

11. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И ИНФОРМАТИКА

11.1. РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,4 КВ РЕСПУБЛИКИ СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ¹

Козлов К.Г., аспирант кафедры организации производства и экономики промышленности, ассистент;

Джидоева И.А., ассистент;

Кумаритов А.М., д.т.н.

Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет)

В статье рассмотрены существующие проблемы качества электрической энергии в распределительных сетях Республики Северная Осетия – Алания, обусловлены основные причины их появления, предложено построение информационно-управляющей системы мониторинга качества электрической энергии как один из способов их решения. Рассмотрены основные алгоритмы работы предлагаемой системы.

Эффективность использования электрической энергии (ЭЭ) как энергоресурса определяется в первую очередь качеством электроэнергии (КЭ). Отклонение КЭ от установленных ГОСТ 13109-97 [2] норм влияет на эффективность работы электроприемника (ЭП) и срок его службы, и в то же время влияет на элементы сети транспортировки ЭЭ, увеличивая потери ЭЭ и износ электросетевого оборудования. Из этого следует, что обеспечение каждого потребителя качественной ЭЭ является приоритетной задачей повышения эффективности использования природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Из общей территории Республики Северная Осетия – Алания (РСО-Алания) в 8 тыс. км² доля нагорной полосы составляет немного меньше половины (≈ 3,9 тыс. км²), что задает основные пути экономического развития – большинство инвестиционных площадок республики связаны с развитием горно-добывающей промышленности и рекреационно-туристического комплекса республики. Выполнение этих задач основывается на построении стабильной и надежной энергетической системы, обеспечивающей высокое КЭ и низкий уровень потерь электроэнергии.

Обслуживание энергетических сетей в горных территориях имеет существенные особенности:

- в условиях ущелий, подстанции одной цепи могут иметь длину дорожного соединения в несколько раз превышающую физическое расстояние между ними;

¹ Исследования проводились в рамках использования гранта Президента РФ для поддержки молодых российских ученых МД-2194.2010.9.

- горные дороги имеют ряд участков повышенной опасности, которые периодически становятся непреодолимыми (в виду камнепадов, схода лавин, размыва мостов и т.п.) и не имеют объезда, тем самым ставя работу службы энергоснабжения в зависимость от других служб.

Эти особенности ведут к увеличению затрат времени на обслуживание и ремонт элементов распределительной сети в горных территориях, и с учетом низкой численности населения в горных территориях республики приводит к практически полному отсутствию внимания со стороны электроснабжающей организации. Большинство проводимых здесь работ направлены лишь на обеспечение подачи электроэнергии и устранение аварийных отключений, игнорируя вопросы контроля КЭ.

В ходе проведения испытательной лабораторией ЦЭиЭА СКГМИ контроля КЭ в распределительных сетях РСО-Алания, были получены сведения о состоянии КЭ на 19 центрах питания (ЦП) и 69 трансформаторных подстанциях (ТП), в результате нами было выявлено 4720 случаев несоответствия показателей КЭ (ПКЭ) установленным ГОСТ 13109-97 границам. Статистика выявленных нарушений представлена на рис. 1а и 1б, где:

- ряд **НД** – отклонение ПКЭ от нормально-допустимых границ,
- ряд **ПД** – от предельно-допустимых границ.

Представленные показатели:

- **ΔU** – установившееся отклонение напряжения;
- **ΔF** – отклонение частоты;
- **K0** – коэффициент несимметрии напряжения нулевой последовательности;
- **K2** – коэффициент несимметрии напряжения обратной последовательности;
- **Ku** – коэффициент искажения синусоидальности.

