

ния циклов и переходных процессов в топливной аппаратуре. Такие исследования проводились с помощью компьютерной программы Mathcad и частично представлены в работе [3].

На рисунке 2 приведён график зависимости числа работающих цилиндров (условное число) при сбросе нагрузки от числа цилиндров двигателя и величины сброса нагрузки. Лучи, исходящие из начала координат, описываются уравнением прямой линии:

$$\overline{M_e} = b \cdot z, \quad (7)$$

где: b – коэффициент, зависящий от числа цилиндров двигателя ($b = \frac{1}{z}$).

Например, для двенадцатицилиндрового двигателя ($z = 12$), работающего на полной нагрузке ($\frac{M_e}{M_{eo}} = 1$), число работающих цилиндров равно 12. Если нагрузка уменьшится до $\frac{M_e}{M_{eo}} = 0,8$, как показано на графике (рисунок 2), то число работающих цилиндров окажется условно равным 9,6. Если номинальная частота вращения двигателя равна 3000 мин^{-1} , то число циклов в этом случае будет равно $z_{\text{ц}} = \frac{n}{2} \cdot 9,6 = \frac{1500}{2} \cdot 9,6 = 7200$. В этом примере мы приняли, что сброс нагрузки идёт по астатической регуляторной характеристике.

Конечно, в случае практической реализации такого регулирования, потребуются корректировка числа работающих циклов для исключения дробных значений.

Литература

1. Гришин Д.К., Патрахальцев Н.Н., Эммиль М.В. Формирование регуляторных характеристик дизеля отключением рабочих циклов. Известия МГТУ «МАМИ» № 1 (15), 2013, т.1 – с. 67 - 70
2. Эммиль М.В. Формирование регуляторных характеристик дизель – генератора при регулировании отключением рабочих циклов. // Вестник РУДН. – 2003. № 1. с. 56 – 58.
3. Гришин Д.К., Эммиль М.В. Исследование переходных процессов дизель – генератора, оснащённого системой отключения циклов. // Вестник РУДН. Серия "Инженерные исследования". – 2004. № 1(8). с. 34 – 37.

Развитие интеллектуальных энергораспределительных сетей

Евлашин С.А., Мерзин В.Е., Савельев И.Л.

ООО "Ф Электроникс", МГИУ

stevla@mail.ru, mezrinv@rambler.ru, totoroboy@rambler.ru

Аннотация. Российская Федерация характеризуется уникальным геополитическим положением. Большой территориальный охват энергетического комплекса Российской Федерации приводит к тому, что большая часть инфраструктурных объектов и электросетей располагается в малозаселенной местности и в случае сбоев поиск неисправностей и принятие мер по перераспределению нагрузки занимает много времени. В работе рассматриваются последние технические достижения интеллектуальных сетей «Smart Grid», которые активно развиваются во всем мире.

Ключевые слова: энергетические потоки, интеллектуальные сети, интеллектуальные приборы, качество электроэнергии

Приведенные в статье данные получены в результате НИР, выполненной при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы», Государственный контракт №14.516.12.0006 от 18.06.2013г., шифр "2013-1.6-14-516-0082" по теме «Создание экспериментального образца программного комплекса сбора, обработки и управления пере-
дачей данных сетей в режиме реального времени».

Введение

Развитие энергетического комплекса на государственном уровне напрямую связано с введением централизованного мониторинга производства и передачи энергии, использование которого с 1980-х годов активно внедряется в различных странах. Начиная с 1990-х годов получили широкое распространение системы второго поколения Smart Grid («умные» интеллектуальные системы) – системы, в которых присутствует обратная связь с потребителем. С развитием возобновляемых источников энергии появились дополнительные энергетические мощности, потенциал которых необходимо контролировать и грамотно распределять. Комплекс мер по обеспечению контроля энергии уже приносит свои плоды, как экономические, так и экологические: снижаются выбросы углекислого газа и более эффективно используются энергетические ресурсы, снижается аварийности. В данной статье исследуются основные закономерности развития интеллектуальных сетей.

История развития интеллектуальных сетей

Данной проблемой в зарубежных странах активно занимаются с 2007 года. Первое упоминание ИС было в 2003 году в работе Майкла Бурра [1]. По своей сути понятие интеллектуальные сети (ИС) подразумевает измененные электрические сети, которые используют последние информационные и передающие технологии для сбора и контроля энергетической информации, информации от производителей и потребителей в автоматическом режиме для улучшения эффективности, надежности, экономичности и устойчивости производства и распределения электроэнергии (рисунок 1).

Начиная с 1970-1980 годов существенно увеличилось потребляемая мощность и, как следствие, количество энергетических станций. В некоторых областях потребление электричества в пиковые часы не соответствует спросу, что приводит к низкому качеству электроэнергии, в том числе и отключению электроэнергии. На первоначальном этапе государство и энергетические компании прибегали к дифференцированию тарифов, в зависимости от времени суток (данная методика называется Smart Meter — интеллектуальные счетчики), но такие меры являются малоэффективными и недостаточными.

