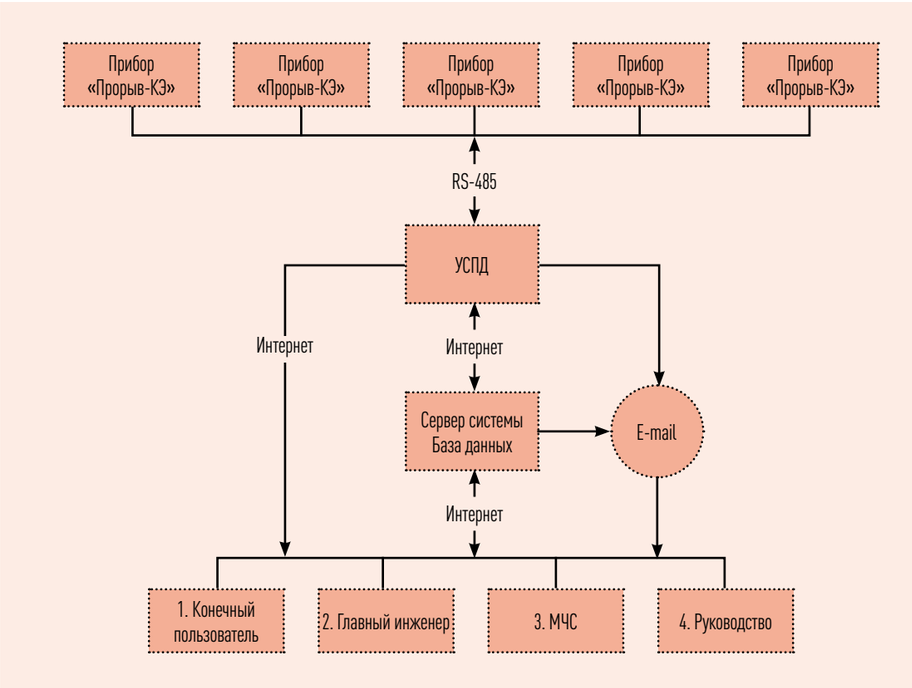
ЕЩЁ РАЗ О КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

АВТОР:

КАРТАШЕВ И.И.,
В.Н.С., ДОЦЕНТ
КАФЕДРЫ ЭЭС,
ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»

Проблема качества электроэнергии (КЭ) связана в первую очередь с функционированием электрической системы (ЭЭС) и охватывает все процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Режимы работы ЭЭС должны удовлетворять определенным требованиям, в том числе и установленным нормами КЭ. Когда параметры режима не отвечают этим требованиям, говорят об электромагнитных помехах (ЭМП), уровень которых контролируется измерениями показателей качества (ПКЭ). При отклонениях ПКЭ от установленных нормативов их значения могут корректироваться управлением режимами.

Ключевые слова: качество электроэнергии, надежность электроснабжения, частота и напряжение в сети, балансы активной и реактивной мощности, электромагнитные помехи.



Система технического контроля показателей качества электроэнергии «Прорыв»

В электроэнергетике, как и в любой области науки и техники, всегда существуют актуальные проблемы, обусловленные процессом ее развития. Проблема КЭ связана с одной из отраслей электроэнергетики – электроэнергетическими системами (ЭЭС), а потому охватывает все процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Режимы ЭЭС характеризуются балансом активной и реактивной мощностей, устойчивостью генераторов, передаваемой мощностью, потерями мощности и напряжения, регулированием частоты и напряжения, симметрированием воздушных линий электропередачи, перерывами электроснабжения и перенапряжениями, надежностью, системами управления объектами и ЭЭС в целом, потребляемой электроэнергией. При этом параметры режима должны удовлетворять вполне определенным требованиям, в том числе установленным нормами КЭ.

В тех случаях, когда параметры режима не отвечают этим требованиям, в частности нормам КЭ, говорят об электромагнитных помехах (ЭМП), которые превышают нормируемый и установленный государственными стандартами уровень в точках передачи электроэнергии. Уровень ЭМП контролируется путем измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и при отклонениях от установленных норм может корректироваться путем управления режимами. Учитывая связь КЭ и параметров режима ЭЭС, проблемы управления следует рассматривать в неразрывной связи с надежностью электроснабжения. Рассмотрим эту взаимосвязь.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВЗАИМОСВЯЗЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Обратимся к основным положениям Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

В соответствии с этой концепцией надежность ЭЭС представляет собой комплексное свойство, определяющее её способность выполнять, исходя из требований субъектов рынка, функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией нормированного качества путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, удовлетворять в любой момент времени общий спрос на электроэнергию и противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы.

Управление такой энергосистемой (ИЭС ААС) должно быть направлено на взаимодействие субъектов электроэнергетики, при котором обеспечиваются требуемые показатели надежности электроснабжения и ПКЭ. На терминологическом уровне надежность электроснабжения – это способность системы электроснабжения, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, при определенных условиях обеспечить им поставку электрической энергии в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм КЭ. Качество электрической энергии – это степень соответствия параметров напряжения электрической энергии их установленным значениям.

Такой подход предполагает переход к клиентоориентированной системе электроснабжения, обеспечивающей качество обслуживания, включая надежность электроснабжения, КЭ и информирование потребителей. При этом потребитель выступает в качестве активного участника технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии, а его заинтересованность в этом процессе проявляется через систему технических и экономических факторов управления электроэнергетической системой.

Технические и экономические факторы управления ЭЭС должны найти нормативно-методическое и правовое отражение, регулирующее взаимодействие субъектов электроэнергетики (участников рынка) через договоры электроснабжения, техническую обеспеченность ЭЭС, поддерживающую такое взаимодействие, технические требования (нормы) к условиям взаимодействия.

Для этого необходимо усовершенствовать методику оценки надежности электроснабжения и КЭ, опираясь на установленные факты влияния КЭ по всем показателям на надежность электроснабжения, влияния, определяющего технологический и электротехнический ущербы. Такие ущербы сопряжены с сокращением срока службы оборудования и приборов, ростом количества кратковременных и длительных отказов, нарушением технологического процесса производства в промышленности и сельском хозяйстве, браком продукции, моральными и материальными последствиями, вызванными ухудшением КЭ и, как следствие, надежности электроснабжения.

Разделение ответственности за обеспечение показателей КЭ между поставщиком и потребителем электроэнергии должно рассматриваться в неразрывной связи с надежностью электроснабжения. Эта связь вытекает из определения электромагнитной совместимости, согласно которому

электрооборудование и приборы, подключенные к сети, должны нормально функционировать, не испытывая электромагнитных помех со стороны этой сети и не внося таковых в сеть. Нарушение условий нормального функционирования способно привести к электротехническому или технологическому ущербу. Ущерб может оцениваться как конкретные материальные потери потребителя (когда это очевидно) или экспертно и взыскиваться через введение штрафных санкций (скидок–надбавок) к тарифам на электроэнергию. Размеры штрафных санкций должны быть установлены на регулируемый период как норматив.

Как критерий оценки надежности электроснабжения и КЭ целесообразно использовать коэффициент влияния.

