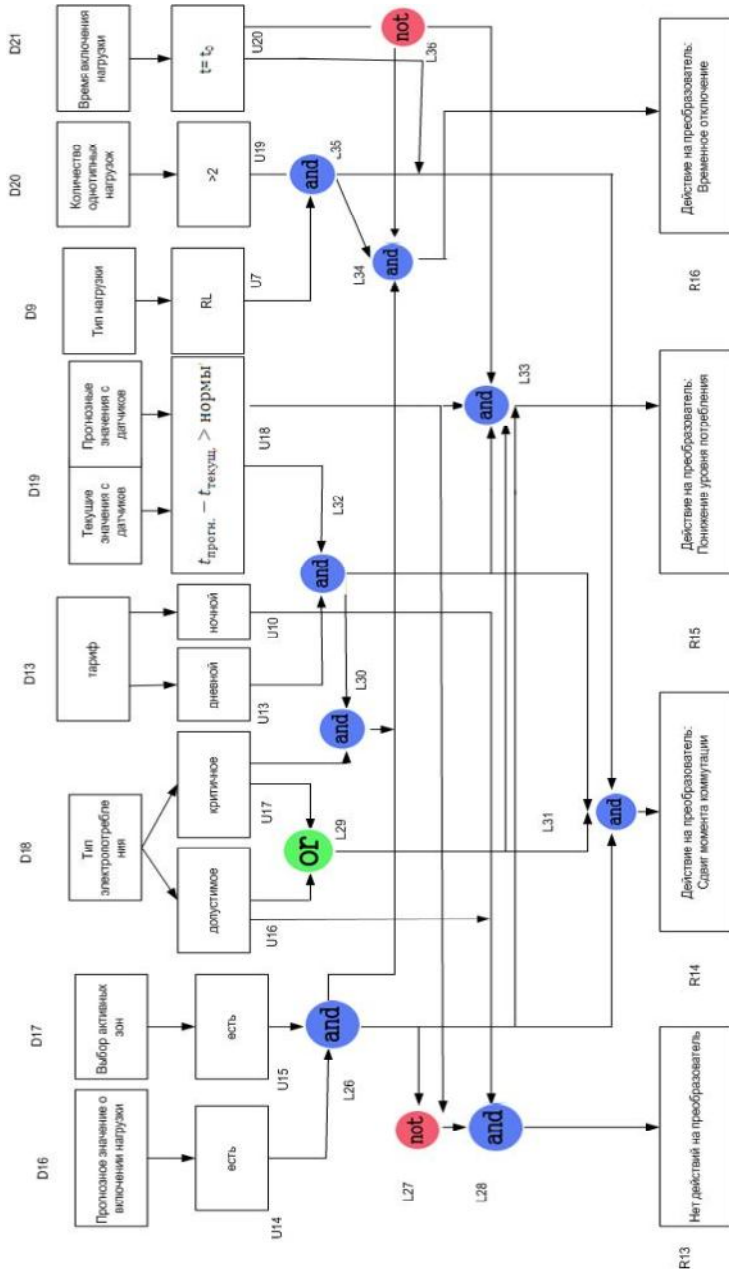


Рис. 7.24. Правила выхода из проблемной ситуации в MSG

R14. Искусственное изменение моментов коммутации нагрузок после поступления запроса на включение – устройство включается с некоторой задержкой либо раньше запрограммированного времени;

R15. Изменение уровня потребления нагрузки в установившемся процессе – при возможности ступенчатого регулирования электропотребления;

R16. Прерывание работы нагрузки с последующим ее включением в другие интервалы времени в случае, если это допустимо и текущее значение потребления превышает заданное ограничение, а изменения уровня потребления недостаточно для устранения этого превышения.

В случае, если КЗСУ преобразователями не нашла прецедент выхода из проблемной ситуации, то ЛПРО выдаются все прецеденты, мера сходства которых больше заданного заранее значения (в данном случае мера сходства не менее 0,5). Если предлагаемый прецедент можно адаптировать, производится адаптация его сценария.

Для выбора рационального сервиса управления преобразователями при возникновении ПС одного знания и опыта ЛПРО недостаточно. Формально взаимодействие ЛПРО и ЛРПИ в процессе управления преобразователями в MSG с использованием КЗСУ удобно представить виде сети Петри (CPN) [83], так как такая модель предоставляет возможность отображать параллелизм, асинхронность, иерархичность взаимодействий между объектами управления. Графически сеть Петри представлена в виде двудольного ориентированного графа с двумя типами вершин, а дуги соответствуют функциям инцидентности позиций и переходов. Параллельным процессам соответствуют состояния в сети Петри, при которых активизируются несколько переходов.

На рис. 7.25 показана разработанная CPN модель процесса принятия решения по управлению преобразователями в MSG. Основные функции участников процесса управления следующие:

- ЛПРО – мониторинг состояния MSG, анализ данных мониторинга, выявление проблемных ситуаций, выбор и разработка прецедентов по выходу из ПС, оценка эффективности реализованного сценария.

- ЛПРИ – выполняют консультирующую функцию по отношению к ЛПРО: получают информацию о ПС от ЛПРО, предлагают решения по выходу из ПС, корректируют решения ЛПРО.



Рис. 7.25. CPN модель процесса принятия решения по управлению преобразователями в MSG

Предлагаемая КЗСУ преобразователями выполняет следующие функции: анализ и оценка состояния MSG, распознавание класса ПС с использованием онтологической базы знаний, обращение к ней с целью нахождения похожих прецедентов, адаптация прецедентов к текущей ситуации. Система предлагает возможный класс ПС и найденные прецеденты в случае, если они существуют.

7.6. Коэффициенты передачи в задаче формирования оптимальной структуры сети

Контекстно-зависимая система управления, используя принципы объектно-когнитивного анализа состояний MSG, формирует команды управления сетью (увеличить/уменьшить суммарную мощность генераторов электроэнергии, увеличить/уменьшить мощность потребителей электроэнергии и т.д.), а также, обрабатывая данные о состоянии окружающей среды, оптимизирует её структуру. Сформированные команды управления подаются на преобразователи электроэнергии.

Одним из этапов оптимизации структуры сети является выбор режима работы отдельного преобразователя, как источника напряжения или тока, что реализуется системой управления третьего уровня, и соответственно определение коэффициента передачи от различных узлов генерации энергии к узлам её потребления. Это позволяет выбрать режим с минимальными потерями энергии.

Так как определение коэффициента передачи должно проводиться непрерывно в связи с динамически изменяющимися параметрами генераторов и нагрузок, то суммарное время, затраченное на расчет, может составлять значительную долю в работе алгоритма и должно быть минимизировано.

Структура сети. В общем случае MSG представляется в виде электрической схемы, содержащей N источников и M нагрузок (рис. 7.26).

На рис. 7.26 представлено: $E_1...E_n$ – источники энергии, каждый из которых может работать в нескольких режимах: 1) независимый (ведущий) источник напряжения; 2) зависимый (ведомый) источник тока; 3) источник энергии постоянной мощности; 4) источник энергии со специальной внешней характеристикой; $R_{e1}...R_{en}$

– внутренние сопротивления источников; $R_{n1} \dots R_{nm}$ – сопротивления нагрузки; $R_{n1} \dots R_{n2n}$ – внутренние сопротивления линий передач.

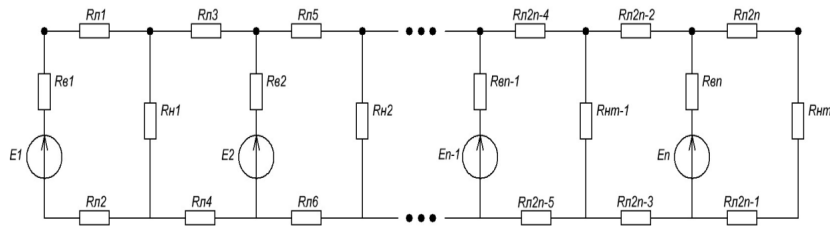


Рис. 7.26. Электрическая схема, соответствующая сети MSG

Для минимизации потерь энергии в системе осуществляется перевод режима работы источника энергии (от ведущего к ведомому) в зависимости от величины генерируемой энергии. Для этого необходимо определить, на каких интервалах времени какой из источников отдает больше энергии в нагрузки. Энергия, передаваемая в нагрузки, пропорционально зависит от коэффициента передачи между узлами. Для вычисления коэффициента передачи воспользуемся методом структурных чисел, который является инструментом для быстрого пересчета характеристических функций сети при изменении её конфигурации и позволяет проводить анализ сети на основе её графа [84].

Метод структурных чисел удобен в тех случаях, когда происходит подключение или отключение ветвей. В общем случае можно определить структурное число гипотетической системы, в которую включены все предполагаемые конфигурации сети, а затем легко осуществлять переход к частным структурным числам каждой из конфигураций.