Схема ИС



Рисунок 1. Типичная схема интеллектуальной сети

В большинстве стран развитие умных программ для энергосетей проводится при активной поддержке государства, крупнейших производителей электроэнергии, производителей бытовых приборов и программного оборудования. Разработкой программного обеспечения для сбора и контроля энергетических данных занимаются такие гиганты, как IBM, Siemens, Teradata, Yanmar, Itron, Cisco и др. Поток данных от ИС составляют сотни терабайт. Такое увеличение количества данных можно назвать законом Мура для Больших Данных. Оборудование, которое используется в современных ИС, считывает информацию каждые 15 минут, что приводит к увеличению объема данных в 2880 раз по сравнению, с ежедневным считыванием.

В 2000-х годах с развитием и внедрением различных технических и передающих средств появилась возможность удаленно контролировать и собирать информацию от произ-

водителей, потребителей и передающих компаний (рисунок 1). Сейчас ИС активно применяются в различных странах, особенно с введением дополнительных мощностей от возобновляемых источников энергии, когда потребитель частично возвращает электроэнергию в сеть общего пользования. Данная практика распространена в странах ЕС и частично поддерживается на государственном уровне.

2012 год представляет собой точку перегиба для технологий ИС и энергетических компаний. При обработке и контроле энергетических потоков энергетические компании сталкиваются с большими массивами данных, которые невозможно обработать при помощи стандартных методов. В последние шесть месяцев ушедшего года потенциал использования ИС сильно изменился от первоначального уровня, в связи с представлением Big Data (Больших Данных), т.е. серии подходов, инструментов и методов обработки и структурирования большого количества данных для последующего «грамотного» представления их в систематизированном виде. Систематизация данных стала возможна в связи с развитием новой платформы анализа Hadoop, платформы массовой параллельной обработки данных (МРР) для аналитики, которые используются в различных индустриях и позволяют существенно снизить и улучшить хранение данных и улучшить уровень инфраструктуры.

Термин Большие Данные (который сейчас используется повсеместно) идет в основном потоке, т.е. данную платформу используют такие гиганты, как Google, Amazon и др., и данная платформа внедрена в различные предприятия и в домены потребителей, что делает возможным полное использование ИС. Период 2007-2012 годов для зарубежных стран представляет собой первую половину внедрения ИС, на данном этапе были внедрены интеллектуальные измерительные приборы и приборы следующего поколения. Внедрение различных сложных приборов на местах позволило «переместить» наземные энергетические сети в интернет пространство для обеспечения контроля. В настоящий момент электрические сети вступают в период, когда в центре внимания будет находиться программное обеспечение, которое будет управлять приборами контроля на местах, визуализировать данные от них и делать будущие прогнозы на их основе. Исследовательская компания GTM Research называет такую политику контроля «Soft Grid» «мягкие сети».

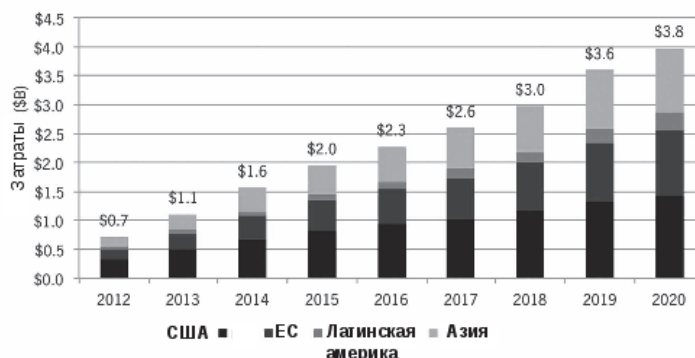


Рисунок 2. Затраты на интеллектуальные сети в ближайшие несколько лет (Источник GTM Research)

С рыночной точки зрения, GTM прогнозирует увеличение затрат на развитие ИС и в период с 2012 по 2020 годы данные затраты превысят 20.6 млрд. долл. В 2020 году данные затраты составят 3.8 млрд долларов (рисунок 2). По оценкам GMT Research, возврат от таких инвестиций составит 121.8 млрд долл в следующие 8 лет.

В Российской Федерации ситуация в энергетическом комплексе с развитием интеллектуальных сетей обстоит намного хуже. После реформирования РАО ЕЭС произошло разделение сегмента энергетики на производителей, поставщиков и продавцов. Часто эти сегменты функционируют независимо друг от друга и достаточно тяжело получить данные о производстве и транспортировке энергии. Энергетический комплекс и передающие компании РФ характеризуются сильно изношенным оборудованием (2/3 оборудования не менялось с 1991 года), отсутствием контроля и регулирования потоков энергии, что в свою очередь приводит к аварийным ситуациям, избыточному низкоэкологичному производству энергии.