Для нормируемых показателей качества, к которым относятся отклонения частоты, напряжения, доза фликера (размахи колебаний напряжения), коэффициенты искажения синусоидальной формы кривой напряжения и n-й гармонической составляющей напряжения и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности, коэффициент влияния рассчитывается по формуле

$$K_{вл} = T_ф / (T_ф - T_{норм}) = T_ф / T_{ненорм},$$

где $T_ф = T_{норм} + T_{ненорм}$ – фактическое время работы электрооборудования;

$T_{норм}$ – время работы при нормативных значениях ПКЭ;

$T_{ненорм}$ – время работы при ненормативных значениях ПКЭ (относительное время превышения нормативных значений ПКЭ).

Для ненормируемых показателей КЭ, к которым относятся провалы напряжения, в том числе перерывы электроснабжения, временные перенапряжения и импульсы напряжения, рассчитывается частота событий по формуле (например, для провалов напряжения):

$$F_{пр} = m(\Delta U_{пр}, \Delta t_{пр}) / M,$$

где $m(\Delta U_{пр}, \Delta t_{пр})$ – число провалов напряжения глубиной $\Delta U_{пр}$ и длительностью $\Delta t_{пр}$ за период времени наблюдения T;

M – суммарное число провалов напряжения за период времени наблюдения T;

$\Delta U_{пр}$ и $\Delta t_{пр}$ – измеряемые вспомогательные параметры КЭ.

Качество обслуживания потребителей является составной частью услуг поставщика электроэнергии, которые должны оплачиваться, и оценивая которые, потребители должны понимать, почему надо платить за надежность электроснабжения и КЭ. Потребителям следует показать риски возможного ущерба и помочь выбрать мероприятие по их снижению: либо выплачивать «надбавки» за обеспечение надежности электроснабжения и КЭ, возложив эти функции на поставщика электроэнергии, либо вложить средства в разработку и внедрение собственных мероприятий. При этом должна быть показана выгода потребителя (поставщика) от прибыли, получаемой от снижения (повышения) тарифов на электроэнергию, т.е. от возможности не выплачивать «надбавки».

Система обеспечения качества обслуживания должна предусматривать информирование потребителя о состоянии надежности электроснабжения и КЭ. Эти функции должны быть возложены на иерархическую распределенную информационно-технологическую структуру, включающую диспетчерские центры системного оператора (ОДУ), центры управления сетями (ЦУС), региональные диспетчерские управления (РДУ), оснащенные единой информационной сетью и имеющие доступ к исходным данным (параметры режима, токи в линиях, напряжения в узлах и т.п.). Учитывая наличие повсеместной системы коммерческого учета электроэнергии, которая в перспективе будет повсеместно оборудована многотарифными приборами учета электроэнергии с обратной связью для снятия показаний, следует вводить в эту систему существующие приборы нового типа, позволяющие измерять показатели КЭ, дополнив их функциями получения информации, характеризующей показатели надежности электроснабжения в пределах ближайших центра питания, трансформаторной подстанции или распределительного пункта.

Мониторинг следует рассматривать как один из способов создания системы непрерывного контроля качества обслуживания. Он дает возможность сформировать статистическую базу данных предыдущих измерений, что позволит прогнозировать процессы в электрической системе, определять ожидаемые уровни надежности электроснабжения и КЭ в будущем, снизив таким образом, риск возникновения ущерба для поставщика и/или потребителя за счёт вовремя разработанных, обоснованных и примененных мероприятий по обеспечению надежности электроснабжения и КЭ.

МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И НАДЕЖНОСТЬЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Особое место в исследованиях, основным инструментом которых следует считать мониторинг, занимают разработки, направ-

ISSE
INTEGRATED SAFETY & SECURITY EXHIBITION
КРУПНЕЙШАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВЫСТАВКА ПО БЕЗОПАСНОСТИ
международный салон
КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 2015
Москва, ВДНХ, павильон № 75
19 - 22 мая
Тематические разделы
Пожарная безопасность
Защита и оборона
Информационные технологии
Техника охраны
Средства спасения
Комплексная безопасность на транспорте
Безопасность границы
Экологическая безопасность
Ядерная и радиационная безопасность
Медицина катастроф
Промышленная безопасность
Материально-техническое обеспечение силовых структур
реклама
WWW.ISSE-RUSSIA.RU

ленные на оценку влияния КЭ на надежность электроснабжения как на систему обеспечения бесперебойности электроснабжения. В России целенаправленная работа над решением этой проблемы велась в небольшом объеме, так как интерес к КЭ в сетях у потребителя возникал только при отказах электрооборудования с последующим значительным ущербом. В зарубежной практике работы, связанные с данной проблемой, ведутся в нескольких направлениях: целесообразность введения новых показателей КЭ и надежности, экономические критерии решения таких задач.

К числу показателей, по которым ведется оценка надежности электроснабжения потребителя, относятся отключения нагрузки по разным причинам. Заметим, что отключения нагрузки – это результат исчезновения напряжения или провала напряжения (ненормируемые показатели КЭ). Эти показатели надежности получили широкое распространение за рубежом, их применяют до 45% предприятий:

AIF (average interruption frequency) – средняя частота перерывов электроснабжения, или число отказов в год на одного потребителя;

AID (average interruption duration) – средняя длительность перерывов электроснабжения по системе;

AIT (average interruption time) – средняя длительность перерыва электроснабжения в год на одного потребителя;

CDI (customer dissatisfaction index) – показатель неудовлетворенности (необеспеченности) потребителя;

SACDI (system average customer dissatisfaction index) – системный показатель неудовлетворенности (необеспеченности) потребителя.

Надо сказать, что применение этих показателей может иметь экспертный характер. Например, путем опроса при одновременном мониторинге КЭ, часто по критическому, заранее известному ПКЭ устанавливается число отказов, которое потребитель принял как допустимое. Это число принимается как порог **CDI** для данного потребителя (или группы потребителей), как порог **SACDI**. При этом показатель неудовлетворенности (необеспеченности) потребителя может оцениваться и по уровню ПКЭ (классический подход), и по вероятностным характеристикам в зависимости от длительности перерыва (час) или частоты перерыва (1/год) при заданном значении **CDI**. Очевидно, что допустимая длительность перерыва тем больше, чем меньше их частота.

В некоторых странах, для того чтобы заинтересовать потребителя, энергокомпании предоставляют потребителю, электроустановки которого участвуют в программе снижения максимума нагрузки, скидку к соответствующему тарифу на электроэнергию или кредит. Обычно энергокомпании предоставляют потребителям большой выбор условий их участия в программе:

- частота отключений нагрузки – 1 раз в неделю, 1–4 раза в месяц;
- объем отключаемой нагрузки – 10, 20, 50, 100%;
- продолжительность отключения нагрузки – 0,5, 1, 4, 8 ч.;
- заблаговременность предупреждения потребителя – без предупреждения, 1 ч., 4 ч., 1 день;
- время начала отключения – 10, 14, 18, 22 ч.;
- снижение платы за электроэнергию – 2, 5, 10, 20%.

В Тихоокеанской энергокомпании (США) был проведен опрос потребителей, в котором потребителям были предложены три варианта изменений:

- удвоение числа отключений электроэнергии при одновременном снижении тарифа на 10%;
- уменьшение в два раза числа отключений при повышении тарифа на 10%;
- сохранение существующего уровня надежности и тарифа;

В итоге 70% бытовых потребителей высказались за первый, 10% за второй и 20% – за третий вариант. Промышленные и коммерческие потребители единодушно выказали готовность платить более высокую плату за повышение надежности электроснабжения.