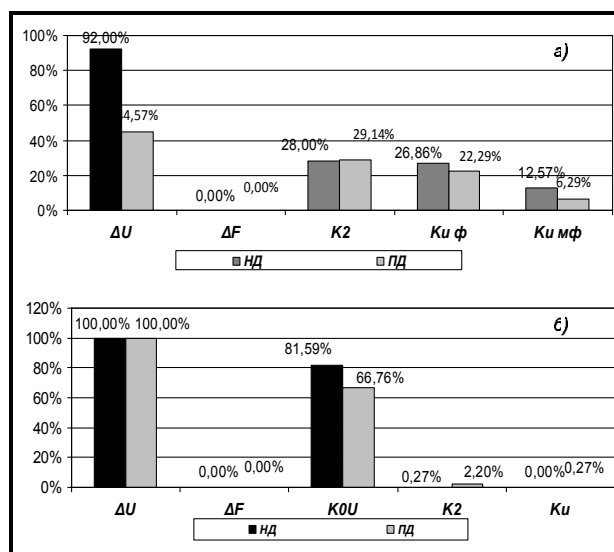


Рис. 1 Частота выявления нарушений КЭ на центрах питания (а) и трансформаторных подстанциях (б) распределительной сети РСО-Алания

Как видно, на всех ТП и большей части ЦП выявлены несоответствия КЭ по отклонению напряжения ΔU, из которых 81,5% – по верхним предельно допустимым границам, что свидетельствует о повышенном номинальном выходном напряжении в точке контроля. Несответствие нижним предельно допустимым границам имело место в 18,5% случаев нарушения КЭ по отклонению напряже-

ния, в качестве примера на рис. 2 представлены графики отклонения фазных напряжений на ТП.

В данном пункте контроля, на основании данных о потерях и нагрузке, были рассчитаны следующие значения:

- номинальное напряжение (фазное / межфазное)– 230,6 В/398,2В;
- верхнее предельно допустимое отклонение – 5,5% (5,9% в период максимальной нагрузки);
- нижнее предельно допустимое отклонение – -8,4% (-5% в период максимальной нагрузки).

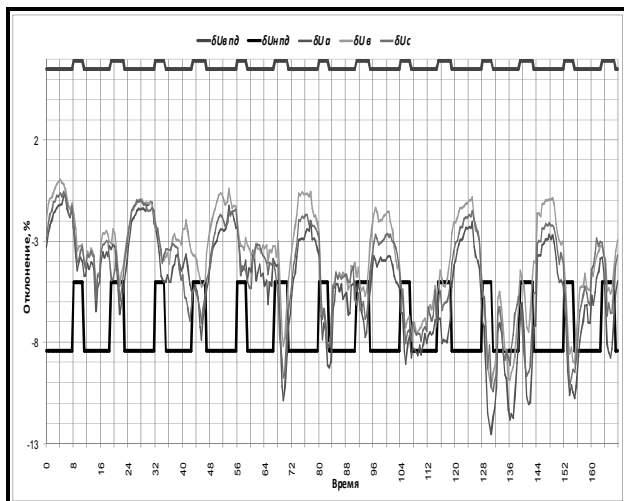


Рис. 2. Полчасовые значения отклонений фазных напряжений на ТП 26-19 с. Дзинага (Дигорское ущелье)

В результате проведения контроля зафиксированное минимальное напряжение – 201,7 В (отклонение на -12,53%), и максимальное напряжение – 230,7 В (отклонение на 0,04%). Как видно из графика, большинство фактов несоответствия приходится на период максимальной нагрузки.

В качестве другого примера на рис. 3 приведены результаты измерения коэффициентов нулевой K_0 и обратной K_2 последовательности на другой ТП.

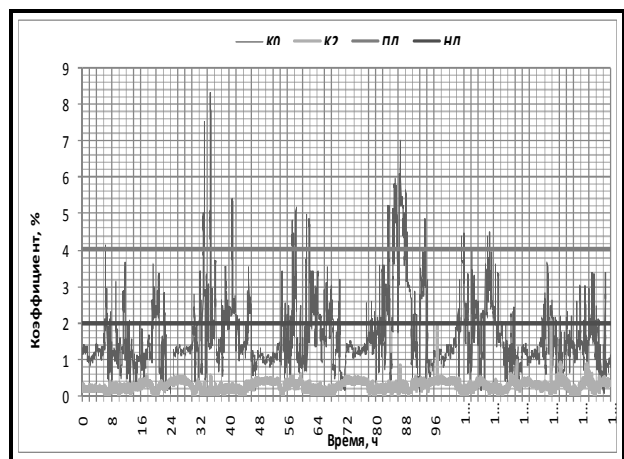


Рис. 3. Полчасовые значения коэффициента нулевой K_0 и обратной K_2 последовательности на ТП 26-4 с. Комата (Дигорское ущелье)

Максимальное значение коэффициента нулевой K_0 последовательности – 8,32%, а коэффициента нуле-

вой K_2 – 2,05%. Что говорит о несимметричной нагрузке, и наличии короткого замыкания фаз или их обрыва.