Введение новых мощностей (в том числе возобновляемых источников энергии) не позволяет правильно использовать их производственные мощности, приводит к неправильному распределению нагрузок, к повышенной аварийности и к неэффективному использованию энергетических мощностей, как следствие, к завышенным затратам конечного потребителя и к увеличенным объемам выброса загрязняющих газов в атмосферу. Разработка системы контроля и регулирования энергетических потоков позволит не только выявлять, устранять и предупреждать аварийные ситуации, но также обеспечит централизованный сбор информации. При этом заинтересованность в этом существует не только у государственных органов, но и у генерирующих компаний, сетевых компаний и конечных потребителей.

Международные и отечественные стандарты в энергетическом секторе

В ЕС существуют объединения по контролю и передаче электричества, крупнейшее из которых UCTE, объединяющее большинство европейских стран, и NORDEL, которое объединяет страны Северной Европы. В энергетическом комплексе Европы, помимо контроля и «умного» регулирования энергетических потоков, существуют различные энергетические агентства, которые занимаются сбором данных от производителей и потребителей энергии IEA (МЭА — международное энергетическое агентство), WEC (ВЭС - Всемирный Энергетический Совет), Enterdata, База данных «Одиссей», Международное партнерство по сотрудничеству в области энергоэффективности (IPEEC) и т. д. Среди отечественных агентств РОССТАТ, РЭА, Холдинг МРСК.

Помимо перечисленных агентств, в мире существует более 100 стандартов, которые позволяют нормализовать работу по производству и распределению энергии. Наиболее используемые стандарты ANSI, (C12.19 и C12.22 в США) и IEC 6185 в ЕС, множество различных стандартов по энергоэффективности, среди которых ANSI/MSE 2000:200, DS 2403:2001, SS627750:2003, UNE 216301:2007 и один из последних стандартов ISO 50001:2011.

Важно, чтобы международные стандарты обуславливали меры по энергоэффективности, которые бы соответствовали местным условиям, например, чтобы в случаях, когда энергетическое оборудование является чувствительным к преобладающей рабочей температуре окружающей среды, стандарты позволяли получать правильные для данной местности результаты. Технические стандарты в энергетической сфере не должны ограничиваться измерениями и определением параметров энергетической эффективности. Они могут включать средства тестирования, сертификации и маркирования энергоэффективности и могли бы также включать более широкие темы, касающиеся систем и процессов, такие как управление энергопотреблением и способы осуществления мониторинга, определения и верификации энергосбережения, достигнутого посредством различных методов и программ. Разработка и введение этих более широких стандартов является частью инфраструктуры, которая будет содействовать развитию более однородных и международных рынков энергоэффективности. Вместе с тем это поможет приблизить день, когда энергоэффективность сможет покупаться и продаваться как одна из энергетических услуг точно так же, как в настоящее время продаются и покупаются электроэнергия или газ.

Основными стандартами ИС являются: IEC 61970, ISO/IEC 14543, ISO/IEC 27001, IEC 60633, IEC 61803, IEC/TR 60919, IEC/TR 62051, IEC 62052, IEC 62053, IEC 62054, IEC 62058, IEC/TR 62059, IEC/TS 62351, IEC/TR 62443 и др.

Существует также целый ряд отечественных стандартов по информационной безопасности: ГОСТ Р 50922-2006, ГОСТ Р 50.1.053-2005, ГОСТ Р 51188—98, ГОСТ Р 51275-2006, ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-1-2008, ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-2-2008, ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-3-2008, ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17799, ГОСТ Р ИСО/МЭК 27001, ГОСТ Р 51898-2002. Но в РФ нет законов, которые определяют функционирование ИС, и соответственно нет прямых стандартов.

Структура интеллектуальных сетей и основные модули

К основным элементам ИС можно отнести:

- SCADA (supervisory control and data acquisition system) - автоматизированная система

управления;

- EMS (energy management system) - система управления энергопотреблением;
- DMS (distribution management system) - система организации распределения;
- OMS (outage management system) - система управления аварийными отключениями;
- GIS (geographic information system) - геоинформационные системы;
- PDC (Phasor data concentrator) – фазовый концентратор каналов;
- WAMS (Wide-Area Measurement Systems) - Система мониторинга переходных режимов;
- MDMS (Meter Data Management System) – система управления данными измерений;
- SER (Sequence Event Record System) - система последовательной записи ошибок;
- DFR (Digital Fault Recorder System) - система цифровой аварийной регистрации;
- SER (Sequence Event Record System) - система последовательной записи ошибок;
- DFR (Digital Fault Recorder System) - система цифровой аварийной регистрации;
- SMD (Smart Metering Data) — система интеллектуального учета данных.

PMU (Phasor Measurement Units) - устройство векторных измерений в настоящий момент не входит в ИС, но специалисты говорят, что данное устройство станет неотъемлемой частью ИС.

При изучении и внедрении ИС очень важна архитектура ИС. Стандарт IEEE 2030-2011 применяется как руководство по внедрению ИС и определяет архитектуру и основные взаимодействующие объекты. Данный стандарт определяет эталонную модель, который использует системный подход для выдачи указаний относительно совместимости различных компонент связи, энергетических систем, платформ и информационных систем. Модель перспективных коммуникационных технологий обеспечивает набор компонентов сети для обеспечения связи генерации, передачи и распределения энергетических ресурсов. Модель IEEE 2030 представлена на рисунке 3.