Мониторинг позволяет выделить именно такие предельные случаи. Для этого определяют местоположение точек контроля КЭ таким образом, чтобы информативность полученных результатов была достоверной. Как правило, наиболее полную информацию можно получить в сетях СН в точках присоединения потребителя. Далее для репрезентативности в выбранных регионах объединяют точки, где результаты измерений схожи. Это позволяет выявить области, где располагаются наиболее интенсивные источники, влияющие на КЭ.

Так, например, в Румынии к 2007 г. была построена система мониторинга, охватывающая всю страну. Систему обслуживает системный оператор, который, кроме информации о КЭ, позволяет контролировать выполнение условий договоров, давать информацию об эффективности электрической сети и принимать решения по оптимизации сети, снижению технических потерь и удовлетворению запросов потребителей. Система работает на границе между потребителем и питающими сетями.

Анализируя приведенные данные, несложно сделать вывод о высокой взаимной ответственности поставщиков и потребителей. Например, в Финляндии при перерыве электроснабжения более чем на 120 ч. поставщик компенсирует потребителю 100% годовой оплаты за услуги использования электроэнергии. В Нидерландах при неплановом отключении электроэнергии более чем на 4 ч. компенсация составляет 0,35 евро/кВт·ч для крупного промышленного предприятия, и максимальный размер компенсации для такого потребителя установлен на уровне 91 тыс. евро. В Норвегии потребителю компенсируют и плановые перерывы в электроснабжении. Уровень культуры взаимоотношений между поставщиком и потребителем электроэнергии в Европе очень высок. Например, в Великобритании определен норматив предупреждения об отключении электроэнергии за два дня и предусмотрена соответствующая компенсация. Очевидно, что такие нормы стимулируют внедрение энергосберегающих технологий.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Надежность электроснабжения и обеспечение КЭ зависят от многих факторов, влияние на которые оказывают как субъекты электроэнергетики, так и потребители. Именно для этого уровень надежности электроснабжения и показатели КЭ для потребителей должны получить стоимостную оценку их обеспечения, превратиться в комплексную услугу электросетевой организации, а потребитель должен иметь возможность выбора уровня надежности и качества электроснабжения.

ПРИМЕР СЭС ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

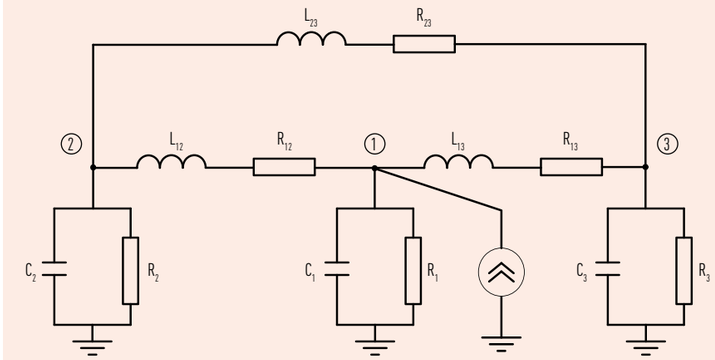


Рис. 1

ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ СЭС

L_{12}, Гн	L_{13}, Гн	L_{23}, Гн	C_1, мкФ	C_2, мкФ	C_3, мкФ
0,0356	0,0847	0,053	2,352	3,009	1,685
R_{12}, Ом	**R_{13}, Ом**	**R_{23}, Ом**	**R_1, Ом**	**R_2, Ом**	**R_3, Ом**
0,3261	2,3981	2,24	671	529	881,7

Таблица 1

Для этого предлагается перейти на классификацию потребителей, учитывающую:

- степень влияния системы электроснабжения на работу электроустановок при показателях КЭ, не соответствующих установленным требованиям;
- степень влияния потребителей на изменение показателей КЭ (учет распространения электромагнитных помех по электрической сети);
- чувствительность к перерывам в электроснабжении, в том числе кратковременным, и способности сохранять и продолжать нормальную работу электроустановок после восстановления электроснабжения;
- мощность присоединенной нагрузки;
- виды основных технологических процессов у потребителя;
- условия технологического присоединения, в том числе с учетом специфики

ответственных потребителей (степень резервирования схемы электроснабжения, наличие собственных источников бесперебойного питания).

Необходимо создать систему интеллектуального сбора, передачи и первичного анализа показателей КЭ с учетом:

- опыта внедрения и эксплуатации АСКУЭ в электрических сетях и перспективного развития автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов;
- формализации единых информационных и технологических стандартов для всех субъектов – пользователей системы, в том числе создания единого интерфейса и протоколов информационного обмена.

Решение задач управления КЭ должно опираться на:

- принятие требований по надежности и КЭ со стороны потребителей и энергосистемы;
- оценку состояния системы электроснабжения и мониторинга (непрерывного контроля) ПКЭ на всех уровнях производства, передачи, распределения (в том числе трансформации) и потребления электроэнергии;
- методику оценки взаимосвязи КЭ и надежности электроснабжения с оценкой влияния КЭ на режимы работы электроустановок потребителей и оборудования электрических сетей, развитие соответствующих методов диагностики;
- обеспечение электросетевых компаний и потребителей информацией об источниках, влияющих на изменение показателей КЭ как со стороны потребителей, так и со стороны энергосистемы;
- оценку влияния перерывов в электроснабжении потребителей (в том числе кратковременных) на возможность сохранения и восстановления нормальной работы электроустановок после восстановления электроснабжения;
- статистическую базу данных, позволяющую предупреждать развитие аварийных ситуаций, снижая риск возникновения ущерба поставщика и/или потребителя, за счет своевременного выполнения мероприятий по предотвращению аварий и недопущению ухудшения КЭ;
- разделение ответственности за обеспечение показателей КЭ и надежности электроснабжения между субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии.

НЕКОТОРЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Задача обеспечения КЭ решается с помощью расчетно-измерительного метода в несколько этапов:

- для выделенного района проводятся измерения ПКЭ и выявляются узлы (подстанции), где КЭ и надежность электроснабжения не соответствуют установленным требованиям;
- расчетным путем выявляются причины ухудшения КЭ, их источники и влияние каждого из них на уровень электромагнитных помех для каждого узла, представляющего интерес с точки зрения обеспечения КЭ;
- выполняются расчеты режимов ЭЭС по каждому выделенному ПКЭ;
- проводятся расчетно-измерительные мероприятия по обеспечению КЭ;
- выбирается и монтируется оборудование для обеспечения КЭ;
- проводятся заключительные измерения ПКЭ для контроля правильности проведенных мероприятий.