Для расчета коэффициента передачи от n -й к m -й ветви в сети электрическая схема, изображенная на рис. 7.26, представляется в виде графа. Ветви графа нумеруются натуральными числами, как показано на рис. 7.27. При этом вес каждой ветви определяется её сопротивлением.

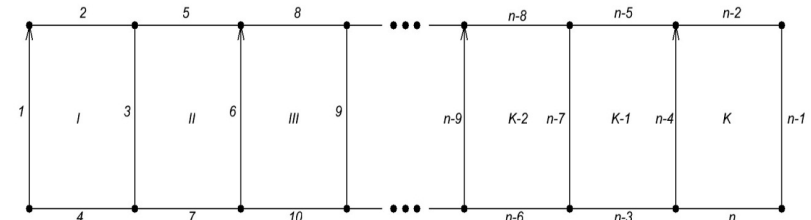


Рис. 7.27. Граф, соответствующий электрической схеме

Для упрощения расчёта все сопротивления линий передач объединяются в пределах одного контура, и преобразованный граф (рис. 7.27) приобретает вид, показанный на рис. 7.28.

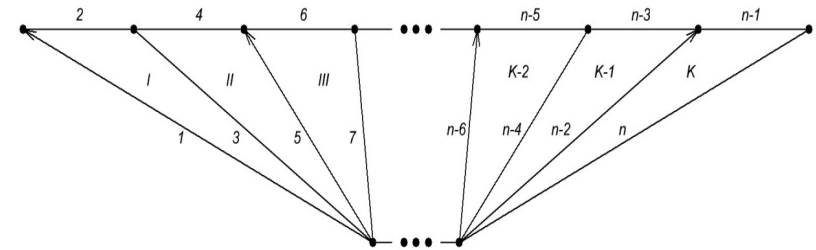


Рис. 7.28. Преобразованный граф

Общее структурное число для схемы запишется следующим образом: K независимых переменных определяются из $K+1$ контуров, которым соответствуют множества чисел, например, контуру III (рис. 7.27) соответствует множество [6 8 9 10]. Структурное число A определяется как Декартово произведение K множеств и записывается в виде

$$A = [1234][3567][68910] \dots [n-9n-8n-7n-6][n-7n-5n-4n-3][n-4n-2n-1n] =$$

$$= \begin{bmatrix} 1 & 2 & \dots & 9 & 10 \\ 3 & 3 & \dots & n-9 & n-6 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ n-7 & n-5 & \dots & n-7 & n-3 \\ n-4 & n-2 & \dots & n-4 & n \end{bmatrix}$$

Если в общей схеме (рис. 7.26) какой-либо из источников не генерирует энергию либо отключен, это соответствует размыканию соответствующей ветви на графе (рис. 7.27). Например, при выключении источников E_2 и E_{n-1} ветви 6 и $n-9$ разомкнуты и структурное число запишется в следующем виде:

$$A = [1234][357][68910] \dots [n-8n-7n-6][n-7n-5n-4n-3][n-4n-2n-1n] =$$

$$= \begin{bmatrix} 1 & 2 & \dots & 9 & 10 \\ 3 & 3 & \dots & n-8 & n-6 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ n-7 & n-5 & \dots & n-7 & n-3 \\ n-4 & n-2 & \dots & n-4 & n \end{bmatrix},$$

то есть из общего структурного числа будут исключены столбцы, содержащие элементы 6 и $n-9$.

Выражение для вычисления коэффициента передачи ведущего источника (коэффициент передачи по напряжению) методом структурных чисел имеет следующий вид:

$$K_u = \frac{U_\delta}{E_\alpha} = \frac{\text{Sim}_Z \left(\frac{\partial A}{\partial \alpha}, \frac{\partial A}{\partial \delta} \right) - \sum_{i=1}^{N-1} W_i \cdot \text{Sim}_Z \left(\frac{\partial^2 A}{\partial \alpha \partial \gamma_i}, \frac{\partial^2 A}{\partial \beta_i \partial \delta} \right) +}{\det A + \sum_{i=1}^{N-1} W_i \cdot \text{Sim}_Z \left(\frac{\partial A}{\partial \beta_i}, \frac{\partial A}{\partial \gamma_i} \right) -} + \frac{\sum_{i < j} W_i W_j \cdot \text{Sim}_Z \left(\frac{\partial^3 A}{\partial \alpha \partial \gamma_i \partial \gamma_j}, \frac{\partial^3 A}{\partial \delta \partial \beta_i \partial \beta_j} \right)}{\sum_{i < j} W_i W_j \cdot \text{Sim}_Z \left(\frac{\partial^2 A}{\partial \beta_i \partial \beta_j}, \frac{\partial^2 A}{\partial \gamma_i \partial \gamma_j} \right)} \cdot z_\delta,$$

где $\partial A / \partial \alpha$ – алгебраическая производная; $\delta A / \delta \alpha$ – обратная производная структурного числа A по элементу α ; $W_i = Kz_i$ – передаточный активный импеданс зависимого источника; $\det A$ – детерминантная

функция структурного числа; $\text{Sim}_Z \left(\frac{\partial A}{\partial \alpha}, \frac{\partial A}{\partial \beta} \right)$ – функция совпадения для графа, содержащего ориентированные рёбра α и β [84].

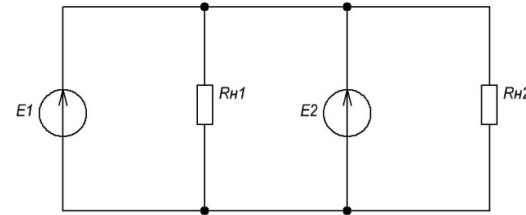


Рис. 7.29. Сеть с двумя источниками

Зная коэффициент передачи ведущего источника, легко вычислить коэффициент передачи ведомого источника (коэффициент передачи по току), используя формулу

$$K_i = K_u \frac{z_\alpha}{z_\beta}.$$

Знание коэффициентов передачи K_u и K_i позволяет приступить к расчету потерь энергии в схеме. Для обеспечения соответствующего уровня отбора энергии необходимо рассчитать все коэффициенты передачи от каждого источника во все нагрузки. Количество этих коэффициентов N_K рассчитывается по формуле

$$N_K = \sum_{i=1}^{i=k} C_k^i \cdot \sum_{l=1}^{l=n} \sum_{p=1}^{p=m} A_n^l \cdot A_m^p,$$

где n – количество генераторов в сети; m – количество нагрузок в сети; k – количество уровней генерируемой энергии для каждого источника.

Для иллюстрации расчета количества коэффициентов передачи рассмотрим два примера: рис. 7.29 и 7.30. В сети, представленной на рис. 7.29, каждый источник генерирует один уровень энергии и количество коэффициентов, которые необходимо рассчитать, равно 16.

Для иллюстрации расчета количества коэффициентов передачи рассмотрим два примера: рис. 7.29 и 7.30. В сети, представленной на рис. 7.29, каждый источник генерирует один уровень энергии и количество коэффициентов, которые необходимо рассчитать, равно 16.

В сети, представленной на рис. 7.30, предположим, что из трех источников каждый генерирует три уровня энергии, и количество коэффициентов, которые необходимо рассчитать, равно 336.

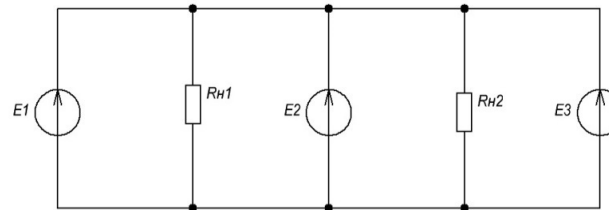


Рис. 7.30. Сеть с тремя источниками

Таким образом, при увеличении количества источников и нагрузок в сети, количество коэффициентов передачи,

которые необходимо рассчитать, стремительно растет. Для сокращения времени расчета необходимо этот процесс упростить и алгоритмизировать.

Алгоритмизация расчета коэффициента передачи. Граф, приведенный на рис. 7.28, представим в виде радиальной топологии сети (рис. 7.31), где направленные радиальные линии соответствуют ветвям, содержащим источники энергии, ненаправленные радиальные линии соответствуют нагрузкам, а линии, лежащие на дуге, соответствуют линиям передач.

При расчете коэффициента передачи в радиальной сети функция совпадения приобретает новый смысл – она включает в себя линейные комбинации весов ветвей, необходимых для образования замкнутых контуров с ветвями, между которыми осуществляется передача энергии. При этом знаки слагаемых указывают на взаимную направленность ветвей.

Если количество секторов в радиальной сети равно K , то количество ветвей, входящих в замкнутый контур, равно $K+1$, количество ветвей, необходимое для образования замкнутых контуров, равно $K-1$.