Рисунок 3. Модель IEEE 2030

Региональная сеть (NAN Neighborhood Area Networks) — логическое представление изменений развитой инфраструктуры (AIM Advanced Metering Infrastructure), которая соединяет абонентское оборудование с сервисным центром контроля. Основной составляющей сети NAN/AMI являются интеллектуальные приборы, которые выполняют различные задачи, такие как учет потребления воды, контроль качества электроэнергии, работы по управлению нагрузкой. Интеллектуальные счетчики могут также выступать в качестве интерфейса энергетического сервиса (ESI Energy Services Interface), что позволяет частным сетям, например домашним (HAN Home Area Network), обмениваться информацией с системами AIM. Они поддерживают ряд передовых приложений, таких как удаленный контроль, мониторинг и контроль распределения энергетических ресурсов и электрических транспортных средств, и отображение считанной информации на дисплеях. Схема сети представлена на рисунке 4.

Конечные точки сети могут быть автономными или соединены с точкой общих данных (DAP Data Aggregation Point), которые собирают данные приборов и отправляют их в систему управления данными измерений (MDMS Meter Data Management System) через основную сеть.

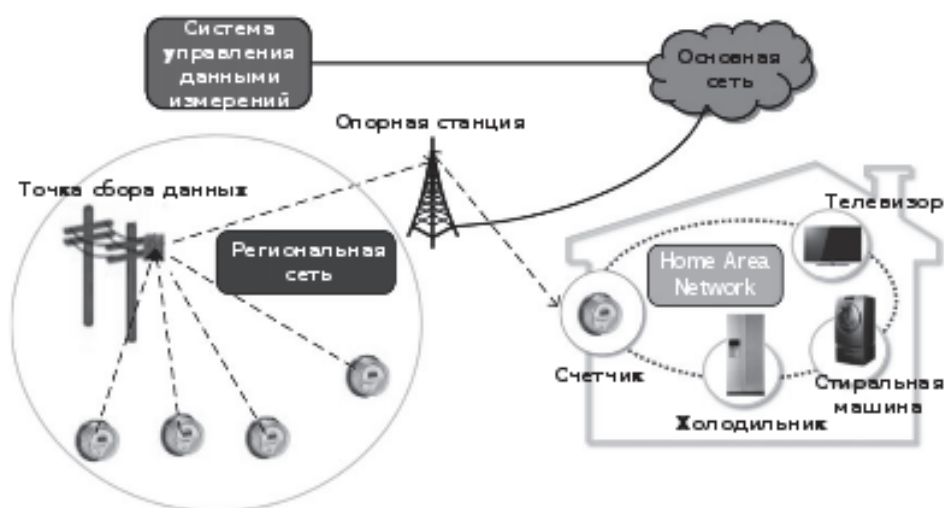


Рисунок 4. Региональная сеть

Промышленная сеть (FAN Field Area Networks) обеспечивает обмен информацией между центром управления и распределительной станцией для обеспечения мониторинга, контроля и защиты. Распределительные подстанции обеспечивают преобразование высоковольтного напряжения в низковольтное для использования другими предприятиями и частным сектором. В дополнение к преобразованию напряжения они также используются как точки регулирования напряжения. В ИС они оснащены современным оборудованием контроля и управления, таким как удаленные терминалы (RTU Remote Terminal Units) и терминалы измерения фазы (PMU Phasor Measurement Units), интеллектуальные приборы учета (IED Intelligent Electronic Device) обеспечивают различные функции автоматизации. Распределительные линии включают кабели, башни для обеспечения связи между различными элементами сети. В ИС используется большое количество измерительных приборов и подсетей, которые обеспечивают распределение и мониторинг состояния сети.

Мобильная сеть рабочих ресурсов (WMN Workforce Mobile Networks) использует утилиты для обеспечения отправки данных, технического обслуживания и ежедневного функционирования. WMN включает широкополосную связь для сотрудников, включая виртуальные сети VPN, VoIP, географическую информационную сеть GIS, для логистики и управления. Более того, для передвижной техники WMN включает услугу определения местоположения LBS и GPS. WMN должна иметь доступ к NAN и FAN через глобальную сеть для сбора информации от потребителей и приборов. Условия для WMN такие же как и для стандартных телекоммуникационных услуг, таких как звук и видео и интернет приложения. Для приложений WMN требуется большое покрытие и обеспечение мобильности.