Ниже рассмотрены частные примеры расчетов.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЗОНАНСНЫХ ЯВЛЕНИЙ

Практика зафиксировала многочисленные ситуации нарушения нормальных условий функционирования электрооборудования, вызванные резонансными явлениями в системах СЭС. Это обусловлено в общем случае двумя факторами:

- наличием источников высших гармоник тока (ВГ), создаваемых нелинейными элементами СЭС, в том числе электроприемниками, причем спектр ВГ включает не только кратные основной

ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ 1-ГО УЗЛА (V_1), 2-ГО УЗЛА (V_2) И 3-ГО УЗЛА (V_3) В ДИАПАЗОНЕ ЧАСТОТ f 0–3000 ГЦ

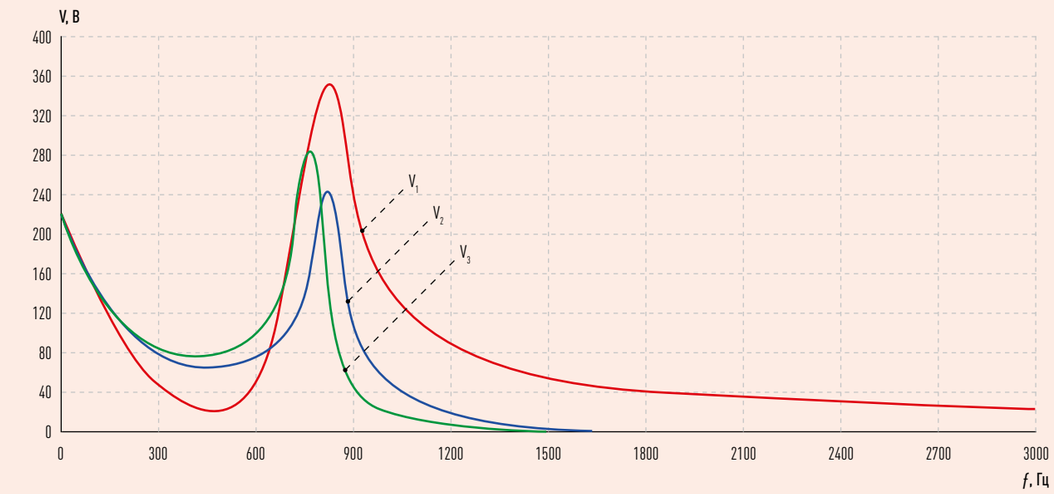


Рис. 2

ИЗМЕНЕНИЕ МОДУЛЯ ЭЛЕМЕНТОВ МАТРИЦЫ УЗЛОВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В ДИАПАЗОНЕ ЧАСТОТ 0–3000 ГЦ

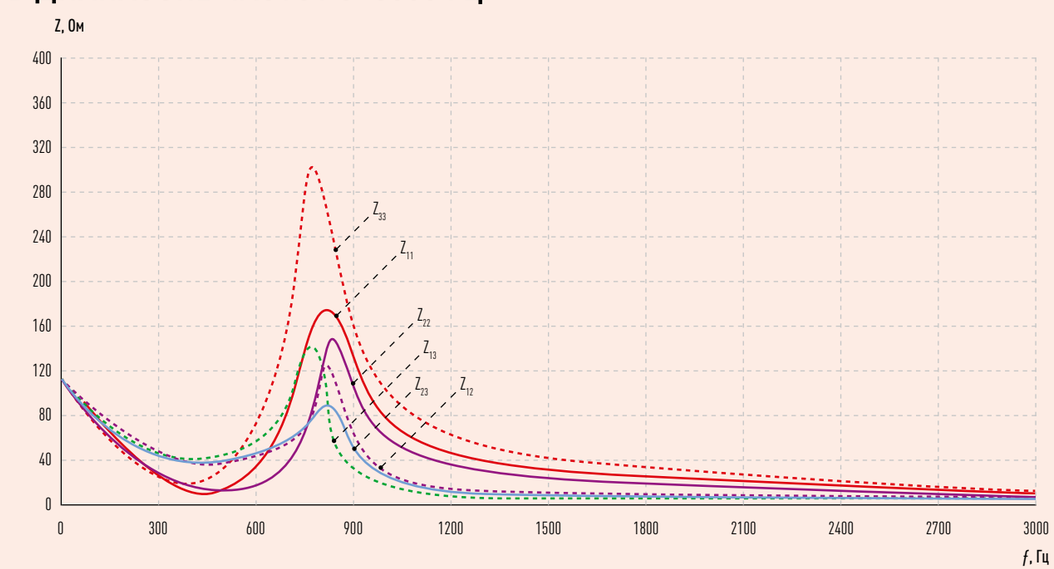


Рис. 3

РЕЗУЛЬТАТ АНАЛИЗА ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РЕЗОНАНСНЫХ ЯВЛЕНИЙ В РАССМОТРЕННОЙ СЭС

Резонансные частоты, Гц	Резонансные узлы СЭС по рис. 3	Узел, в котором установлен источник ВГ тока		
		Узел 1	Узел 2	Узел 3
770	Узел 1	+	-	+
	Узел 2	-	-	-
	Узел 3	+	-	+
832	Узел 1	+	+	+
	Узел 2	+	+	+
	Узел 3	+	+	-

Таблица 2

– частоте (Гц), но и промежуточные гармоники;
– наличием емкостных элементов СЭС, в том числе конденсаторов, необходимых для компенсации реактивной мощности с целью обеспечения нормальных уровней напряжения и повышения коэффициента мощности.

Как известно, резонансные явления становятся причиной перенапряжений и сверхтоков на элементах СЭС. Таким образом, задача нахождения и расчета резонансных процессов и определение условий, при которых они возникают, остается актуальной.

Традиционным решением такой задачи является анализ узловых сопротивлений сети, определенных путем измерений токов и напряжений в указанных узлах для всего спектра частот. Такая методика эффективна, но не всегда приемлема в связи с тем, что:

– СЭС обычно содержит большое количество узлов, и проведение измерений для каждого из них представляется слишком объемным;
– конфигурация СЭС непрерывно изменяется, изменяются и её частотные характеристики, которые заранее не известны, требуют повторных измерений и, возможно, новых мероприятий по стабилизации ВГ.

Резонансы могут возникать на нескольких частотах. При этом значения токов и напряжений могут быть незначительными и неопасными для работы подключенного электрооборудования. Например, работа конденсаторов длительно допустима при $U = 1{,}1U_{ном}$ и $I = 1{,}3I_{ном}$. Резонансы при достаточно больших активных сопротивлениях системы могут не представлять опасности для установленного оборудования.

В силу того, что большинство резонансных явлений в реальной СЭС обычно связаны с образованием параллельных контуров, основное внимание следует уделить резонансам токов во всем диапазоне частот, а не только на гармониках, кратных основной частоте. При этом необходимо подчеркнуть, что для СЭС наличие резонансных явлений и повышенное по отношению к допустимому напряжение на ВГ в определенных ее узлах не всегда имеют взаимную связь. Это вызвано тем, что резонансы не всегда сопровождаются перенапряжениями на высших гармониках. И, наоборот, высокий уровень ВГ напряжения в узлах СЭС может быть вызван высоким уровнем высших гармоник тока, создаваемых источниками ВГ. Однако для реальных сетей последнее маловероятно, и поэтому с практической точки зрения, наибольший интерес представляют процессы, при которых перенапряжения вызваны именно резонансами.

Таким образом, при решении поставленной задачи возникает необходимость ответить на следующие вопросы:

– возможны ли резонансные явления в рассматриваемой СЭС;
– в какой части СЭС резонансы наиболее вероятны и на каких частотах;
– на какие источники ВГ тока СЭС может реагировать возникновением резонансных явлений;
– каковы параметры режима (токи, напряжения) в узлах или ветвях СЭС, где наблюдаются резонансы.

Для математического описания СЭС при решении задачи расчета распространения ВГ на ЭВМ используются уравнения узловых параметров (сопротивлений, проводимостей). При этом соответственно формируется матрица узловых сопротивлений или матрица узловых проводимостей.