Полученные результаты свидетельствуют о практически полном отсутствии контроля КЭ со стороны электросетевой организаций. В результате анализа сведений о применяемом в распределительной сети оборудовании (документация, внешний осмотр), а также оценивая работу специалистов электроснабжающей организации, нами были обозначены основные причины:

- применение в распределительной сети морально и физически устаревшего оборудования;
- неправильный выбор уровня регулируемого выходного напряжения на ТП, превышение номинальной нагрузки подключенных потребителей;
- отсутствие, либо нарушения в работе автоматизированных средств регулирования напряжения;
- ручной сбор информации о качестве КЭ и низкий уровень автоматизации её анализа, что не позволяет получать сведения о всей сети в реальном времени;
- отсутствие достаточного уровня специалистов, занимающихся проблемами КЭ.

Также, одной из основных причин является отсутствие эффективного механизма ответственности за уровень КЭ, потребители фактически лишены рычагов воздействия на сбытовую компанию. Порядок установления факта непредоставления ЭЭ или предоставления ЭЭ ненадлежащего качества установлен в п. VIII постановления Правительства РФ «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам» от 23 мая 2006 г. № 307 [1], согласно которому:

«70. Датой начала непредоставления коммунальных услуг или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества считается:

- время подачи потребителем в аварийно-диспетчерскую службу заявки о факте непредоставления коммунальных услуг или предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества;
- время, указанное в акте, составленном исполнителем в порядке, определенном п. 67-69 настоящих Правил, – в случае выявления исполнителем факта предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества;
- время начала предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества, зафиксированное коллективным (общедомовым), общим (квартирным) или индивидуальным прибором учета, - в случае фиксации предоставления коммунальных услуг ненадлежащего качества приборами учета» [1].

Т.е. задача установления факта предоставления ЭЭ ненадлежащего качества целиком ложится на потребителя, который, в случае отсутствия прибора учета КЭ, не в состоянии выявить значительное число случаев нарушения КЭ – повышенное напряжение (напряжение выше 1,1 Уном), временные перенапряжения, гармонические токи и подобные им, трудно выявляемые «на глаз». Основными жалобами потребителей группы населения, и приравненных к ним являются – «слабый свет», «низкое напряжение», и жалобы, связанные с выходом из строя электроприбора. Кроме того, в случае отсутствия прибора учета КЭ у потребителя, в ряде случаев он лишен возможности доказать факт предоставления ЭЭ ненадлежащего качества – скачки и провалы напряжения, временные перенапряжения и прочие, имеющие единичные случаи и повлекшие причинение ущерба различного рода. Таким образом отсутствие жалоб потребителей на уровень КЭ позволяет электросбытовой компании бездействовать и не принимать мер по улучшению КЭ [3].

Эффективным решением является разработка системы учета КЭ, позволяющая электроснабжающей ор-

ганизации однозначно доказать факт предоставления ЭЭ надлежащего качества, либо подтвердить факт предоставления ЭЭ ненадлежащего качества, но в более краткие сроки. Это позволит построить эффективный механизм, стимулирующий электроснабжающую организацию к повышению уровня КЭ, а также позволит снизить трудовые затраты на выявление ложных заявок, причин предоставления факта предоставления ЭЭ ненадлежащего качества, установление виновной стороны. Кроме того, данная система позволит вести перерасчет стоимости услуг потребителям, негативно воздействующим на КЭ, и потребителям, которым была предоставлена ЭЭ ненадлежащего качества.