Автоматическое считывание показаний счетчиков (AMR Automatic Meter Reading) относится к технике, которая использует коммуникационные системы для сбора показаний, а также сбор данных предупреждений и ошибок. Это самые основные и простые приложения для ИС. В данной области уже имеется ряд стандартов, среди которых ANSI C12.1-2008, IEEE 1377 и IEC 61968-9. ANSI C12.1-2008, IEEE 1377 стандарты накладывают условия на синтаксис для обмена данными между устройствами и центром сбора данных, используя бинарный код и расширяемые языки разметки XML. Стандарт IEC 61968-9 является более общим и охватывает различные аспекты AMR связи, такие как счетчики, подключение/отключение приборов, управление данными, отключение обнаружения, предсказание и т.п.

Для промышленности используется открытый автоматический обмен данными (Open Automatic Data Exchange OpenADE), который обеспечивает обмен данными между AMR и передачу информации в системе заказчик-потребитель.

AMR должны поддерживать большое количество устройств, так как она должна собирать данные от коммерческих и жилых точек. Так, согласно докладу NIST [2], в США на 1 км² плотность таких устройств составляет 100, 800 и 2000, в зависимости от заселенности

территорий. В случае ошибок в сети, прибор должен отправить сигнал произошедшей сети, при этом это должно произойти в течение 100 мс, пока в приборе не разрядится конденсатор. Но обычно в таких сетях маленькая скорость передачи, что накладывает условие на передачу большого количества сигналов в каждом пакете. Так, 100 байт полезной информации от прибора может быть связано с 40 байтами IPv6 заголовка, или 20 байт TCP (Transmission Control Protocol), который добавляет протоколу 60 % информации. Увеличение передачи данных и минимизация сигнала ключевой момент AMR.

Управление спросом (Demand Response DR) позволяет обеспечить оптимальную балансировку между производством энергии и потреблением за счет динамического ценообразования либо за счет различных программных мер управления нагрузкой. Динамическое ценообразование предназначено для снижения потребления в пиковые часы, поощряя клиентов различными стимулами. DR приложение играет основную роль в коммуникационных технологиях, чтобы передать информацию о ценах от интеллектуальных приборов, после чего заказчик принимает необходимые шаги для регулирования энергоснабжения.

Удаленное управление нагрузкой (Remote Load Control RLC) управляет бытовой техникой с помощью ценовых сигналов, с помощью интеллектуальной связи «машина-машина». Нагрузки в RLC также делятся на категории: промежуточная нагрузка, уменьшенная нагрузка, частично промежуточная нагрузка.

Для DR OpenADR является новым стандартом, который обеспечивает технические требования и рекомендации для автоматизации DR. В отличие от программ управления, отклик в OpenADR определяется клиентами, т. е., система является программируемой, клиент сам задает параметры в зависимости от цены. Как пример OpenADR указанный в DR программах, является GEBPs (General Event Based Programs) – основная программа ошибок.

К автоматизации подстанций относят мониторинг, функции отключения и управления, функции управления и питающее оборудование. При автоматизации подстанции стандарты IEC 61850 и DNP3/IEE1815 являются наиболее часто используемыми протоколами [3, 4]. Стандарт DNP3 (Distributed Network Protocol) обеспечивает коммутационные технические требования для контроля полосы низкого пропускания и операций по контролю, IEC 61850 покрывает почти все аспекты и обеспечивает в режиме реального времени высокую степень защиты полосы пропускания и приложений контроля. Таким образом, IEC 61850 является доминирующим протоколом в данной области.

IEC 61850 базируется на совместимости интеллектуальных устройств (IED Intelligent Electronic Devices), которые взаимодействуют друг с другом или с подстанцией (например, сигналы защиты выключателей) или с фидерами (например, выключатели повторного включения). Хотя несколько типов IEDs и их функциональности определены в стандарте IEC 61850 наиболее распространены типы, включающие в себя выключатели/переключатели IED, объединяющие устройства Merging Unit (MU) IED, и устройства защиты и контроля (P & C) IED [5]. P & C отвечают за функции защиты и управления операциями обслуживания блока защиты уровня. Выключатели/переключатели IED непрерывно контролируют условия соответствующих переключателей, выключателей, отправляет информацию в P & C IED. MU IED собирает аналоговые сигналы напряжения и тока и затем преобразует их в цифровой формат, после чего происходит передача в P & C IED в виде пробы аналоговых значений. Архитектура стандарта состоит из трех уровней: уровня процесса, рабочего уровня, фидерной панели. Уровень процесса включает в себя различное оборудование, датчики и приводы. Фидерный уровень содержит интерфейс машина-человек, управляющие компьютеры станции, и т.д. Стандарт определяет две отдельные Ethernet подсети, обеспечивает связь между P & C IED и переключающими приборами, различными контроллерами и внешними сетями.

Протокол IEC 61850 предназначен для работы через стандартные передающие сети на базе Ethernet и стандартов IP. Для дифференциации между различными приложениями и их приоритетами стандарт определяет пять видов услуг связи.

Распределенными энергетическими ресурсами (DER Distributed Energy Resources) являются маленькие источники энергии и/или хранилища, подсоединенные к распределитель-

ной сети. Данные источники могут быть как возобновляемые источники энергии, так и невозобновляемые. Здесь также существует несколько стандартов, например, серия стандартов IEEE 1547 (IEEE 1547.2-2008, IEEE 1547.3-2008), которые являются руководством к работе такой системы.