Особенности применения той или иной модели обусловлены следующим. Напряжение узлов СЭС может быть рассчитано через матрицу узловых сопротивлений без всяких преобразований в случае, когда в качестве источников были заданы источники тока (с помощью которых обычно моделируются источники ВГ). Поэтому анализ частотных характеристик узловых напряжений СЭС в целом, а как следствие, – определение резонансных явлений, может осуществляться путем анализа матрицы узловых сопротивлений. Однако реализация алгоритма формирования матрицы узловых сопротивлений для сложных схем электроснабжения является не простой задачей и обычно сопровождается многочисленными пересчетами. Поэтому матрицы узловых сопротивлений можно применять ограничено, для простых схем электроснабжения, которые содержат несколько узлов. Формирование и расчет матриц узловых сопротивлений с целью анализа резонансных явлений в сложных системах требует разработки программы для ЭВМ. И, наоборот, определение напряжения узлов СЭС с помощью матрицы узловых проводимостей неизбежно требует дополнительных операций, которые не всегда просты, например, операция нахождения обратной матрицы. Вместе с тем сформировать матрицу узловых проводимостей достаточно просто и без ЭВМ, а её применение встречается во многих разработанных программах расчета установившихся режимов СЭС.

Учитывая, что матрица узловых сопротивлений и матрица узловых проводимостей имеют тесную связь (одна является обратной другой), следует отдать предпочтение матрице узловых проводимостей, формирование которой заложено во многих программных расчетах.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СЭС И ЕЕ КРИТИЧЕСКИХ УЗЛОВ С ПОМОЩЬЮ МАТРИЦЫ УЗЛОВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

На практике для расчета режимов СЭС широко используются уравнения узловых потенциалов. Уравнения связи между входными напряжениями (потенциал по отношению к земле) и токами многополюсника при применении матрицы узловых сопротивлений имеют вид:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \dots \\ \underline{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{z}_{11} & \dots & \underline{z}_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \underline{z}_{n1} & \dots & \underline{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \dots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix}$$

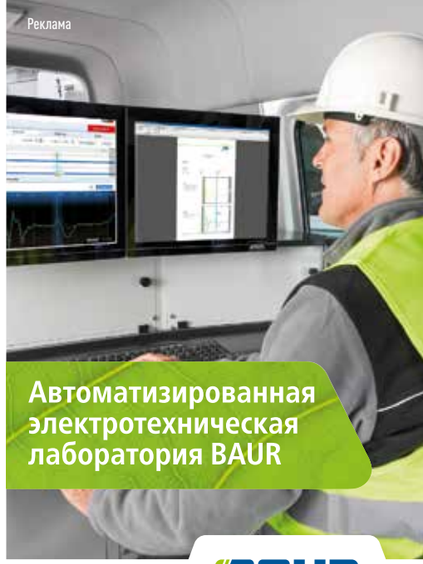
или $\left[\underline{V}_f\right] = \left[\underline{Z}_f\right]\left[\underline{I}_f\right]$

В дальнейшем индекс f можно опустить, имея в виду, что все параметры имеют частотную зависимость по отношению к частоте $f = var$.

Недиагональный элемент

$\underline{z}_{ij} = \frac{\underline{V}_i}{\underline{I}_j}\Big|\underline{I}_i \neq 0$, т.е. взаимное сопротивление $\underline{z}_{ij}$, численно равно напряжению узла $\boldsymbol{i}$ при включении источника с единичным током только в узел $\boldsymbol{j}$. В частности, при совпадении узлов $\boldsymbol{i}$ и $\boldsymbol{j}$ $\underline{z}_{ij} = \frac{\underline{V}_i}{\underline{I}_j}$ (входное (собственное) сопротивление схемы между узлом $\boldsymbol{i}$ и базовой точкой).

Реклама



BAUR
ensuring the flow

titron® – Новейшие технологии поиска повреждений кабеля

- Интуитивное программное обеспечение нового поколения
- Автоматизированное централизованное управление системой
- Высочайшие стандарты безопасности и качества
- Гибкая комплектация техническим оборудованием и аппаратурой

www.baur.eu/ru/titron

Демонстрация titron® в России!

Россия станет первой страной вне ЕС, в которой в мае/июне 2015 будет проведено демонстрационное турне titron®. Новая лаборатория будет представлена в Санкт Петербурге и Москве.

Просим направлять заявки на участие по адресу: d.antipov@baur.at

BAUR GmbH
headoffice@baur.at · www.baur.eu

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДСТАНЦИИ С ДВУМЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ ТИПА ТМ-400/10

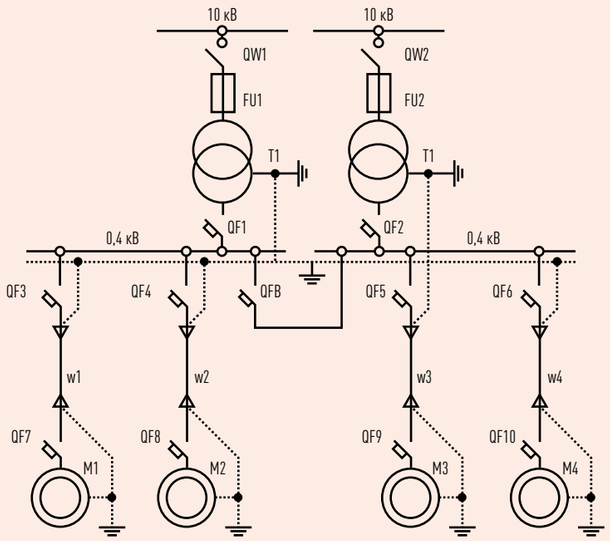


Рис. 4

Матрица $[\underline{Z}]$ обладает рядом свойств, позволяющих выявить условие резонанса, анализируя поведение элементов $\underline{z}_{ij}$ матрицы узловых сопротивлений. При этом если значение $\underline{z}_{ij}$ стремится к бесконечности, то появление источника тока ВГ в $\boldsymbol{j}$-м (или $\boldsymbol{i}$-м) узле вызывает устремляющееся к бесконечности напряжение соответственно в $\boldsymbol{i}$-м (или $\boldsymbol{j}$-м) узле, так как

$$\underline{V}_i = \sum_{j=1}^{n} \underline{z}_{ij} \underline{I}_j$$

Отсюда видно, что справедливо и обратное утверждение: наличие источника тока ВГ в $\boldsymbol{j}$-м узле и существенный рост напряжения на $\boldsymbol{i}$-м узле (что и соответствует резонансу токов) возможно только в случае, когда элемент $\underline{z}_{ij}$ стремится к бесконечности. Очевидно также, что для исследования возможности возникновения резонансных явлений в СЭС при появлении в j-м узле источника ВГ достаточно рассмотреть элементы $\boldsymbol{j}$-го столбца матрицы $[\underline{Z}]$.

Таким образом, анализ определенных элементов матрицы узловых сопротивлений, выбранных по местам расположения источников ВГ, может дать ответ на поставленные вопросы при оценке возможности возникновения резонансов в СЭС.

В качестве примера рассмотрим схему СЭС, которая приведена на рис. 1. Параметры её элементов приведены в табл. 1.

Пусть ток источника ВГ, размещенного в узле 1, равен 1А. На рис. 2 и 3, соответственно, показано изменение напряжений в узлах и модулей элементов матрицы узловых сопротивлений в диапазоне частот 0–3000 Гц. Частоты, при которых напряжение достигает максимума, соответствуют резонансной частоте.

Из сравнения этих рисунков видно, что в данном случае поведение $\underline{z}_{i1}, i = 1, 2, 3,$ полностью соответствует изменению напряжения узлов в диапазоне частот 0–3 000 Гц. По этим кривым можно наблюдать резонансные явления. Однако при таких параметрах элементов схемы замещения СЭС резонансы могут быть неопасными и незамеченными.