Надежное, эффективное и безопасное электроснабжение требует введения в эксплуатацию современного оборудования, средств автоматического и дистанционного управления, приборов учета КЭ. Анализ различных существующих систем мониторинга КЭ выявил их общие недостатки:

- существующие системы мониторинга КЭ направлены на автоматизацию процесса сбора данных, полученные данные не анализируются системой, а отображаются на графиках, формируются протоколы и т.п. Задача анализа целиком ложится на диспетчера;
- рассмотренные системы направлены на выявление фактов нарушения КЭ, не предоставляя эффективного инструмента прогнозирования изменения общего уровня КЭ на объекте;
- часто обладают не эргономичным интерфейсом, требуют выбора точки и контролируемых параметров, что допустимо при малом числе пунктов контроля (например в электросети предприятия), но создает неудобство при мониторинге распределительной сети, включающей сотни ТП.

С учетом выявленных недостатков существующих систем мониторинга КЭ, и поставленных целей, следует разработать информационно-управляющую систему мониторинга КЭ (ИУСМКЭ) в распределительной сети республики, обеспечивающую высокую скорость принятия решений на основе автоматизированного анализа получаемых данных и вычислении интегрального показателя качества электроэнергии E [6], описываемого формулами:

$$E = f(e_1, e_2, e_3, \dots, e_n);$$

$$e(i) = f(u_1, u_2, u_3, \dots, u_m); i = 1, \dots, n,$$

где $e(i)$ – субпоказатель качества ЭЭ для i -й подстанции; u_i – параметр качества ЭЭ, считанный с m -го датчика.

Также ИУСМКЭ должна отслеживать динамику изменения интегрального показателя E для каждого пункта контроля, с целью заранее предотвращать отклонение КЭ от допустимых норм. Наиболее эффективным типом интерфейса для разрабатываемой системой является активная мнемосхема, позволяющая решать ряд задач управления параметрами распределительной сети – ведение схем сетей, расчет технических потерь ЭЭ, назначение плановых и оперативных работ.

Система разделена на систему связи и систему управления. В систему связи входят приборы учета d , приборы дистанционного управления k , коммутационные узлы p и каналы связи. В задачу этой подсистемы входит передача данных и управляющих воздействий, выявление и устранение возникающих на данном уровне неполадок. Систему управления составляют средства обработки и анализа информации, система поддержки принятия решений, система визуализации и т.п. Разделение региональной распределительной сети на районные требует применения распределенной системы – каждая районная сеть обслуживается

своим сервером, однако ведут единую распределенную базу данных, что позволит удаленно инспектировать деятельность каждой районной сети (вышестоящими службами, органами надзора), а также учитывать полученные данные в АИС КУЭ.

В качестве приборов учета должны применяться счетчики коммерческого учета электроэнергии с возможностью контроля КЭ, и передающие сигнал на коммутационный узел посредством интерфейса RS485/RS232. Важным критериям является низкая стоимость разрабатываемой системы, поэтому используемые в ней средства учета КЭ не требуют высокого класса точности. Алгоритм работы коммутационного узла приведен на рис. 4 и описывает порядок действий в различных ситуациях.