Система мониторинга переходных процессов (Wide Area Measurement System WAMS) относится к передовой системе мониторинга, которая непрерывно следит за состоянием энергосистемы. Состояние системы и качество электроэнергии в WAMS контролируются при помощи PMU (Phasor Measurement Units). В отличие от обычных систем, PMU обеспечивает точное измерение системы в режиме реального времени и использует GPS для обеспечения временной метки каждого измерения [6] (рисунок 5). Благодаря точной синхронизации измерений, центр управления получает точную информацию изменения фаз, которая позволяет принимать экстренные меры в течение нескольких секунд для сохранения «здоровья» системы [7]. Обычно PMS устанавливается на генерирующих и передающих сетях (высокого напряжения). Однако для ИС PMU должны быть установлены и на низких напряжениях для мониторинга полного состояния сети [8, 9].

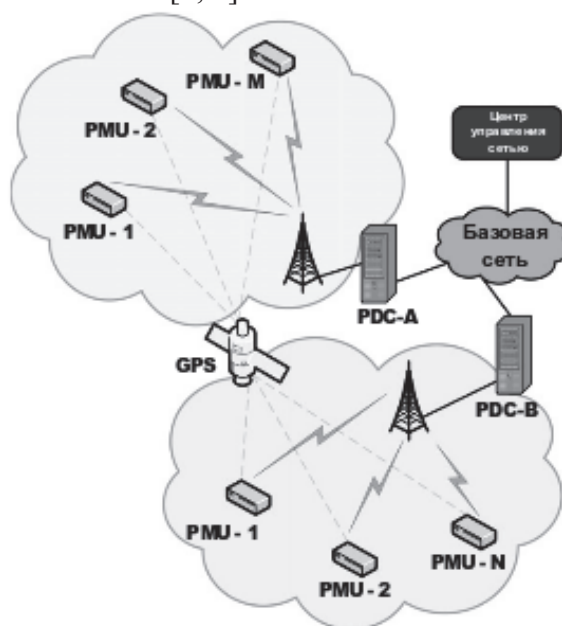


Рисунок 5. Система WAMS

Полная система WAMS состоит из сотен PMU, установленных в различных местах сети. Обычно PMU группируют локально и измерения от них сначала собирает фазовый концентратор данных (PDC Phasor data concentrator) через локальную сеть связи (рисунок 5). Затем данные поступают в центральное управления сетью (CCN central control network).

IEEE C37.118-2005 обеспечивает спецификацию передачи данных для PMU [10]. Согласно стандарту, каждый пакет данных содержит 16 байт в заголовке, далее следует длина тела сообщения, полученного от измерений фазы. Каждый отрезок фазовых данных (три фазы напряжения и ток), два аналоговых поля и одно цифровое поле. Полная загрузка при передаче PMU зависит от частоты системы. Стандарт определяет периодичность предоставления отчетности 10, 25 Гц и 10, 15, 20, 30 Гц для частоты электрической системы 50 и 60 Гц соответственно.

Измерения от PMU сильно чувствительны к задержке, так как они обеспечивают непрерывные измерения высокого разрешения и измерения теряют свой смысл, если данные не переданы до того момента, когда пришли следующие. Более того, непрерывная передача измерений в режиме реального времени требует надежность связи и гарантированное качество обслуживания. Также здесь невозможно передавать все данные одновременно, это может привести к серьезному ухудшению производительности сети, следовательно, передача данных должна быть разумно спланированной так, чтобы загрузка сети и задержка оставались в определенных пределах.

Целью контроля распределения является повышение видимости распределительной сети для предотвращения выхода из строя оборудования и обеспечения общественной безопасности. Сфера распределения включает пассивную инфраструктуру (кабели, линии электропередач, точки ветвления) и является более распространенной, в отличие от датчиков и измерительных приборов подстанции и подсетей, которые связаны с определенными точками подсетей и подстанций. Ожидается, что в будущем большая часть воздушных линий электропередач будут оснащены адекватными датчиками и узлами для непрерывного мониторинга сети и превентивных мер. Подземные линии электропередач также будут иметь датчики для контроля теплового сопротивления и коррозии проводов. Более того, для обнаружения неисправностей и контроля окружающей среды сети будут оснащены мультимедийными датчиками. В дополнение беспроводные сенсорные сети будут использоваться для наблюдения за погодными условиями, так как производство электроэнергии от возобновляемых источников во многом зависит от них.