Как видно из рис. 3, аналогично изменению кривых напряжений некоторые элементы матрицы узловых сопротивлений достигают больших значений на частотах 770 и 832 Гц. Это наблюдение позволяет сделать следующие выводы:

– на частоте 770 Гц сопротивления $\underline{z}_{11}, \underline{z}_{13}, \underline{z}_{33}$ достигают больших значений (стремятся к бесконечности), тогда как значения $\underline{z}_{12}, \underline{z}_{22}, \underline{z}_{23}$ относительно малы. Отсюда следует, что при очень малых источниках тока ВГ в узле 1 на частотах, близких к 770 Гц, следует ожидать «опасных» резонансов тока в 1-м и 3-м узлах, а во 2-м резонанс может быть «слабым»;
– на частоте 832 Гц сопротивления $\underline{z}_{11}, \underline{z}_{13}, \underline{z}_{12}, \underline{z}_{22}, \underline{z}_{23}$ достигают больших значений (стремятся к бесконечности), тогда как значение $\underline{z}_{23}$ относительно мало. Поэтому даже очень несущественный источник тока ВГ такой частоты в 1-м узле может вызвать «опасные» резонансы во всех узлах.

Разумеется, резонансы могут возникать при появлении источника тока ВГ и в других узлах. В табл. 2 приведены результаты анализа возможности возникновения резонансных явлений в рассмотренной СЭС при наличии источников тока ВГ в том или ином узле. Знак «+» означает «опасные резонансы», при возникновении которых необходимо проводить мероприятия по «демпфированию» резонансных явлений.

Таким образом, матрица узловых сопротивлений достаточно информативна при анализе резонансных явлений, связанных с резонансами токов. Анализ элементов этой матрицы позволяет определить с учетом размещения источников ВГ тока в сети резонансные частоты, опасные для СЭС, узлы, в которых резонансы наиболее вероятны.

ЗАВИСИМОСТЬ МАКСИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА Q_{MAX} ПОДСТАНЦИИ ТП-10/0,4 ОТ СОКРАЩЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

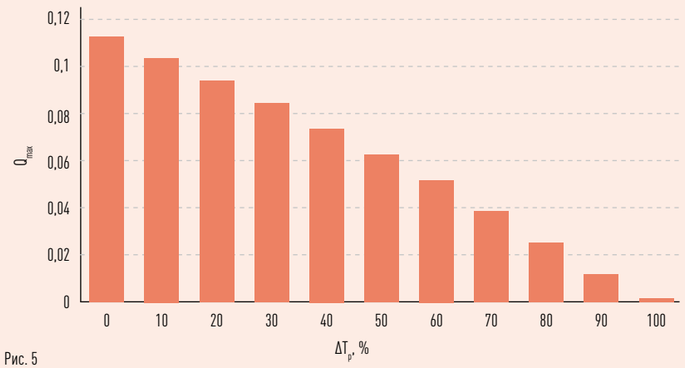


Рис. 5

МЕТОДИКА ВЫБОРА ЧИСЛА И МЕСТ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА

Выбор мест установки средств измерения показателей качества электроэнергии (СИ ПКЭ) с целью мониторинга КЭ предполагает установку приборов в некоторых узлах сети, измерения ПКЭ в которых позволят охарактеризовать состояние КЭ в ЭЭС в целом или её части при минимальном количестве СИ ПКЭ.

Очевидно, что необходимые СИ ПКЭ должны быть установлены в заранее выбранных точках ЭЭС так, чтобы их непрерывные показания могли объективно отображать электромагнитную обстановку в ЭЭС в целом.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ЧИСЛА И МЕСТ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

При выборе мест установки СИ ПКЭ следует руководствоваться критериями, которые позволят оценить эффективность их установки в ЭЭС. При этом критерии должны быть универсальными, т.е. пригодными для применения в любой сети. Ниже приводится описание таких критериев.

Известно, что для математического описания ЭЭС на ЭВМ используются уравнения узловых параметров (сопротивлений, проводимостей). При этом формируется матрица узловых сопротивлений или матрица узловых проводимостей. Такие матрицы могут использоваться для расчета режима как на основной частоте, так и на высших гармониках, при несимметричных режимах, при провалах напряжения.

Справедливо следующее матричное уравнение:

$$\|\underline{Y}_i\| \cdot \|\underline{U}_i\| = \|\underline{J}_i\|$$

где $\|\underline{J}_i\| = \begin{Vmatrix} \underline{J}_1 \\ \underline{J}_2 \\ \underline{J}_n \end{Vmatrix}$ – матрица задающих токов;

$$\|\underline{Y}_i\| = \begin{Vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{Vmatrix} -$$

матрица узловых проводимостей;

$$\underline{\|\underline{U}_i\|} = \begin{Vmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_n \end{Vmatrix} -$$

матрица узловых напряжений;

$i = 1 \ldots n$ – количество узлов в исследуемой схеме.

ЗАВИСИМОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ($У_э$) ОТ СОКРАЩЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА, В % ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП-10/0,4

$\Delta T_р$, %	0	10	20	30	40
$У_э$, руб.	4822160	4401320	4048100	3697960	3238670
$\Delta У_э$, %	0	8,73	8,025	8,65	12,42

Таблица 3

Из уравнения можно найти матрицу узловых напряжений:

$$\|\underline{U}_i\| = \|\underline{Y}_i\|^{-1} \cdot \|\underline{J}_i\|$$

Элементы матрицы известны и определяются активными и реактивными сопротивлениями элементов сети, поперечными проводимостями линий. Как видно, обращение матрицы узловых проводимостей легко выполнимо, например, с помощью программного комплекса MathCad. Поэтому здесь не приводится описание способов обращения.

Допустим, что СИ ПКЭ установлены не во всех узлах ЭЭС. Тогда искомые ПКЭ в остальных узлах должны быть рассчитаны по результатам проведенных измерений.

Это означает, что в матрице $\|\underline{J}_i\|$ известны не все элементы. Например: $\boldsymbol{l}$ последних элементов измерены, а $\boldsymbol{m}$ первых элементов – нет. Требуется найти $U_1 \ldots U_l$. При этом общее количество переменных $\boldsymbol{n = m + l}$.

Таким образом, решить задачу возможно в трех случаях:

- задающие токи в узлах $\boldsymbol{m}$ и $\boldsymbol{l}$ измерены, а напряжения в узлах $\boldsymbol{m}$ и $\boldsymbol{l}$ не измерены. Решение системы уравнений представляется весьма простым;
- задающие токи в узлах $\boldsymbol{m}$ и $\boldsymbol{l}$ не измерены, а напряжения в этих узлах измерены. Система уравнений также имеет решения и не требует обращения матрицы узловых проводимостей;
- задающие токи в узлах $\boldsymbol{m}$ не измерены, напряжения в узлах $\boldsymbol{l}$ не измерены – это наиболее сложный для решения случай в связи с многочисленными операциями обращения матрицы.

Для выбора числа и мест установки СИ в ЭЭС в любом из трех случаев введем ограничения, которые должны быть наложены на исследуемую схему электрической сети. Схему ЭЭС удобнее представить в виде графа, что облегчит и формирование расчетной матрицы.