Для упрощения расчётов и уменьшения количества операций для расчёта коэффициента передачи между ветвями схемы используется метод перестановки теории групп [85]: рассчитывается коэффициент передачи для первоначальной конфигурации сети с нечетным количеством секторов, а затем, при изменении конфигурации сети, в формулах для расчёта коэффициента передачи заменяются соответствующие индексы весов ветвей в слагаемых, в которых присутствуют ветви, между которыми осуществляется передача, а в слагаемых, где эти ветви отсутствуют, заменяются индексы на симметричные. Для определения симметричных индексов проводится ось симметрии через ветвь, содержащую источник

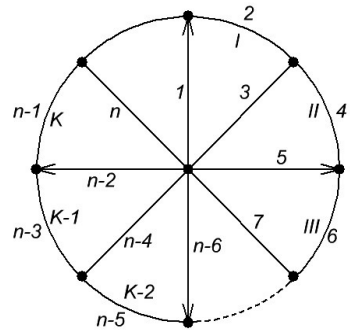


Рис. 7.31. Радиальная топология сети

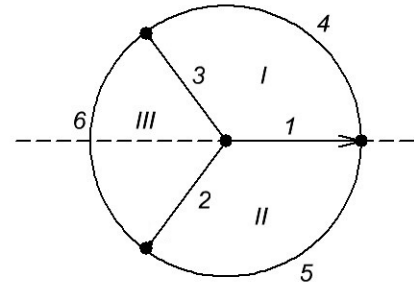


Рис. 7.32. Сеть с тремя контурами

Например, для сети с тремя контурами (рис. 7.32), где ветвь 1 содержит источник энергии, ветви 2 и 3 – нагрузки, а ветви 4, 5, 6 – линии передач, ось симметрии проведена через ветвь 1, симметричными являются ветви 2 и 3, а также 4 и 5.

В этом случае количество ветвей, входящих в замкнутый контур равно 4, количество ветвей, необходимое для

образования замкнутых контуров равно 2, а количество слагаемых в функции совпадения равно 4.

Рассчитаем коэффициент передачи между ветвями 1 и 2, 1 и 3. В первом случае функция совпадения будет равна

$$Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial l}, \frac{\partial A}{\partial 2} \right) = z_3 z_4 + z_3 z_5 + z_3 z_6 + z_4 z_6, \quad \text{а во втором –}$$

$$Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial l}, \frac{\partial A}{\partial 3} \right) = z_2 z_4 + z_2 z_5 + z_2 z_6 + z_5 z_6.$$

На рис. 7.33 а и б представлены варианты образования замкнутых контуров между ветвями 1 и 2, 1 и 3 для определения функций совпадения.

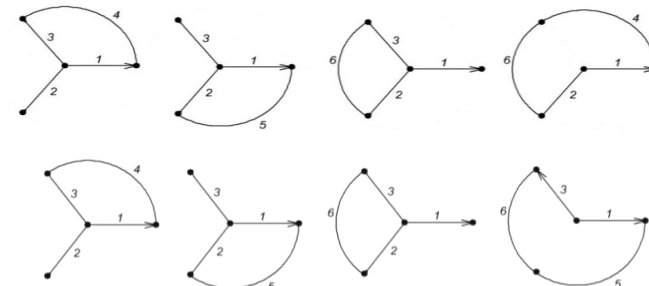


Рис. 7.33. а – варианты образования замкнутых контуров между ветвями 1 и 2;

б – варианты образования замкнутых контуров между ветвями 1 и 3

Для сети с чётным количеством контуров принцип расчёта остаётся тем же, но накладывается условие, что в слагаемых, где присутствует номер ветви, через которую проходит ось симметрии, он не изменяется.

Например, для сети с четырьмя контурами (рис. 7.34) функция совпадения между ветвями 1 и 2, 1 и 4 будет равна

$$\begin{aligned} Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial 1}, \frac{\partial A}{\partial 2} \right) &= z_3 z_4 z_5 + z_3 z_4 z_6 + z_3 z_4 z_7 + z_3 z_4 z_8 + z_3 z_5 z_7 + z_3 z_5 z_8 + \\ &+ z_4 z_5 z_7 + z_4 z_7 z_8 + z_7 z_8 z_5 \end{aligned}$$

и

$$\begin{aligned} Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial 1}, \frac{\partial A}{\partial 4} \right) &= z_3 z_2 z_5 + z_3 z_2 z_6 + z_3 z_2 z_7 + z_3 z_2 z_8 + z_3 z_6 z_7 + z_3 z_6 z_8 + \\ &+ z_2 z_6 z_8 + z_2 z_7 z_8 + z_7 z_8 z_6 \end{aligned}$$

соответственно.

В общем случае для радиальной сети из n контуров с множеством радиальных ветвей R и множеством ветвей, лежащих на дуге D , функция совпадения между двумя любыми ветвями α и β будет равна

$$Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial \alpha}, \frac{\partial A}{\partial \beta} \right) = \prod_{\substack{i=1, \\ i \neq \alpha, \\ i \neq \beta}}^n z_{r_i} \cdot \sum_{j=1}^n z_{d_j} + \sum_{m=1}^{n-k-1} \prod_{\substack{i=1 \\ i \in R \\ i \neq \alpha \\ i \neq \beta}} z_{r_i} \cdot \sum_{\substack{j,m=1 \\ j \neq m \\ j \neq \gamma}}^k \prod_{\substack{j=1 \\ j \in D \\ j \neq \gamma}} z_{d_j},$$

где z_r – радиальные ветви; z_d – ветви, лежащие на дуге; $k=2,3,\dots,n$, γ – ветвь, лежащая на дуге между ветвями α и β . При этом, если передача осуществляется между соседними ветвями, последнее слагаемое будет содержать только номера ветвей, лежащих на дуге:

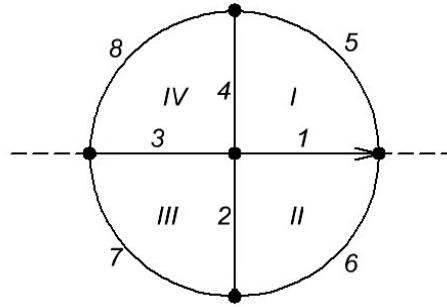


Рис. 7.34. Сеть с четырьмя контурами

$$Sim_Z \left(\frac{\partial A}{\partial \alpha}, \frac{\partial A}{\partial \beta} \right) = \prod_{\substack{i=1, \\ i \neq \alpha, \\ i \neq \beta}}^n z_{r_i} \cdot \sum_{j=1}^n z_{d_j} + \sum_{m=1}^{n-k-1} \prod_{\substack{i=1 \\ i \in R \\ i \neq \alpha \\ i \neq \beta}} z_{r_i} \cdot \sum_{\substack{j,m=1 \\ j \neq m \\ j \neq \gamma}}^k \prod_{\substack{j=1 \\ j \in D \\ j \neq \gamma}} z_{d_j} + \prod_{j=1, j \neq \gamma}^n z_{d_j}.$$

При расчете функции совпадения предлагаемым методом накладывається ограничение на построение независимых контуров, содержащих ветви, между которыми осуществляется передача, – слагаемые с одинаковой комбинацией радиальных ветвей должны отличаться друг от друга не более чем одной дуговой ветвью.

Уменьшение трудоёмкости и сокращение времени расчёта коэффициента передачи при вычислении функций совпадения достигаются за счет устранения операций составления структурного числа, взятия производных и определения конъюнкций, при этом расчет сводится к определению индексов ветвей, образующих замкнутые контуры с ветвями, между которыми осуществляется передача энергии.

Таким образом, контекстно-зависимая система управления, используя данные окружающей среды и электропотребления, позволяет определять режимы работы отдельных генераторов, осуществлять выбор ведущего источника, определяя коэффициенты передачи от всех источников ко всем нагрузкам, что позволяет минимизировать потери мощности в сети. Однако для повышения энергоэффективности системы необходимо осуществлять отбор максимальной энергии от отдельных возобновляемых источников, а также в случае их совместной работы. В связи с этим возникают такие задачи, как отбор максимальной энергии от фотобатареи; отбор максимальной энергии от потока ветра при изменении его параметров; перераспределение потока энергии между накопителем и дизельным генератором в гибридных системах. Так как вопросам отбора максимальной энергии от фотобатарей посвящено значительное количество работ [86, 87, 88, 89], уделим большее внимание задаче отбора максимальной энергии от ветрогенератора.

7.7. Особенности управления отбором максимальной энергии

Рациональное использование электропотребления достигается за счёт отбора максимальной энергии от ветрогенератора и формируется в виде параметров контекста в КЗСУ, которая вырабатывает величину задающего тока для микропроцессорной системы. Существуют различные схемы преобразования энергии ветра в электрическую энергию при работе ветрогенератора [90]. Одной из наиболее распространенных является система с использованием синхронного генератора и выпрямителя.