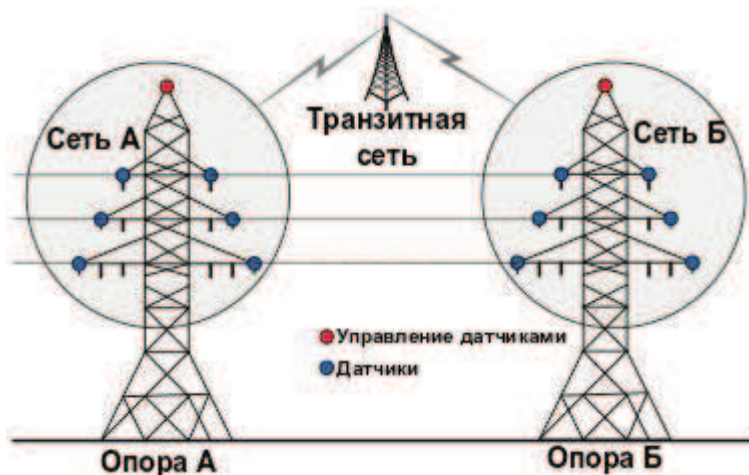


Рисунок 6. Иллюстрация системы контроля передающей сети

Для контроля и распределения используется стандарт IEEE 1451 и считается наиболее предпочтительным решением для совместимости и гибкой архитектуры. Стандарт определяет набор открытых, общих, сетевых независимых коммуникационных интерфейсов для того, чтобы соединить преобразователи (датчики и приводы выключателей) с микропроцессорами, системами измерений, промышленными/опорными сетями. Модель умной сети имеет два независимых сетевых объекта: процессор приложений с сетевыми возможностями (Network Capable Application Processor – NCAP), интерфейс блока датчиков (Transducer Interface Module – TIM) для работы датчиков. TIM состоит из преобразователей (до 255), преобразователей сигналов и обрабатывающей электроники, и электронной таблицы данных преобразователей (Transducer Electronic Data Sheets – TEDS). TEDS обеспечивают ID преобразователя (идентификацию), диапазон измерений, местоположение, калибровку и информацию о пользователе, и др. NCAP имеет доступ к TIM через преобразователь независимого интерфейса (Transducer Independent Interface – TII) и отправляет информацию с датчиков в сеть управления.

Так как распределительная система разбросана на большой географической территории, беспроводная передающая сеть подходит для использования датчиков. Стандарт IEEE 1451.5 определяет интерфейс датчиков беспроводной сети и TEDS и протоколы радиосетей. Так, беспроводные стандарты 802.11 (WiFi), 802.15.1 (Bluetooth), 802.15.4 (ZigBee), и 6LoWPAN приняты в качестве IEEE 1451.5 беспроводного интерфейса. Из приведенного выше понятно, что распределительная сеть будет состоять из многих IEEE 1451.5, основанных на беспроводных сенсорных сетях (Wireless Sensor Networks – WSN), соединенных с FAN (рисунок 6).

Система мониторинга сети может содержать несколько различных типов датчиков, таких как акселерометры, датчики магнитного поля, датчики деформации, датчики температуры. Почти для всех датчиков необходимо два канала.

Результаты проведенных исследований

По результатам исследований разработано программное обеспечение, которое представляет собой специализированный пакет для ведения непрерывного контроля как за состоянием отдельных электрических и электронных аппаратов, так и за качеством поставляемой электрической энергии.

Система позволяет принимать и передавать дискретные и аналоговые сигналы, контролировать различные параметры при нормальном и/или аварийном функционировании объектов энергетики и коммунального хозяйства, а также обмениваться данными с различными специальными устройствами. Программа позволяет дистанционно контролировать работу объектов. Компьютерный анализ всех параметров работы оборудования и предупреждение оператора о подходе значений параметров к границе опасной зоны дает возможность анализа важнейших параметров для принятия решения о плановом ремонте или замене части оборудования.

Программное обеспечение позволяет визуально отображать собираемые по сети данные в удобной для оператора форме. Предусмотрено звуковое оповещение при выходе величин заданных параметров за установленные пределы. Программное обеспечение позволяет легко масштабировать объекты, добавлять новые параметры, устанавливать возможные пределы их изменения, что дает возможность легко конфигурировать систему под необходимые требования. Диспетчер имеет возможность получать информацию о состоянии и статусе объектов наблюдения и контролировать необходимые параметры. Кроме того, диспетчер может самостоятельно выбирать интересующие его параметры. ПО позволяет осуществлять уведомление о критических событиях на объектах по сети Internet. Для защиты информации в систему встроена функция криптографической защиты информации.