Число неизвестных в системе с матрицами задающих токов и узловых напряжений, т.е. количество неизвестных, равно $\boldsymbol{2n}$. Определить все неизвестные можно путем измерений в каждом узле $\boldsymbol{n}$. Однако эксплуатация такого числа СИ экономически нецелесообразна. Минимум затрат на систему мониторинга примем в качестве первого ограничения. В качестве второго ограничения примем минимальное число СИ. При этом уменьшается число исходных величин для решения системы уравнений, что может привести к увеличению погрешности расчета. Поэтому на выбор числа СИ накладывается третье ограничение – неопределенность рассчитанных напряжений.

В соответствии с ГОСТ Р 51317.4.30-2008 «Методы измерения показателей качества электроэнергии» неопределенность измерений устанавливается в зависимости от класса СИ ПКЭ (A, B, S).

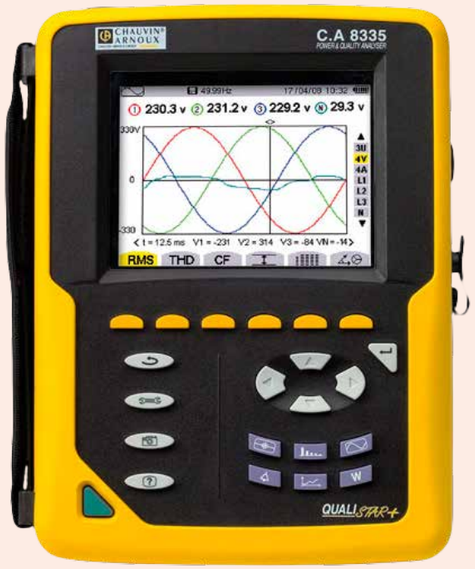
СИ одновременно измеряет напряжение в одном узле и ток в одном присоединении – установка СИ в одном узле дает две известные величины. Тогда установка СИ в половине узлов позволяет решить систему уравнений, т.е. определить все задающие токи и напряжения в остальных узлах.

Четвертое ограничение – это максимальное число установленных СИ, которое необходимо для расчета ПКЭ в системе и численно равно половине узлов исследуемой схемы. Такое ограничение получено из предположения, что ко всем узлам сети подключены источники токов.

Определение задающих токов в узлах необходимо для определения мощности источника тока и, соответственно, мощности нагрузки нелинейного потребителя.

При ограниченном числе СИ результаты расчетов с использованием матричных уравнений могут иметь нарастающую погрешность расчета

АНАЛИЗАТОР КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



по мере удаления расчетной точки от точки, где установлено СИ. Чем более удалена расчетная точка от точки измерения (контроля), тем ниже уровень коэффициента n-й гармонической составляющей напряжения ($K_{U(n)}$) при условии отсутствия резонансов. Поэтому СИ ПКЭ должны быть установлены ближе к источникам искажений, т.е. к местам присоединения потребителей электроэнергии, искажающих напряжение.

Рассчитав напряжения в остальных узлах для всего графа и коэффициенты n-й гармонической составляющей напряжения ($\underline{K}_{U(n)Y}$), необходимо оценить эти результаты с эталонными значениями ($\underline{K}_{U(n)\,эталон}$) и рассчитать относительные и абсолютные погрешности.

Если расчетные погрешности находятся в допустимых пределах, то рассматриваемый блок (район сети) выбран верно, приборы расставлены оптимально и при необходимости район сети можно укрупнять до тех пор, пока погрешности не превысят допустимые значения. В противном случае размерность блока следует уменьшить.

При выборе размера сети (размерности матрицы) необходимо руководствоваться численным критерием, который бы учитывал как количество узлов, так и количество СИ. Такой критерий можно представить как:

$$K_{И} = \frac{n_{узлов}}{n_{зад.ток}},$$

где $n_{узлов}$ – общее количество узлов;

$n_{зад.ток}$ – количество задающих токов, которые необходимо измерить.

В соответствии с четвертым ограничением должно соблюдаться необходимое условие $K_{И} \geq 2$. Это значит, что чем больше коэффициент, тем большую область можно охватить меньшим количеством СИ. Таким образом, нижний предел составляет 2, а верхний – $n_{узлов}$. Минимальное количество СИ следует проверять по условию:

$$K_{Y} = \frac{n_{СИ}}{n_{узлов}},$$

где $n_{СИ}$ – выбранное количество СИ с использованием первого критерия.

Для этого критерия по тем же причинам должно соблюдаться условие $0 < K_{Y} \leq 0,5$.

Критерии необходимы для выбора размерности блока сети, в рамках которой планируется осуществить выбор расстановки СИ ПКЭ. Если критерии выходят за требуемые границы ($K_{И} \geq 2$ и $0 < K_{Y} \leq 0,5$), то следует укрупнить размерность блока до значений допустимых погрешностей расчета.

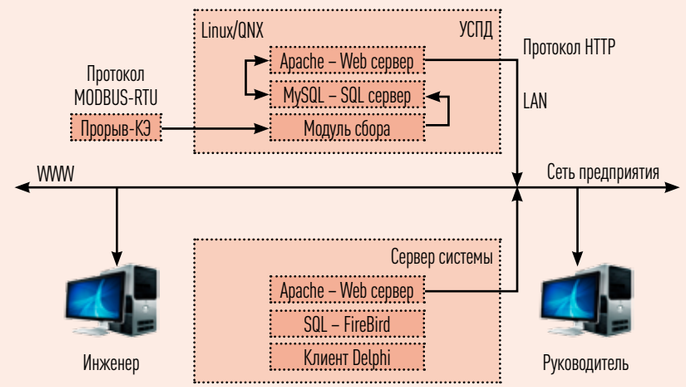
В качестве пятого ограничения примем размерность района (блока) сети, в рамках которого проводится выбор числа и мест установки СИ для мониторинга КЭ. Размер блока сети предлагается определять с использованием критериев $K_{И}$ и K_{Y}.

Одновременное применение двух численных критериев возможно, если использовать следующую целевую функцию:

$$Ц_{СИ} = \frac{1}{K_{И}} + K_{Y} \rightarrow \min$$

Следует отметить, что при исследовании несинусоидальных режимов размерность матрицы существенно возрастает с увеличением порядка рассматриваемой гармоники. Это связано с тем, что для каждой гармоники составляется своя система уравнений, количество которых увеличивается с порядком гармоники за счет возрастания числа П-образных элементарных ячеек в схеме замещения ЭЭС.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ «ПРОРЫВ»



Сопротивления элементов также изменяются в зависимости от порядка гармоники. При изменении порядка гармоники изменяется амплитуда источников токов, которыми представляется искажающая нагрузка.

Решению поставленной задачи должен предшествовать анализ схемы сети для оценки достаточности исходной информации – параметры элементов схемы, режим работы нагрузок.

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЕМОГО ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИЕЙ, ПРИ УХУДШЕННОМ КАЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА

Кондуктивные помехи в виде токов высших гармоник (ТВГ) и токов обратной последовательности (ТОП), распространяясь по элементам электрической сети, вызывают дополнительный нагрев активных частей (проводники, ферромагнитные тела) электрооборудования. Твердая изоляция токоведущих частей силового электрооборудования (ЭО) характеризуется температурным индексом, который определяет её тепловой срок службы. Поэтому при превышении допустимых значений показателей качества электрической энергии (ПКЭ) создаются условия для повышения рабочей температуры изоляции. В таких условиях протекает процесс ускоренного старения и износа изоляционного материала и срока службы ЭО в целом. Данный процесс имеет накопительный (кумулятивный) характер и описывается моделью постепенных отказов. Интенсивность постепенных отказов $\lambda_{П}$ от воздействия тока нагрузки, ТВГ и ТОП, которые распределены по нормальному закону, определяется по выражению:

$$\lambda_{П} = \frac{1}{p_{П}(t)} \cdot \frac{dq_{П}(t)}{dt},$$

где $p_{П}(t)$ – вероятность безотказной работы изоляции ЭО;

$q_{П}(t)$ – вероятность отказа ЭО.