Особенность использования ветрогенераторов – это нестабильная и низкая удельная выходная мощность, что обуславливает необходимость их работы в режиме отбора максимальной мощности и может быть обеспечено при определенном угле нагрузки. Для формирования задающего тока компенсатора, обеспечивающего угол нагрузки, при котором уровень энергии, передаваемой в нагрузку, будет максимальным, необходимо определить условия работы системы синхронный генератор-выпрямитель-активно-индуктивная нагрузка.

Эквивалентная схема синхронный генератор – нагрузка.

При работе синхронного генератора на выпрямитель с активно-индуктивной нагрузкой формы фазных токов и напряжений искажаются [91]. Несинусоидальность фазных напряжений и токов приводит к появлению высших гармоник тока потребления, изменению угла нагрузки и уменьшению уровня энергии, передаваемой в нагрузку, которая зависит от угла нагрузки θ между векторами фазной ЭДС и напряжения. Исходя из векторной диаграммы работы синхронного генератора, угол нагрузки θ определяется следующим образом:

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{I_{\phi} X_q \cos \varphi - I_{\phi} R_a \sin \varphi}{U_{\phi} + I_{\phi} R_a \cos \varphi + I_{\phi} X_q \sin \varphi}, \quad (7.12)$$

где I_{ϕ} и U_{ϕ} – фазные ток и напряжение; φ – угол сдвига фаз между током и напряжением; R_a , X_q – активное и реактивное сопротивление фазных обмоток статора. При условии синусоидальности напряжения генератора, а также линейности нагрузки, уровень

энергии, передаваемой в нагрузку, зависит от характера нагрузки и будет максимальным при активной нагрузке, при которой $\cos \varphi = 1$. В этом случае угол нагрузки определяется из выражения

$$\theta = \operatorname{arctg} \frac{I_{\phi} X_q}{U_{\phi} + I_{\phi} R_a}. \quad (7.13)$$

Для обеспечения $\cos \varphi = 1$ и соответствующего угла нагрузки, в систему преобразования энергии ветра в электрическую энергию при работе ветрогенератора с использованием синхронного генератора и выпрямителя включается компенсатор с накопителем, как показано на рис. 7.35, на котором R_a , R_b , R_c , L_a , L_b , L_c – активные сопротивления и индуктивности фазных обмоток статора ($R_a = R_b = R_c$, $L_a = L_b = L_c$); R_H , L_H – активное сопротивление и индуктивность нагрузки; K – компенсатор и накопитель.

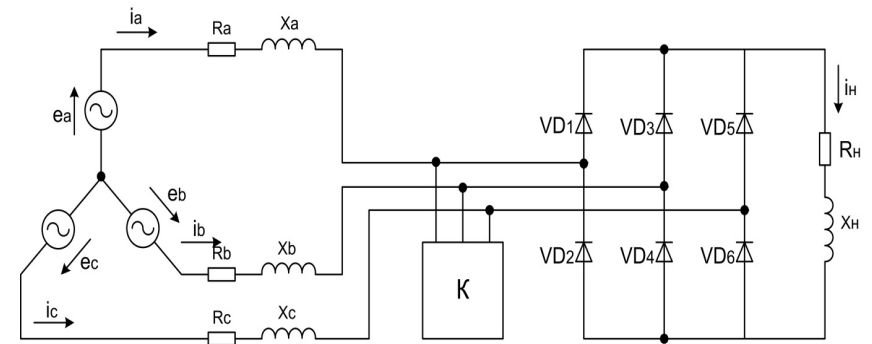


Рис. 7.35. Эквивалентная схема синхронный генератор-нагрузка

Определение задающего тока компенсатора. В течение времени, соответствующего углу коммутации γ , ток проходит одновременно через три вентиля, при этом напряжение коммутирующих фаз имеет несинусоидальный характер. Угол коммутации является функцией фазного тока:

$$\gamma = \arccos \left(1 - \frac{X_q I_{\phi}}{E_{2m}} \right). \quad (7.14)$$

Для упрощения положим, что $R_a = 0$, $L_a \neq 0$, $L_H \rightarrow \infty$. Форма фазного тока, тока компенсатора и фазного напряжения для фазы синхронного генератора при таких допущениях представлена на рис. 7.36. На интервалах $0 \div t_2$ и $t_4 \div t_5$ компенсатор потребляет из сети энергию W_1 и W_3 соответственно, а на интервалах $t_2 \div t_4$ и $t_5 \div \frac{T}{2}$ отдаёт энергию W_2 и W_4 .

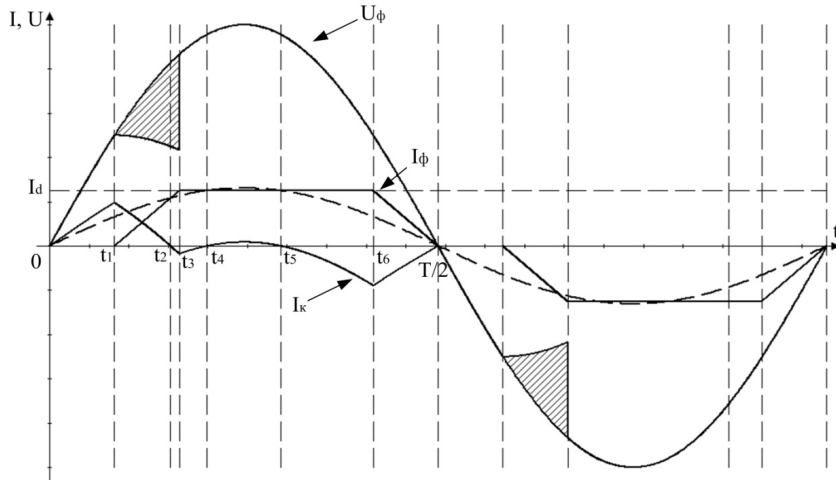


Рис. 7.36. Форма потребляемого тока, тока компенсатора и фазного напряжения

При формировании компенсатором задающего тока, форма которого определяется выражением

$$I_k(t) = I_m \sin(\omega t) - I_\phi(t), \quad (7.15)$$

будет обеспечиваться угол нагрузки, соответствующий максимальному уровню энергии, передаваемой в нагрузку.

Амплитуду синусоидального тока определим из баланса энергии [92, 93] на полупериоде работы схемы: $W_1 + W_2 + W_3 + W_4 = 0$. Потребляемая и отдаваемая компенсатором энергии определяются так:

$$W_1 = \int_0^{t_1} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt + \left(\int_{t_1}^{t_2} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt - \int_{t_1}^{t_2} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot \left(\frac{I_d}{\gamma} (t - t_1) \right) dt \right); \quad (7.16)$$

$$W_2 = \left(\int_{t_2}^{t_3} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot \left(\frac{I_d}{\gamma} (t - t_1) \right) dt - \int_{t_2}^{t_3} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt \right) + \left(\int_{t_3}^{t_4} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_d dt - \int_{t_3}^{t_4} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt \right); \quad (7.17)$$

$$W_3 = \int_{t_4}^{t_5} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt - \int_{t_4}^{t_5} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_d dt; \quad (7.18)$$

$$W_4 = \left(\int_{t_5}^{t_6} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_d dt - \int_{t_5}^{t_6} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt \right) + \left(\int_{t_6}^{\frac{T}{2}} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot \left(\frac{-I_d}{\gamma} (t - t_6) + I_d \right) dt - \int_{t_6}^{\frac{T}{2}} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt \right); \quad (7.19)$$

Амплитуда синусоидального тока определяется из равенства

$$\int_0^{\frac{T}{2}} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t) dt = \int_0^{\frac{T}{2}} E_{2m} \sin(\omega t) \cdot I_\phi(t) dt, \quad (7.20)$$

где ток потребления

$$I_\phi(t) = \begin{cases} \frac{I_d}{\gamma} (t - t_1) \text{ нпу } t_1 < t < t_3; I_d \text{ нпу } t_3 < t < t_6; \\ -\frac{I_d}{\gamma} (t - t_6) + I_d \text{ нпу } t_6 < t < \frac{T}{2} \end{cases}. \quad (7.21)$$

Отсюда

$$I_m = \frac{\omega I_d \left(\frac{3}{4} \gamma + (t_6 - t_3) \right)}{2 \sin^2 \left(\frac{\omega T}{4} \right)}. \quad (7.22)$$

Подставляя выражения (7.21) и (7.22) в выражение (7.15), определяем форму задающего тока компенсатора, при котором напряжение на нагрузке имеет синусоидальную форму, ток потребления также синусоидальный, с некоторым коэффициентом сдвига относительно напряжения, что позволяет говорить об эквиваленте активной нагрузки, создаваемом накопителем и нагрузкой. В таком случае упрощенно ветрогенератор можно представить в виде RL цепи.

Учёт изменения параметров ветрового потока. Для работы ветрогенератора в режиме отбора максимальной мощности необходимо осуществлять поворот лопастей и гондолы ветрогенератора таким образом, чтобы значения скорости и давления потока ветра соответствовали максимальному уровню энергии, который можно отобрать от ветрового потока. Эквивалентность нагрузки активной нагрузке и соответствующий угол нагрузки обеспечиваются включением в систему компенсатора и накопителя.