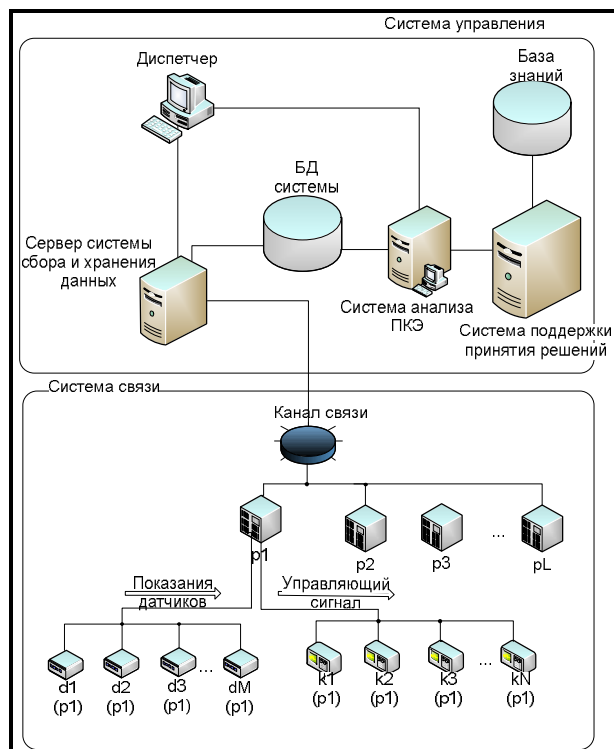


Рис. 4. Общая структура информационно-управляющей системы мониторинга КЭ

Коммутационный узел должен «на месте» производить первичную обработку данных, автоматически выдавать команды на приборы управления в экстренной ситуации, принимать и инициировать соединения с сервером по отведенному каналу связи. В качестве канала связи в условиях горных территорий можно использовать любой из современных способов передачи данных, обладающий достаточной для данной точки контроля пропускной способностью, например PLC (передача данных по силовым линиям), Wi-Fi, Ethernet, GPRS, EDGE и т.п. [4, 7]. Коммутационные узлы на центрах питания могут выступать в качестве сервера для всех узлов на фидерах:

- передача информации от ТП к ЦП возможно по каналам с низкой пропускной способностью и дальностью (PLC, Wi-Fi);
- ЦП уже подключены к системе АСКУЭ, и уже имеют каналы передачи данных в энергоснабжающую организацию.

С коммутационного узла ЦП данные считываются сервером сбора данных, как автоматически так и по запросу диспетчера, и записываются в базу данных и их дальнейшая обработка производится модулями системы управления.

Поддержание постоянного соединения со всеми средствами учета, входящими в состав системы мониторинга, не оптимально, и ведет к избыточной загрузке сервера сбора дан-

ных. Основной задачей ИУСМКЭ является непрерывная регистрация значений ПКЭ на нижнем уровне, с интервалами усреднения, установленными ГОСТ 13109-97 [5] (рис. 5).