В свою очередь:

$$p_{П}(t) + q_{П}(t) = 1;$$

$$q_{П}(t) = \int_{0}^{t} f(x'_{j}, x''_{j})dt,$$

где $f(x'_{j}, x''_{j})$ – плотность распределения теплового срока службы изоляции от воздействия j-го фактора нагрева (ток нагрузки, ТВГ, ТОП):

$$f(x'_{j}, x''_{j}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \left(e^{-\frac{(x'_{j})^2}{2}} + e^{-\frac{(x''_{j})^2}{2}} \right);$$

$$x'_{j} = \frac{1 + \beta \cdot \varepsilon_{j}}{\varepsilon_{j} \cdot \sqrt{b \cdot \Delta\theta_{расч.j}}} \sqrt{\ln\left(\frac{1}{K_{сл.j}}\right)} - \frac{1}{\varepsilon_{j}};$$

$$x''_{j} = -\frac{1 + \beta \cdot \varepsilon_{j}}{\varepsilon_{j} \cdot \sqrt{b \cdot \Delta\theta_{расч.j}}} \sqrt{\ln\left(\frac{1}{K_{сл.j}}\right)} - \frac{1}{\varepsilon_{j}},$$

где

β – коэффициент среднеквадратического отклонения;

ε_{j} – коэффициент вариации j-го фактора нагрева;

b – коэффициент теплового срока службы изоляционного материала;

$\Delta\theta_{расч.j}$ – расчётное значение превышения температуры от j-го фактора нагрева;

$K_{сл.j}$ – кратность увеличения срока службы ЭО.

ЭО, выполняя свои функции как элемент системы электроснабжения (СЭС), в процессе эксплуатации подвергается планово-предупредительным ремонтам или плановой замене для снижения риска его отказа. Отказ элемента СЭС приводит к изменению структуры схемы и снижению надежности поставки электрической энергии (ЭЭ) потребителям, в состав которых входят ЭП с различной категорией надежности электроснабжения (НЭС). В зависимости от степени избыточности (резервирования) схемы СЭС отказы либо поглощаются избыточной структурой (резервирование, оперативные переключения), либо приводят к отключению узлов нагрузки с последующей недопоставкой ЭЭ. Длительность перерыва электроснабжения зависит от способа восстановления нормальной схемы СЭС. Так, при наличии резервного источника питания (ИП) организуется автоматический ввод резерва (АВР) и время ограничивается срабатыванием релейной защиты и коммутационного аппарата. При отсутствии резервного ИП длительность перерыва электроснабжения определяется временем оперативных переключений или процедурой полной замены отказавшего ЭО.

В качестве примера рассмотрим схему двухтрансформаторной подстанции (рис. 4) с установленными силовыми трансформаторами Т1, Т2 типа ТМ-400/10 (ТП-10/0,4), питающей двигательную нагрузку М1–М4. Со стороны низкого напряжения (НН) организована система двустороннего АВР, управляющая секционным выключателем QFB. При оценке НЭС будем исходить из того, что постепенным отказам от ухудшенного (КЭ) подвергаются силовые трансформаторы Т1, Т2 и асинхронные двигатели М1–М4.

Среднее значение ожидаемой недопоставки ЭЭ (кВт·ч) на шинах НН ТП-10/0,4 рассчитывается по формуле

$$\overline{Э}_{\Delta} = \overline{q} \cdot \overline{D}_P \cdot T,$$

где
$\overline{q}$ – среднее значение вероятности отказа трансформаторной подстанции;
$\overline{D}_P$ – среднее значение дефицита мощности у потребителя;
T – рассматриваемый период времени.

Недопоставка электрической энергии $\overline{Э}_{\Delta}$ приводит к экономическому ущербу от нарушения технологического процесса производства у потребителя, недовыпуску или браку продукции и т.п. Оценку экономического ущерба ($У_Э$) от ожидаемой недопоставки ЭЭ можно выполнить с помощью удельного показателя y_0 (руб./кВт·ч):

$$У_Э = y_0 \cdot Э_{\Delta},$$

Таким образом, для уменьшения экономического ущерба необходимо снижать вероятность отказа ТП-10/0,4. Для этого предлагается сокращать межремонтный период трансформаторов Т1, Т2. На рис. 5 показана зависимость максимальной вероятности отказа подстанции Q_{max} от сокращения межремонтного периода силовых трансформаторов, выраженного в процентах от нормативного значения. В табл. 3 приведены результаты расчета экономического ущерба при y_0 = 28 руб./кВт·ч в зависимости от степени сокращения межремонтного периода трансформаторов подстанции.

Как следует из данных табл. 3, наибольший эффект от сокращения межремонтного периода силовых трансформаторов достигается при ΔT_p = 40%, так как разность относительного снижения экономического ущерба $\Delta У_Э$, % принимает максимальное значение. Выбор значения сокращения межремонтного периода должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения между выгодой от снижения экономического ущерба от недопоставки ЭЭ и стоимостью ремонтно-восстановительных работ или плановых замен.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биллинтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем / Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. и др. Надежность систем энергетики. Проблемы, модели и методы их решения / Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука. 2014.
3. Непомнящий В.А., Овсейчук В.А., Епифанцев С.Н. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений и управление качеством электроэнергии в электрических сетях ОАО «РЖД» (методы, модели и практика расчетов). М.: Эко-Пресс. 2010.
4. Карташев И.И., Тульский В.Н., Шамонови Р.Г. и др. Управление качеством электроэнергии / Под ред. Ю.В. Шарова. М.: Изд. МЭИ. 2005.
5. Wilsun Xu, Zhenyu Huang, Yu Cui, Haizhen Wang. Harmonic Resonance Mode Analysis // IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 20. No. 2. April 2005.
6. Wilkosz K., Sulka T. Two-State Investigation of Resonances in Power Systems // IEEE MELECON. 2006. May 16-19. Benalmadena (Malaga), Spain.
7. Zhenyu Huang, Wilsun Xu, V.R. Dinavahi. A practical harmonic resonance guideline for shunt capacitor applications // IEEE Transactions on Power Delivery. 2003. Vol. 18. P. 1382–1387.
8. Modelling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks. Part I: Concepts, Models and Simulation Techniques // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 11. January 1996. P. 452–465.
9. Review of methods for measurements and evaluation of the harmonic emission level from an individual distorting load. CIGRE 36.06/CIRED 2 Joint WG CC02 (Voltage Quality). January 1999.

РОССЕТИ
ЭКСПОЦЕНТР

Оборудование
для электроэнергетики

19–22 октября
2015

8–11 июня

Электрооборудование.
Промышленная светотехника.
Автоматизация зданий
и сооружений

www.elektro-expo.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ
RUGRIDS ELECTRO
www.rugrids-electro.ru
#RugridsElectro

Международная выставка
ЭЛЕКТРО

Реклама