Уровень энергии, передаваемой в нагрузку, будет максимальным при формировании задающего тока компенсатора, обеспечивающего соответствующий угол нагрузки, в динамическом режиме изменения параметров ветрового потока, с учётом нелинейной зависимости внутреннего сопротивления ветрогенератора от угла атаки лопастей и поворота гондолы.

Эквивалентная схема ветрогенератора. Упрощенно эквивалентную схему ветрогенератора можно представить, как показано на рис. 7.37, где обозначено: $BГ$ – ветрогенератор; T – турбина; $ЭГ$ – электрический генератор (синхронный, асинхронный); $E(t)$ – источник синусоидального напряжения; $r(t)$ – нелинейное внутреннее сопротивление, которое определяется как внутренним сопротивлением фазы генератора, так и эквивалентом аэродинамического сопротивления лопастей и гондолы ветрогенератора и является функцией угла атаки лопастей α и угла поворота гондолы β ; L – индуктивность линий; K – компенсатор; Π – преобразователь; $УЗ$ –

устройство заряда/разряда аккумулятора; H – эквивалент активной нагрузки, состоящий из накопителя и сопротивления нагрузки R .

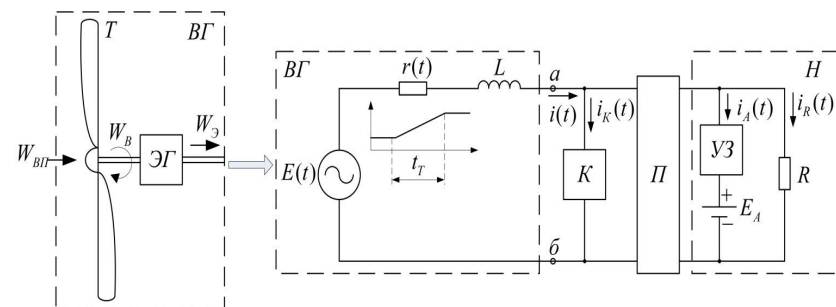


Рис. 7.37. Эквивалентная схема ветрогенератора

Энергия ветрового потока $W_{вет}$, которая может быть описана с помощью уравнения Бернулли [94], преобразуется в энергию на валу электрического генератора W_B и соответствующий момент на валу и, далее, – в электрическую энергию $W_Э$. Все эти преобразования можно упрощенно представить в виде эквивалентной схемы, содержащей источник ЭДС $E(t)$, внутреннее сопротивление $r(t)$, эквивалентную индуктивность цепи L и активную нагрузку R [95].

Накопитель энергии E_A , кроме обеспечения запаса энергии, позволяет таким образом изменять ток $i_K(t)$ (величина которого определяется по формуле (7.15), чтобы формировать активный характер нагрузки R_H в точках a - $б$ с выполнением равенства $r(t) = R_H(t)$. Поток энергии генератора перераспределяется между накопителем и нагрузкой, и при фиксированной нагрузке накопитель заряжается током $i_A(t) = i(t) - i_K(t) - i_R(t)$.

Условием начала поворота лопасти или гондолы является несовпадение направления потока ветра с осью вращения. Как только направление потока ветра изменится таким образом, что между его вектором и осью вращения образуется некоторый угол, на систему управления поступит сигнал о необходимости поворота лопасти или гондолы. При условии, что проекция вектора скорости ветра на ось вращения гондолы будет равна нулю, аэродинамическое сопро-

тивление лопасти будет принимать минимальное значение, а уровень энергии ветра, поступающей для преобразования в электроэнергию, будет максимальным. Аналогично и для гондолы – аэродинамическое сопротивление будет минимальным при условии, что проекция вектора скорости ветра на ось вращения лопасти будет равна нулю. При изменении угла атаки аэродинамическое сопротивление будет возрастать, а уровень энергии уменьшаться.

Поворот лопастей и гондолы ветрогенератора рационально осуществлять только в том случае, если энергия, затрачиваемая на поворот, меньше энергии, которую можно отобрать от ветрового потока в интервалы изменения параметров потока ветра: $\Delta W > W_{пов}$.

Проекция вектора скорости ветра на ось вращения пропорциональна косинусу угла атаки, и при малых приращениях угла внутреннее сопротивление ветрогенератора можно считать линейно изменяющейся функцией времени $r(t) = k_R \cdot t$, где k_R – коэффициент масштабирования, имеющий размерность [Ом/с].

Поскольку для работы ветрогенератора в режиме отбора максимальной мощности необходимо, чтобы выполнялось условие $r = R_H$, то эквивалентное сопротивление нагрузки должно изменяться по такому же линейному закону, как и внутреннее сопротивление: $R_H(t) = k_R \cdot t$. В этом случае уравнение цепи запишется в виде

$$L \frac{di(t)}{dt} + r(t) \cdot i(t) + R_H(t) \cdot i(t) = E_m \sin \omega t. \quad (7.23)$$

При этом линейное изменение эквивалентного сопротивления нагрузки обеспечивается накопителем за счёт перераспределения токов между накопителем и нагрузкой.

Определение переходного тока. Для определения переходного тока в выходной цепи эквивалентной схемы ветрогенератора необходимо решить уравнение (7.23). В реальных системах [96] скорость поворота лопастей составляет 4,6...5 °/с, а скорость поворота гондолы – 0,5...1 °/с, при этом точность ориентации на направление ветра должна быть не менее 4...5°, ибо при отклонении в 5° потери мощности могут составлять до 10%. Тогда общее время поворота $t_{пов}$ приблизительно составляет 10 с. Период синусоидального напряжения с частотой 50 Гц составляет 0,02 с, что на-

много меньше времени поворота: $T \ll t_{пов}$ и позволяет проводить расчеты для средних значений тока и напряжения, и в правой части уравнения (7.23) перейти от синусоидального напряжения к его среднему значению за период: $E_m \sin \omega t \rightarrow E_{CP}$.

Выражение (7.23) является обыкновенным линейным дифференциальным уравнением первого порядка, и при нулевых начальных условиях переходной ток в цепи определяется следующим видом:

$$i(t) = \frac{E_{CP} \sqrt{\frac{\pi}{2}} \cdot \operatorname{erfi}\left(\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t\right)}{\sqrt{\frac{2k_R}{L}}} \cdot e^{-\frac{2k_R \cdot t^2}{L}}, \quad (7.24)$$

где $\operatorname{erfi}\left(\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t\right)$ – мнимая часть функции ошибок, которая при $\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t \rightarrow \infty$ стремится к единице: $\operatorname{erfi}\left(\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t\right) \Big|_{\sqrt{\frac{k_R}{L}} \cdot t \rightarrow \infty} \rightarrow 1$ и

переходной ток описывается законом $i(t) = A \cdot e^{-t^2/\tau}$.

Уравнение (7.24) определяет закон изменения тока в выходной цепи эквивалентной схемы ветрогенератора при линейном изменении внутреннего сопротивления.

На рис. 7.38 показаны два закона изменения переходного тока в выходной цепи эквивалентной схемы ветрогенератора на интервале изменения параметров потока ветра (скорость и направление) в относительных единицах к максимальному среднему значению напряжения E_{CP}/E_{CPmax} : $i_1(t)$ – при условии, что внутреннее сопротивление ветрогенератора постоянно ($r = const$); $i_2(t)$ – при условии, что внутреннее сопротивление ветрогенератора изменяется линейно ($r = k_R \cdot t$), где $\tau = \frac{L}{2k_R}$ – постоянная времени переходного процесса.

Определим разницу ΔW между уровнями энергии, которую можно отобрать от ветрового потока: $W_1 = \int_0^{3\tau} i_1^2(t) \cdot R_H dt$ – при условии, что внутреннее сопротивление ветрогенератора постоянно,

$W_2 = \int_0^{3\tau} i_2^2(t) \cdot R_H(t) dt$ – при условии, что внутреннее сопротивление

ветрогенератора изменяется линейно: $\Delta W = \frac{W_2 - W_1}{W_1} = 2,2\%$.

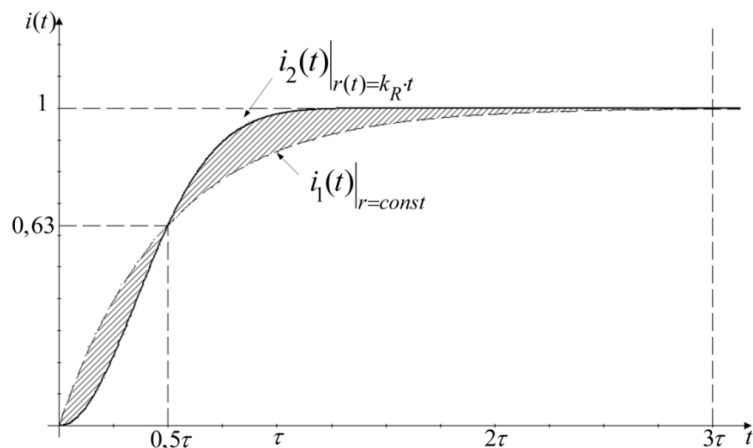


Рис. 7.38. Законы изменения переходного тока в выходной цепи эквивалентной схемы ветрогенератора

При использовании данного подхода определения задающего тока компенсатора, если предположить, что изменение энергии ветрового потока в сутки составляет 10 % от установившегося значения, то при мощности ветрогенератора в 600 кВт, уровень отбираемой энергии повышается на 1,3 кВт.