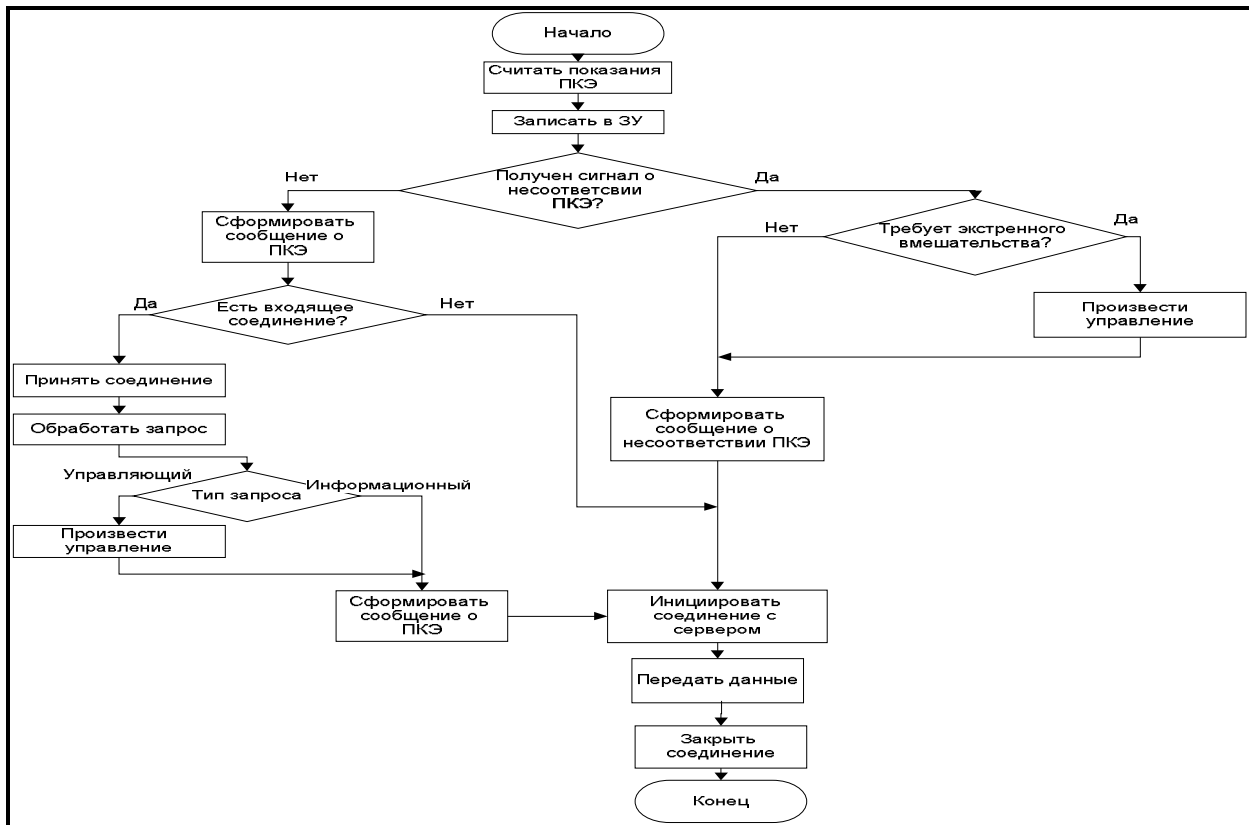


Рис. 5. Алгоритм работы коммутационного узла

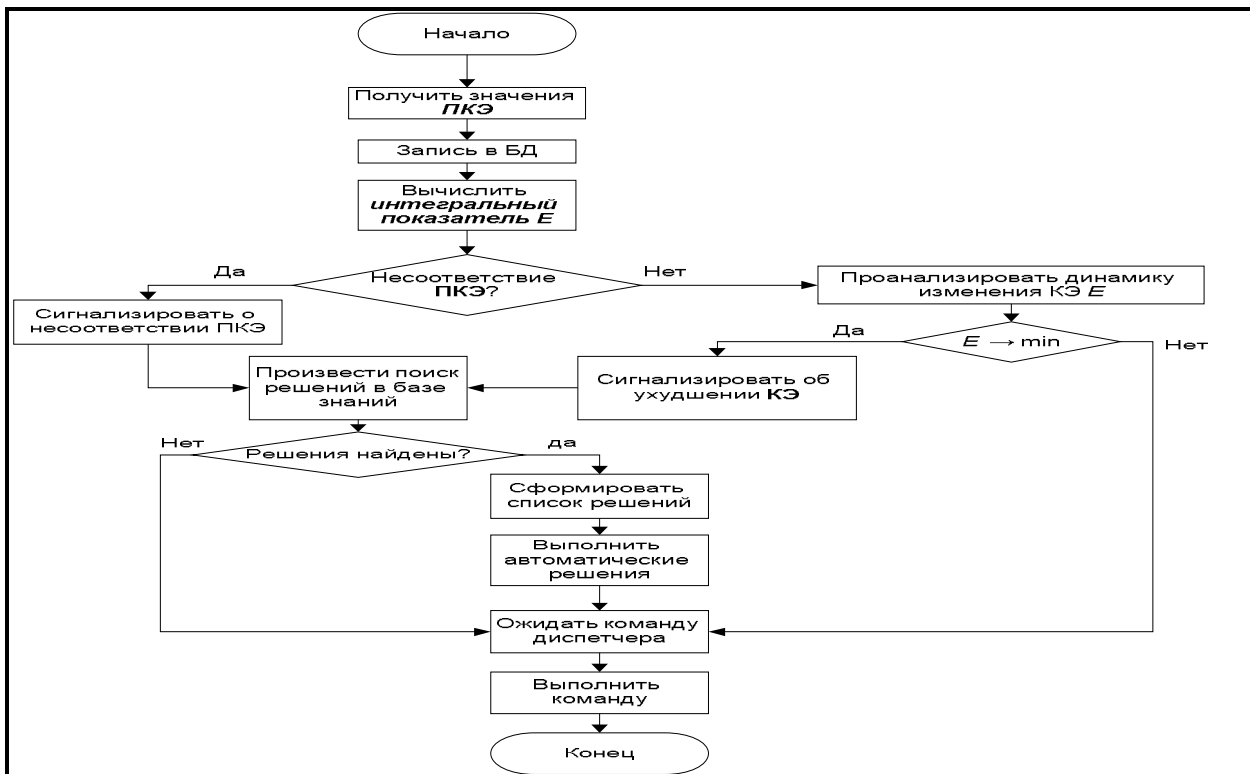


Рис. 6. Общий алгоритм работы информационно-управляющей системы контроля КЭ

Поэтому, оптимальным режимом сбора данных является периодический опрос приборов, с настраиваемой суточной частотой. Выбор частоты опроса каждой точки производится на основе ряда факторов – каналу связи, количества потребителей, их тип и генерируемая нагрузка, график изменения режима нагрузки. В ситуации, когда средство учета КЭ фиксирует факт нарушения, коммутационный узел инициирует соединение с сервером, не дожидаясь сеанса связи, таким образом, диспетчер оперативно получит сведения о возникновении нарушения и своевременно примет необходимые решения.