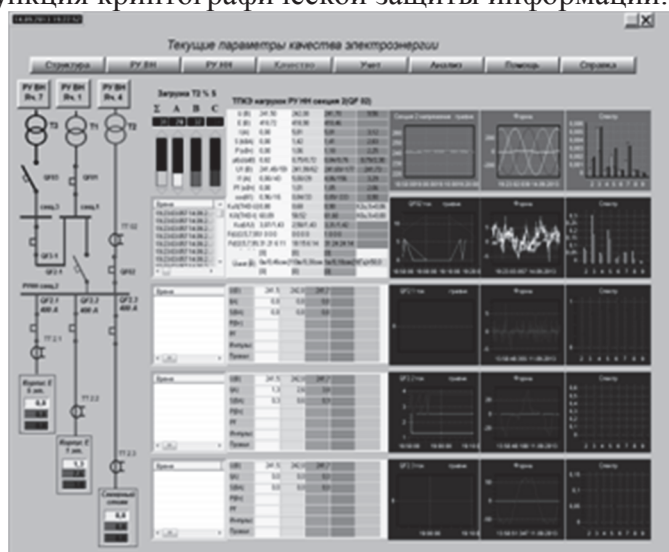


Рисунок 7. Отображение текущих параметров качества электроэнергии

В программе предусмотрена система многоуровневого абстрактного отображения информации (древовидная структура). Количество уровней абстракции выбирается в зависимости от специфики конкретного объекта мониторинга. Здесь учитывается количество единиц мониторинга (устройство, датчик и т.д.) и их взаимное расположение. Для наглядности внешний вид каждого уровня абстракции может быть настроен индивидуально. Для работы с отдельным прибором или датчиком в программе существует «форма виртуального прибора», внешний вид которой разрабатывается для каждого типа приборов отдельно. Через такую форму можно осуществлять визуальное наблюдение за всеми основными параметрами данного прибора.

Для осуществления контроля на ПЭВМ диспетчеру необходим манипулятор типа «мышь». Система отображения информации представлена в виде экранов, на которых изображается содержимое отдельных вводных и распределительных устройств. Диспетчер может переходить от одного экрана к другому, с помощью кнопок перехода. Оборудование пред-

ставлено изображениями, дающими однозначную информацию о его состоянии. Для оперативного контроля за основными параметрами на картах размещены пять строчные таблицы со значениями напряжений, токов, активных, полных мощностей и коэффициентом мощности. Все значения отображаются в режиме on-line. Для удобства анализа предусмотрен экран текущих параметров качества электрической энергии (рисунок 7) и журнал событий. Полученные данные можно переносить для дальнейшей обработки в стандартные программы Windows.

Выводы

Ключевым эффектом от внедрения интеллектуальных сетей будет снижение потребления энергии и уменьшение выбросов углекислого газа. Хотя сегодняшнее потребление электрической энергии представляет только 17 % конечного потребления всей энергии, это приводит к 40% выбросов углекислого газа, в значительной степени потому что 70% электрической энергии производится из ископаемых видов топлива (IEA, 2010). Внедрение ИС приведет к существенному сокращению выбросов углекислого газа до 21%, что представляет собой сокращение выбросов более чем на 20 ГТ до 2050 года. Такое уменьшение выбросов можно достигнуть только с внедрением ИС. Результаты исследования IEA в различных регионах показывают, что ИС могут значительно уменьшить пиковую нагрузку от 8% до 12 %, в зависимости от двух сценариев максимального и минимального. Применение ИС может привести к уменьшению инвестиций при развертывании новых мощностей, а дополнительные средства могут быть использованы для внедрения приборов контроля и развития ИС. Европейские страны занимаются развитием и внедрением возобновляемых источников энергии. Ими планируется достижение доли рынка 37% к 2050 году. Первый приоритет на пути развития ИС является развитие передовой системы управления сетью.

По данным ФСК ЕЭС, внедрение технологий ИС позволит ежегодно экономить более 50 млрд руб. 17 марта 2011 г. был одобрен проект «Программы развития систем коммерческого учета электроэнергии». Программа предполагает установку более 100 млн интеллектуальных приборов учета по всей России.

Но на пути развития ИС предстоит преодолеть множество препятствий. В РФ необходимо разрабатывать законы и стандарты, которые будут регулировать деятельность ИС. Во многих странах уже разработаны дорожные карты до 2050 г. по развитию ИС. Необходимо постоянное внедрение интеллектуальных приборов, обработка большого количества данных, что невозможно осуществить без увеличения производственных мощностей. PMU и Big Data открывают новый этап в контроле и обработки данных ИС.

Литература

1. Michael T. Burr, Reliability demands will drive automation investments, Fortnightly Magazine, 2003.
2. NIST Priority Action Plan 2, Guidelines for Assessing Wireless Standards for Smart Grid Applications, 2010. <<http://www.nist.gov/smartgrid/twiki.cfm>>.
3. IEC, IEC 61850 Standard <<http://www.iec.ch>>.
4. IEEE, IEEE 1815-2010, IEEE Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3), 2010.
5. IEEE Transactions on Power Delivery 22 (3), 1482–1489, 2007.
6. A. Phadke, J. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and their Applications, Springer, 2008. ISBN: 978-0-387-76535-8
7. North American Electric Reliability Corporation (NERC), Real-time Application of Synchrophasors for Improving Reliability, 2010. <<http://www.nerc.com>>
8. A. Naumann et al., Experience with PMUs in Industrial Distribution Networks, in: Proceedings of IEEE PES General Meeting, 2010.
9. M. Wache, D.C. Murray, Application of synchrophasor measurements for distribution networks, in: Proceedings of IEEE PES General Meeting, 2011.
10. IEEE, IEEE C37.118-2005, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2006.