На практике изменение энергии ветрового потока может достигать 50 %, использование данного подхода позволяет повысить уровень отбираемой энергии на 6,5 кВт.

На основании изложенного можно сделать вывод, что унитарность средств силовой электроники с составляющими Smart Grid характеризуется энергетическим и информационным аспектами взаимодействия. Энергетический аспект применения устройств силовой электроники в системах Smart Grid отражает реализацию таких функций: 1) конфигурация системы; 2) согласование, управление и стабилизация параметров; 3) оптимизация структуры и режи-

мов работы. Информационный аспект отражает реализацию онтологических систем управления, позволяющих придать управлению системой преобразователей свойств антиципации на основе использования когнитивного подхода при работе с базами знаний глобальной и собственной информационной системы Smart Grid.

Принятие решений по управлению электропотреблением в MSG связано с трудностью анализа текущей ситуации среды в связи с ее непрерывным изменением, а также с тем, что из-за большого количества источников информации нужны дополнительные средства ее обработки. Одним из средств искусственного интеллекта, которое позволяет представить модель текущего состояния в виде, удобном для его понимания, является модель контекста, что позволяет сузить объем анализируемой информации. Интеграция в контекст информации, получаемой от гетерогенных источников, позволяет получить модель текущего состояния реального MSG, на основании которой алгоритмами управления может быть сгенерировано множество управляющих решений, поступающих на преобразователи.

Список использованной литературы

1. Ильин В.В. Введение в Smart Grid // Вентиляция. Отопление. Кондиционирование: АВОК. – 2012. – № 7. – С. 76–80.
2. *The Modern Grid Initiative*. Modern Grid v2.0 Powering Our 21st – Century Economy // United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 2007.
3. *Vision and Strategy for European Electricity Networks of the Future*. European Commission, 2006.
4. Матвеев И.Е. Энергосбережение и эффект «дикаплинга». <http://www.energosovet.ru>
5. Олейник С. Сетевые накопители энергии - недостающее звено возобновляемой энергетики // Международная конференция «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока России», 2013. (<http://www.rao-esv.ru>).
6. Кириленко А.В., Якименко Ю.И., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Преобразователи параметров электроэнергии в Smart системах энергетики // Пр. Ін-ту електродинаміки Національної академії наук України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – 2010. – С. 17–23.

7. Кириленко А.В., Жуйков В.Я. Смарт-грид в ракурсе системной методологии. // Пр. Ін-ту електродинаміки Національної академії наук України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч.1. – 2011. – С. 63–71.

8. Lasseter R. MicroGrids // IEEE PES Winter Meeting. – 2002. – P. 25–26.

9. Zang H., M. Chandorkar, G. Venkataramanan. Development of Static Switchgear for Utility Interconnection in a Microgrid. // Power and Energy Systems PES, Palm Springs, CA. – 2003. – P.25–26.

10. Петергеря Ю.С., Жуйков В.Я., Терещенко Т.О. Інтелектуальні системи забезпечення енергозбереження житлових будинків: Навчальний посібник. – 2008. – С.7-33.

11. Алексеев Б.А. Планы повышения эффективности использования электроэнергии в Европе: роль силовой электроники // Энергоэксперт. – 2009. – № 6. – С. 82–84.

12. Виджсей К. Суд. Применение статических преобразователей в энергетических системах / Пер. с англ. – М.: Научно-инженерное информ. агенство НП НИИА, 2009. – 344 с.

13. Жемеров Г.Г., Шавелкин А.А. Несимметричный гибридный многоуровневый преобразователь частоты с улучшенными характеристиками // Техн. електродинаміка. Темат. вип. «Силовая електроніка та енергоефективність». – 2009. – Ч. 2. – С.39–44.

14. Сенько В.И., Жуйков В.Я., Буденный А.В. Применение двойного ряда Фурье для анализа квазисинусоидальных сигналов // Оптимизация устройств энергетической электроники. - К.: Наук. думка. – 1981.

15. Koroteev I.Ye., Klitta M. Control of the three phase matrix frequency converters on the base of first harmonics method in space with two time variables // Техн. електродинаміка. – 2012. – №. 2. – С. 55-56.

16. Жуйков В.Я., Ямненко Ю.С., Терещенко Т.А., Киселева А.Г. Контекстно-зависимое управление преобразователями электроэнергии в MSG локального объекта // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 95–100.

17. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа micro Grid (основные средства) // Энергоэксперт. – 2009. — № 4. – С. 7–12.

18. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В. Принципы організації взаємодії компонент смарт мереж // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 51-52.

19. Кириленко О.В., Якименко Ю.І., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. випуск. – 2010. – С. 17–23.

20. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

21. Kyrylenko O.V., Strzelecki R., Denysiuk S.P., Derevianko D.G. Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity GRID with DG in Ukraine Based on IEEE Standards // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 6. – С. 52–57.

22. Zang H., Chandorkar M., Venkataramanan G. Development of Static Switchgear for Utility Interconnection in a Microgrid // Power and Energy Systems PES, Palm Springs, CA. – 2003. – P. 25–26.

23. Троицкий В.А. Глобальная экология и стратегия развития энергетики // Альтернативные источники энергии: эффективность и управление. – 1990. – № 2. – С.19–23.

24. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В. Принципы організації взаємодії компонент смарт мереж // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 51–52.

25. Рябенский В.М., Аль-Суод М.М. Анализ режимов работы автономных электроэнергетических систем с использованием цепочек Маркова // Збірник праць Національного університету кораблебудування. – 2011. – № 4.

26. Palensky P., Dietrich, D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads // Industrial Informatics, IEEE Transactions on – 2011. – Vol. 7 – P. 381 – 387.

27. Рогоза В.С., Іщенко Г.В. Інтелектуальні платформи розподілених інформаційних середовищ. – К.: Нац. техн. ун-т України "Київ. політехн. ін-т", – 2009. – 358 с.

28. Ailisto H., Alahuhta P., Haataja V., Kylloenen V. and Lindholm, M. Structuring context aware applications: Five-layer model and example case // Proceedings of the Workshop on Concepts and Models for Ubiquitous Computing, Goteborg, Sweden. – 2002. – Режим доступа: www.comp.lancs.ac.uk/computing/users/dixa/conf/ubicom2002-models/pdf/Ailisto-Ubicom2002Workshop8.pdf – Дата доступа: 02.07.2013

29. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. – К.: Вид. «ТЕКСТ», 2010. – 264 с.

30. Зайченко Ю.П. Исследование операций. Нечеткая оптимизация. – К.: Вища шк., 1991. – 191 с.

31. Хиженяк Т.А. Діагностика напівпровідникових перетворювачів із застосуванням вейвлет-функцій m-ічного аргументу: Дис. на здобуття наук. ступеня канд. наук: 05.09.12. – 2008.

32. Жуков В.К. Теория погрешностей технических измерений: Учебн. пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 180 с.

33. Жуйков В.Я., Терещенко Т.А., Петергеря Ю.С. Дискретные спектральные преобразования на конечных интервалах: Учеб. пособие. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 244 с.

34. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – 9-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1996. – 638 с.
35. Домнин И.Ф., Северин В.П., Бутова О.А., Копачовец О.И. Оптимальная настройка системы управления фильтрокомпенсирующим устройством // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Електротехніка, електроніка та електропривод. Темат. випуск «Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія і практика». – Харків: НТУ «ХПІ», 2005.
36. Павлов Г.В., Обрубов А.В., Щербинин Т.В., Покровский М.В. Перспективы совершенствования релейного способа регулирования резонансных преобразователей // Збірник праць Національного університету кораблебудування. – 2010. – № 2.
37. Кириленко О.В., Петергеря Ю.С., Терещенко Т.О., Жуйков В.Я. Интеллектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах. – К.: Аверс – 2005. – С. 17-28.
38. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в "слабкі" електричні мережі // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 25–26.
39. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
40. Терещенко Т.О., Петергеря Ю.С., Хохлов Ю.В. Моделирование тракта передачи сигналов управления в условиях заводов // Техн. електродинаміка. Темат. випуск “Силовая электроника та енергоефективність” – 2003. – Ч.1. – С. 53–58.
41. Dey A.K., Abowd G.D. The context toolkit: aiding the development of context-aware applications // Workshop on Software Engineering for Wearable and Pervasive Computing, Limerick, Ireland, 2000.
42. Городецкий В.И. Информационные технологии и многоагентные системы // Проблемы информатизации. – 1998. – Вып. 1. – С.3-14.
43. Winograd T. Architectures for Context // Human-Computer Interaction. – 2001. – Vol. 16. – P. 2–3.
44. Stephan Sigg. Expectation aware in-network context processing // Proceedings of the 4th ACM International Workshop on Context-Awareness for Self-Managing Systems, 2010.
45. Brezillon P. Context in Problem Solving: a Survey // The Knowledge Engineering Review. – 1999. – Vol. 14. № 1. – P. 1–34.
46. Массель А.Г., Аршинский В.Л. Применение когнитивного моделирования для ситуационного анализа проблемы энергетической безопасности // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск: ИрГУПС, 2008. – Спец. выпуск. – С. 75–80.