Приведенный на рис. 6 алгоритм работы ИУСМКЭ описывает общие этапы получения и анализа показателей КЭ, сигнализации зафиксированного несоответствия ПКЭ и потенциального появления несоответствия ПКЭ, а также подготовки списка возможных рекомендаций и решений.

В случае выявления нарушений система автоматически производит поиск в базе знаний на предмет подобных ситуаций и мер ее решения, при нахождении решения определяются экстренные – требующие немедленного реагирования и заданные однозначно (отклонение частоты, отклонение напряжения на недопустимое значение и т.п.). Выполнение экстренных команд происходит без участия диспетчера, затем ожидается управляющее воздействие и передача его на соответствующий коммутационный узел.

Таким образом, разработка и внедрение ИУСМКЭ должно решить сразу несколько задач, совмещая в едином комплексе функции:

- мониторинга КЭ в режиме реального времени;
- удаленного диспетчерского контроля;
- автоматизированного анализа данных, вычисления интегрального показателя КЭ *E* и средств анализа динамики показателя *E*;
- поддержки принятия решений на основе базы знаний;
- автоматического реагирования на экстренные ситуации;
- информационного обмена между пользователями системы (диспетчерами, специалистами службы контроля КЭ и пр.);
- накопления статистики изменения КЭ в течение длительного периода;
- дистанционного контроля вышестоящими службами и органами надзора.

Для устойчивого развития отраслей хозяйства связанных с горными территориями РСО-Алания (горно-добывающая промышленность, предприятия рекреационно-туристического комплекса) необходима стабильная и надежная электроснабжающая система, обеспечивающая население и предприятия электроэнергией соответствующего качества. В первую очередь необходимо устранить все факторы, приводящие к чрезмерному снижению КЭ, заменить устаревшее оборудование и внедрить средства автоматизации, мониторинга и диспетчерского контроля. Важным вопросом является изменение нормативной базы, разработка эффективного рычага стимулирования электросбытовых компаний к повышению КЭ и более тщательный подход к проблемам КЭ. Необходима разработка и внедрение информационно-управляющей системы, реализующей функции мониторинга и диспетчерского контроля, поддержки принятия решений на основе интегрального показателя *E*, а также обеспечивающей информационный обмен между пользователями. Применение ИУСМКЭ значительно сократит трудовые затраты на контроль КЭ, особенно в условиях горных территорий, позволит своевременно выявлять факты предоставления ЭЭ ненадлежащего качества и устранять их, снижая риск нанесения различного ущерба потребителю и его имуществу. Также ИУСМКЭ позволит централизованно вести наблюдение, осуществлять диспетчерский и надзорный контроль распределительной сети на всей территории РСО-Алания.

Литература

1. О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 г. №307 (в ред. постановлений Правительства РФ от 21 июля 2008 г. №549, от 29 июля 2010 г. №580). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
2. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст] : ГОСТ 13109-97. – М. : Изд-во стандартов, 1997.
3. Кумаритов А.М. Алгоритм оптимизации затрат на оплату потребления реактивной мощности при управлении электроснабжением промышленных предприятий [Текст] / Кумаритов А.М., Хомяков А.В. // Аудит и финансовый анализ. – 2010. – №3. – С. 212-224.
4. Никифоров А.В. Технология PLC – телекоммуникации по сетям электропитания [Текст] / А.В. Никифоров // Сети и системы связи. – 2002. – №5.
5. Суднова В.В. и др. Принципы построения АИИС мониторинга ПКЭ и управления качеством электроэнергии [Электронный ресурс] / В.В. Суднова, В.П. Пригода, Р.Р. Хакимов // Инжиниринговый центр «Тест-Электро». URL: <http://www.test-electro.ru/stajti.htm> (Дата обращения: 25.04.2011 г.).
6. Хузмиев И.К. Информационно-управляющая система электrorаспределительной сети на основе мониторинга показателей качества электроэнергии [Текст] / И.К. Хузмиев, К.Г. Козлов // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2010. – №5. – С. 50-53.
7. Шашкин А. и др. Каналы связи диспетчерского управления электрических сетей достоинства радиоканалов [Текст] / А. Шашкин, А. Катушкин, В. Копылов, А. Лисенков // Новости электротехники. – 2003. – №1.