47. Згуровский М.З., Панкратова Н.П. Системный анализ: проблемы, методология, приложения; НАН Украины; НТУУ «КПИ»; Ин-т прикладного системного анализа. – К.: Наук. думка, 2005. – 743 с.
48. Киселёва А.Г., Киселёв Г.Д. Обработка контекстных данных в интеллектуальных системах // Open semantic technologies for intelligent system. – 2011. – P.87–93.
49. Зарченко Н.И. Бизнес-статистика и прогнозирование в MSExcel: Самоучитель. – М.: Издательский дом "Вильямс". – 2004. – 208 с.
50. Shahar Y. Dynamic Temporal Interpretation Contexts for Temporal Abstraction // Annals of Mathematics and Artificial Intelligence. – 1998. – № 22. – P.159–192.
51. Бідюк П.І., Савенков О.І., Баклан І.В. Числові ряди: моделювання та прогнозування. – К.: ЕКМО. – 2003. – 144 с.
52. Безручко Б.П., Смирнов Д.А. Статистическое моделирование по временным рядам: Учебно-методическое пособие. Саратов: Изд-во ГосУНЦ “Колледж”, 2000. – 23 с.
53. Pichkalov I., Kyselova A., Kyselova O., Kyselov G. Optimal control of uninterruptible power system with diesel generator, Electronics and Nanotechnology (ELNANO), 2013 IEEE XXXIII International Scientific Conference. – P. 378–380.
54. Киселев Г.Д., Киселева А.Г., Сергеев А.А., Шалагинов А.В. Обработка входных данных в мультимодальных приложениях // Электроника и связь: Темат. выпуск «Электроника и нанотехнологии». – 2011. – № 2. – С. 86–92.
55. Tiberghien G. Context and cognition: Introduction // Cahier de Psychologie Cognitive. – 1986. – Vol. 6. – № 2. – P. 105–119.
56. Киселева А.Г., Киселев Г.Д., Шалагинов А.В. Применение методов линейного предсказания и экстраполяции в контекстно-зависимых приложениях // Материалы Одиннадцатой международной конференции (ИАИ-2011). – К.:НТУУ «КПИ», 2011. С. 67–70.
57. Ямненко Ю.С., Киселева А.Г., Шалагинов А.В. Прогнозирование активной зоны в системе управления электропотреблением // Материалы Второй международной конференции АУИСС. – Нальчик, 2011. – С. 66.
58. Brezillon P. Context-based Modelling of Procedures and Practices in Business Environments [Electronic resource] // Rep. 2 COCONET Workshop “Roadmap Elaboration and Construction”, Finland, Helsinki-Espoo, 2002. [Cited 03.05.2012]. – Available from:http://doc.telin.nl/dscgi/ds.py/Get/File-28084/COCONET_D3.2_Report_of_Workshop_2.pdf.
59. Pomerol J.-Ch., Brezillon P. Context proceduralization in decision making // Modeling and Using Context (CONTEXT-03). Lecture Notes in Artificial Intelligence. – 2003. – Vol. 2680. – P. 491–498.

60. *Ozturk P., Aamodt A.* A Context Model for Knowledge-Intensive Case-Based Reasoning // Intern. J. Human-Computer Studies. Spec. Issue on Using Context in Applications. – 1998. – Vol. 48. – № 3. – P. 331–355.

61. *Barrett K., Power R.* State of Art Surveys [Electronic resource] // M-Zones Deliverable No. 1, Release 2. Cork Institute of Technology; Trinity College Dublin; Waterford Institute of Technology. Deliverable 1.1. 2003. [Cited 08.06.2009]. – Available from: http://www.mzones.org/deliverables/d1_1/d1_1-final-consolidated.pdf.

62. *Ильясов Б.Г., Черняховская Л.Р., Старцева Е.Б.* Разработка объектно-ориентированных моделей представления знаний в критических ситуациях. Вопросы проектирования и управления в информационных кибернетических системах: Научный сборник. – Уфа: УГАТУ, 2003. – С. 119–124.

63. *Васильев В.И., Ильясов Б.Г.* Интеллектуальные системы управления с использованием нечеткой логики: Учебн. пособие. – Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 1995. – 80 с.

64. *Логический подход к искусственному интеллекту: От модальной логики к логике баз данных:* Пер. с франц. Тенз А., Грнбомп П., Юлен Г. и др. – М.: Мир, 1998. – 494 с.

65. *Петергеря Ю.С., Киселёва А.Г.* Модель процесса принятия решений при управлении электропотреблением // Збірник статей конференції «Моделювання-2010». – К.: Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Е. Пухова НАН України. – С. 230–235.

66. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П.* Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

67. *Kurylenko O.V., Strzelecki R., Denysiuk S.P., Derevianko D.G.* Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity GRID with DG in Ukraine Based on IEEE Standards // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 6. – С. 52–57.

68. *Рассел С., Норвиг П.* Искусственный интеллект: современный подход / 2-е изд.: Пер. с англ. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2006. – 1408 с.

69. *Dey A.K., Abowd G.D., Salber D.* A Context-Based Infrastructure for Smart Environments // Proceedings of the 1st International Workshop on Managing Interactions in Smart Environments. – 1999. – P. 114–128.

70. *Gandon F.L., Sadeh N.M.* Semantic web technologies to reconcile privacy and context awareness // Web Semantics: Science, Services and Agents on the World Wide Web. – 2004. – № 1(3). – P. 241–260.

71. *Horrocks I., Patel-Schneider P.F., Harmelen F.V.* From SHIQ and RDF to OWL: the making of a Web Ontology Language // Web Semantics: Science, Services and Agents on the World Wide Web. – 2003. – № 1. – P. 7–26.

72. *Khedr M., Karmouch A.* ACAI: agent-based context-aware infrastructure for spontaneous applications // Journal of Network and Computer Applications. – 2005. – Vol. 28. – P. 19–44.

73. *Jiang G., Ogasawara K., Endoh A., Sakurai T.* Context-based ontology building support in clinical domains using formal concept analysis // International Journal of Medical Informatics, 2003, Vol 71, P. 71–81.

74. *Kindberg T., Barton J.* A web-based nomadic computing system. // Computer Networks: The International Journal of Computer and Telecommunications Networking. – 2001. – Vol. 35(4). – P. 443–456.

75. *O. Lassila* Resource Description Framework (DL) Model and Syntax Specification [Electronic resource] // O. Lassila, R. R. Swick. [Cited 25.09.2012]. – Available from: <http://www.w3.org/TR/1999/REC-rdfsyntax-19990222/>

76. *Петергеря Ю.С., Киселёва А.Г.* Построение логического вывода в контекстно-зависимой системе управления электропотреблением // Материалы Десятой международной конференции «Интеллектуальный анализ информации»: Министерство образования и науки Украины, НТУУ «КПИ» [и др.]. – К.: НТУУ «КПИ», 2010. – С. 100–102.

77. *Киселева А.Г.* Проектирование логического вывода в системе управления нагрузками // 5 Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених "Електроніка – 2012": Збірник статей. – К.: КПІ, – 2012. – С. 351–361.

78. *Zhuikov V., Kyselova A.* Integration of context-aware control system in microgrid // Electronics and Nanotechnology (ELNANO), 2013 IEEE XXXIII International Scientific Conference. – Kyiv, 2013. – P. 386–390.

79. *Петергеря Ю.С., Кисельова А.Г.* Онтологический подход к разработке системы управления электропотреблением // XI Международная научно-техническая конференция “Системный анализ и информационные технологии - САИТ-2010”, Киев, 2010 – С. 474.

80. *Киселева А.Г.* Управление нагрузками локального объекта с использованием треугольника предвидения // Электроника и связь. – 2010. – № 1-2. Ч.1. – С. 84–87.

81. *Kwon O., Yoo K., Suh E.* UbiDSS: a proactive intelligent decision support system as an expert system deploying ubiquitous computing technologies // Expert Systems with Application. – 2005. – Vol. 28. – P. 149–161.

82. *Киселева А.Г.* Поддержка принятия решений в системе управления локальным объектом // Збірник статей конференції «Електроніка-2010». Ч 1. – К.: АБЕРС, 2010. – С. 172.

83. *Kwon O.* Modeling and generating context-aware agent-based applications with amended colored Petri nets. // Expert Systems with Applications. – 2004. – Vol. 27. – P. 609–621.

84. Беллерт С., Возняцки Г. Анализ и синтез электрических цепей методом структурных чисел. – М.: Мир, 1972 – 332 с.

85. Ляховский В. Д., Болохов А. А. Группы симметрии и элементарные частицы, – Л.: Изд-во ЛГУ, 1983.

86. Якименко Ю.І., Сокол Є.І., Жуйков В.Я., Петергеря Ю.С., Іванін О.Л. Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах – К.: ІВЦ «Політехніка», 2001. – 114 с.

87. Шидловська Н.А., Кравченко О.П. Аналіз процесів у колі фото-батарея – елетрохімічний накопичувач // Техн. електродинаміка. – 1998. – Спец. випуск, Т.2. – С. 229-232.

88. Якименко Ю.І., Петергеря Ю.С., Aled Williams. Перспективы солнечной электроэнергетики // Техн. електродинаміка. 1998. – Спец. випуск, Т.2. – С. 225–228.

89. Петергеря Ю.С., Пичкалев Е.С., Терещенко Т.А., Осадчий А.Л. Широтно-импульсные преобразователи постоянного напряжения в системе электропитания с солнечной батареей // Техн. електродинаміка. Темат. вип. “Проблеми сучасної електротехніки”. – 2010. – Ч. 1. – С. 116–119.

90. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроэлектрогенераторы. Харьков: Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт», Севастополь: Севастопольский национальный технический университет, 2003. – 400 с.

91. Чиженко И.М., Руденко В.С., Сенько В.И. Основы преобразовательной техники. – М.: Высш. шк., 1947. – 430 с.

92. Нгуен Лыхай Тунг. Высокочастотный компенсатор реактивной мощности с источником резервного питания // Электроника и связь. – 1999. – №6. – С. 31–38.

93. Миколаец Д.А. Энергетический расчет фильтро-компенсирующего преобразователя с накопительным аккумулятором // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 71–72

94. Clancy L.J. Aerodynamics. Pitman Publishing Limited, London ISBN 0 273 01120 0, 1960.

95. Thongam J.S., Ouhrouche M. MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems. University of Quebec. Bbook edited by Rupp Cariveau, ISBN 978-953-307-508-2, Published: July 5, 2011.

96. Koutroulis E., Kalaitzakis K. Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – Vol. 53. – No. 2, April 2006.

Основные сокращения в главе 7

АБ	– аккумуляторная батарея
БЗ	– база знаний
ВГ	– ветрогенератор
ВИЭ	– возобновляемые источники электроэнергии
ВР	– временной ряд
ДГ	– дизель-генератор
ДЛ	– дескрептивная логика
КЗСУ	– контекстно-зависимая система управления
ЛВ	– логический вывод
ЛПРИ	– лицо, принимающее решение интуитивно
ЛПРО	– лицо, принимающее решение опосредовано
МПСУ	– микропроцессорная система управления
ПС	– проблемная ситуация
СУ	– система управления
ФБ	– фотобатарея
MSG	– Micro Smart Grid
RSG	– Regional Smart Grid
SG	– Smart Grid
SSG	– Strong Smart Grid

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
Глава 1	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	23
1.1. Общая характеристика Smart Grid	23
1.2. Задачи электроэнергетических систем	30
1.3. Развитие интеллектуальных электроэнергетических систем	36
1.4. Технологический базис	46
1.5. Требования к функционированию областей ИЭС	51
1.6. Особенности построения и составляющие интеллектуальных систем управления	61
1.7. Мультиагентное управление	77
1.8. Концепция создания интеллектуальных сетей в Украине	83
Список использованной литературы	86
Глава 2	
ЭЛЕКТРОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ	89
2.1. Электронные средства измерения токов и напряжений высоковольтных электроэнергетических объектов	91
2.2. Единая база данных измерительной информации для автоматизированных систем управления в энергетике	99
2.3. Требования к электронным измерительным преобразователям высоковольтных электроэнергетических объектов	103
2.4. Цифровой интерфейс передачи данных электронных измерительных преобразователей тока и напряжения	114

Содержание

2.5. Испытания электронных измерительных преобразователей на функциональную совместимость, соответствие основным техническим характеристикам и метрологическую пригодность	119
Список использованной литературы	134

Глава 3

СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	137
3.1. Средства мониторинга на основе комплекса «РЕГИНА-Ч»	137
3.2. Применение средств мониторинга для решения задач диспетчерского управления	149
3.3. Мониторинг и управление режимами электроэнергетических систем с оценкой запаса мощности по сечениям	161
Список использованной литературы	172

Глава 4

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОЭС УКРАИНЫ ПО НАПРЯЖЕНИЮ	175
4.1. Оценка резервов реактивной мощности в ОЭС Украины	177
4.2. Устойчивость энергосистем по напряжению	180
4.3. Классификация «критических мест по напряжению»	185
4.4. Методы анализа устойчивости по напряжению	190
4.4.1. Методы Q-V и PV кривых	190
4.4.2. Метод VQ чувствительности	192
4.4.3. Модальный анализ сокращенного Якобиана	194
4.4.4. Принцип надежности «N-1»	197
4.5. Методика идентификации узких мест по напряжению	199
4.6. Анализ проблемных мест по напряжению в ОЭС Украины	203
4.6.1. Общий анализ проблемных мест по напряжению в ОЭС Украины	203
4.6.2. Анализ режимов работы «киевского кольца» 330 кВ с точки зрения устойчивости по напряжению	208
4.7. Анализ режимов работы приграничных энергорайонов Украины по напряжению при отключении от сетей России	216
Список использованной литературы	225

Глава 5	
АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ИХ ОБЪЕДИНЕНИЯХ	229
5.1. Анализ требований к автоматическому регулированию частоты и активной мощности в объединенной энергосистеме Украины	229
5.2. Регулирование частоты и мощности в объединенной энергосистеме Украины	233
5.3. Модель системы автоматического регулирования частоты и активной мощности	238
5.4. Исследование процессов регулирования частоты и мощности с учетом регулирующих возможностей тепловых электростанций	245
5.5. Моделирование автоматического регулирования частоты и мощности при автоматизации расчетов «N-1»	252
5.6. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и мощности при восстановлении ОЭС Украины после возникновения особой системной аварии	258
Список использованной литературы.....	266
Глава 6	
УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ С УЧЕТОМ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ И НАПРЯЖЕНИЯ	269
6.1. Технологические и экономические принципы управления предоставлением вспомогательных услуг в Украине	272
6.2. Стоимостные показатели предоставления вспомогательных услуг по регулированию частоты в электроэнергетике Украины	288
6.3. Определение и управление потерями электростанций при регулировании напряжения	303
Список использованной литературы	315

Глава 7	
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ В SMART GRID	317
7.1. Унитарность силовой электроники и Smart Grid	318
7.2. Концепция и принципы построения контекстно-зависимой системы управления	328
7.3. Обработка нормативных составляющих контекста	340
7.4. Онтологическая база знаний дескриптивного блока	352
7.5. Методика разработки контекстно-зависимой системы управления преобразователями	369
7.6. Коэффициенты передачи в задаче формирования оптимальной структуры сети	378
7.7. Особенности управления отбором максимальной энергии..	387
Список использованной литературы.....	396

Наукове видання

Національна академія наук України
Інститут електродинаміки

БЛІНОВ Ігор Вікторович
ДЕНИСЮК Сергій Петрович
ЖУЙКОВ Валерій Якович
КИРИЛЕНКО Олександр Васильович
КИСЕЛЬОВА Анна Геннадіївна
ЛУК'ЯНЕНКО Лук'ян Миколайович
ОСИПЕНКО Катерина Сергіївна
ПАВЛОВСЬКИЙ Всеволод Віталійович
ПАРУС Євген Володимирович
СОПЕЛЬ Михайло Федорович
СТЕЛЮК Антон Олегович
ТАНКЕВИЧ Сергій Євгенійович

**ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ:
ЕЛЕМЕНТИ І РЕЖИМИ**

(російською мовою)

За загальною редакцією
академіка НАН України
О.В. Кириленка

Редактор Н.В. Новік
Комп'ютерна верстка Л.П. Ходаківської

Підп. до друку 29.04.2014. Формат 60x80/16. Офс. друк.
Папір офс. № 1. Гарн. Таймс. Ум. друк. арк. 22,7
Обл.-вид. арк 22,9. Тираж 300 прим.

Віддруковано у друкарні ТОВ «Наш формат»,
м. Київ, пр-т Миру, 7, оф. 45.