Ключевые слова

Электроснабжение; распределительная сеть; качество электроэнергии; система мониторинга; интегральный показатель; алгоритм; канал связи; система управления; диспетчерский контроль; АИС КУЭ

Козлов Константин Геннадьевич

Джиоева Инна Ахсаровна

Кумаритов Алан Мелитонович

РЕЦЕНЗИЯ

Данная статья посвящена актуальным проблемам электроэнергетики хозяйства Республики Северная Осетия – Алания, а именно проблемам контроля качества электроэнергии и их негативным последствиям.

В своей статье авторы представили результаты анализа нарушений качества электроэнергии, обозначили наиболее характерные случаи несоответствия качества электроэнергии требованиям, установленным ГОСТ 13109-97, определили основные причины их появления и предложили способ их устранения. В качестве одной из задач авторами сформулирована потребность модернизации технических средств передачи электроэнергии, внедрения средств автоматизации управления и построения системы мониторинга.

Предложенная авторами система строится с учетом опыта построения аналогичных систем, выявленных в них недостатков, а также специфики области применения разрабатываемой информационно-управляющей системы мониторинга качества электроэнергии в распределительных сетях регионального масштаба. Также авторами представлены основные алгоритмы работы предлагаемой системы.

Научная статья соответствует всем требованиям, предъявляемым к работам такого рода. Данная статья может быть рекомендована к публикации.

Хузмиев И.К., д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Организации производства и экономики промышленности» СКГМИ (ГТУ)

11.1. DEVELOPMENT OF INFORMATION-OPERATING SYSTEM OF MONITORING FOR SOLVING THE ELECTRIC POWER QUALITY IN DISTRIBUTIVE NETWORKS 0,4 KV RSO-ALANIA IMPROVEMENT PROBLEM

K.G. Kozlov, Post-graduate Student, Assistant;

I.A. Dzhioeva, Post-graduate Student;

A.M. Kumaritov, Doctor of Technical Science, Professor

*North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy
(State Technological University)*

In article existing problems of quality of electric energy in distributive networks RSO-Alania are considered, principal reasons of their occurrence are caused, construction of information-operating system of monitoring of quality of electric energy as one of ways of their decision is offered. The basic algorithms of work of offered system are considered.

Literature

1. GOST 13109-97 «Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in public electrical systems» // PPC Publishing Standards.
2. DECISION, 23.04.2006. №307 «On the order of the citizens utility» (in the red. RF Government Regulation, 21.07.2008 №549, 29.07.2010 №580).
3. A.M. Kumaritov. Algorithm of optimization of reactive power consumption payment costs in industrial enterprises electric power supply management / Kumaritov A.M., Khomyakov A.V., // Audit and Financial Analysis, №3, Moscow, 2010, p 212-224.
4. I.K. Khuzmiev, K.G. Kozlov. Information-operating system of an electro-distributive network based on the monitoring of electric power quality indicators. // News of Higher educational institutions. North-Caucasian region. Engineering sciences. 2010, №5, p. 50-53.
5. A.V. Nikiforov. PLC technology – power networks telecommunications // «Communication networks and systems». 2002. – №5.
6. A. Shskin, A. Katushkin, V. Kopylov, A. Lisenkov. Communication channels of power networks dispatching of radio channels value // News of electrical engineering – Journal, 2003, №1(25).
7. V.V. Sudnova, V.P. Prigoda, R.R. Khakimov. Principles of construction of EPQI monitoring and electric power quality control AIMS. // Engineering center «Test-Electro». URL: <http://www.test-electro.ru/statji.htm> (Access date: 25.04.2011).

Keywords

Electrical supply; distributive network; electric power quality; monitoring system; integrated indicator; algorithm; communication channel; control system; supervisor control; scada; aims cepm.