

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПОСТАВЩИКОВ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА НАРУШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ: СОСТОЯНИЕ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Отклонение показателей качества электрической энергии (ПКЭ) от допустимых значений приводит к появлению дополнительных потерь электрической энергии, обусловленных низким качеством электрической энергии (КЭ), снижению срока службы электротехнического оборудования, понижению эффективности, а в некоторых случаях к нарушению технологического процесса потребителей. Применение вычислительной техники в технологических процессах, характерное современной промышленности, в значительной мере повысило требования к КЭ.

В условиях рыночной экономики улучшения качества электрической энергии (КЭ) можно добиться только путем повышения заинтересованности потребителей и поставщиков электроэнергии в этом процессе. Определение долевого участия субъектов процесса распределения и потребления электроэнергии в нарушении КЭ позволяет, при наличии соответствующей правовой базы, обеспечить такие условия, чтобы убытки, которые несут субъекты из-за низкого КЭ, оплачивали действительные виновники отклонения показателей качества электрической энергии (ПКЭ) от допустимых значений.

В международной практике доминируют два принципа определения допустимости присоединения потребителя к сети в случае нарушения требований, предъявляемых к ПКЭ. Эти принципы можно выразить логическими фор-

мулами: «платит последний» и «каждый платит свою долю» [1].

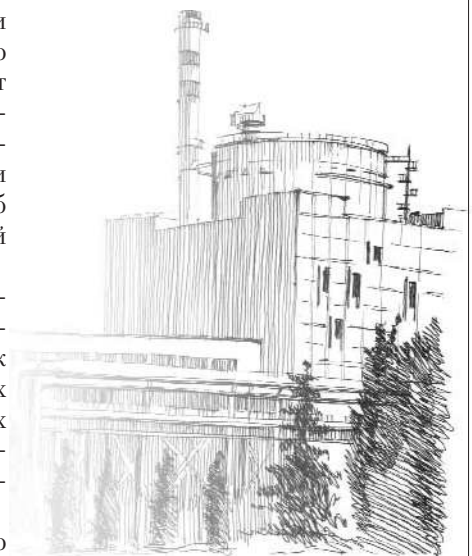
В соответствии с первым принципом присоединение потребителей осуществляется практически без ограничений до тех пор, пока ПКЭ не выйдут за пределы допустимых значений. Потребители, присоединенные впоследствии, несут дополнительные затраты, обусловленные необходимостью компенсации вносимых искажений, приводящих к нарушению стандарта. Этот принцип характерен для электрических сетей, в которых требования к ПКЭ учитывались и обеспечивались в течение длительного времени их развития и эксплуатации.

Для Украины, страны с развитыми электрическими сетями, в которых меры по соблюдению КЭ традиционно не достаточны, целесообразно использовать второй принцип, тоже широко используемый в мировой практике эксплуатации электрических сетей. Согласно этому принципу каждый субъект процесса распределения электрической энергии имеет право на внесение своей доли искажений, но при этом обязан компенсировать ущерб от снижения КЭ, соответствующий этой доле.

В статье речь идет о ПКЭ, которые представляют продолжительные изменения характеристик напряжения в трехфазных силовых сетях, прежде всего о нарушениях по симметрии напряжений (коэффициенты несимметрии напряжений по обратной K_{2U} и нулевой K_{0U} последовательностям) и по

О.Г. Гриб, доктор техн. наук,
Г.А. Сендерович, доктор техн. наук

НТУ «Харьковский политехнический институт»



синусоидальности кривой напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U , коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$).

В практике эксплуатации электрических сетей и научно-технической литературе можно выделить два основных направления, по которым решается задача определения участия и распределения ответственности за нарушение качества электрической энергии: договорное и параметрическое. Договорный подход предусматривает в случае нарушения КЭ введение по отношению к субъектам распределения электроэнергии штрафных санкций, оговоренных соответствующим договором или законодательным актом. Методики договорных подходов базируются на статистических исследованиях и носят вероятностный характер. Параметрический подход предполагает определение ответственности в соответствии с научно обоснованной методикой, позволяющей рассчитать долевое участие субъектов в нарушении качества электрической энергии по параметрам конкретного режима и действующей схеме эксплуатируемой электрической сети.

Целью статьи является анализ известных решений по определению ответственности поставщиков и потребителей электроэнергии за нарушения требований к ПКЭ, связанных с продолжительными изменениями характеристик напряжения, и оценка перспектив развития исследований в этом направлении.

Договорный подход [2], опираясь на пакет правовых документов, дает рычаги воздействия на субъекты процесса распределения электрической энергии в целях повышения ее качества, но не определяет действительного участия субъектов в нарушении ПКЭ, носит вероятностный характер и позволяет иметь место субъективным тенденциям превалирования интересов естественных монополистов энергетиков, с одной стороны, либо потребителей, защищаемых законодательством, с другой. При этом определение ответственности, которое предназначено для стимулирования заинтересованности субъектов в проведении организационных и

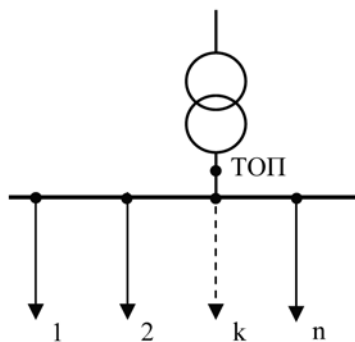


Рис. 1. Подключение субъектов процесса распределения электроэнергии к Топ

технических мероприятий, направленных на повышение КЭ, не оказывает своего целевого воздействия и не дает должного эффекта.

Параметрический подход [3], в случае его математически корректной реализации, может обеспечить детерминированное определение долевого участия субъектов в ответственности за выход значений ПКЭ из области допустимых отклонений, определенных в ГОСТ 13109–97 [4] или в других документах, которые будут действовать в дальнейшем. Использование параметрического подхода позволяет исключить субъективный фактор из оценки долевого участия субъектов в ответственности за нарушение КЭ.

Задача определения долевого участия в общем виде сводится к следующему. Субъектами процесса распределения электроэнергии в точке общего присоединения (Топ) являются потребители 1, 2, ... n , получающие питание со сборных шин, и поставщик электроэнергии, обеспечивающий питание через понижающий трансформатор (рис. 1). Если в Топ зафиксировано отклонение ПКЭ от допустимых значений, требуется определить то долевое участие, которое внес каждый из субъектов в это нарушение.

В зависимости от используемой в методике исходной информации можно выделить два типа параметрического подхода: по параметрам режима и по параметрам схемы замещения.

Методы, использующие параметры режима, в основном исходят из понятия вторичной мощности, согласно которому в месте, где происходит искажение синусоидальности кривой напряжения или симметрии напряжений, находится источник напряжений (токов) высших гармоник или обратной и нулевой последовательностей. Этот источник генерирует мощности соответствующих частот или последовательностей, которые и называют вторичными. Энергию эти источники получают по основной частоте или прямой последовательности (первичные мощности).

Использование в качестве критерия ответственности направление и величину вторичной мощности легло в основу метода, утвержденного Госэнергонадзором министерства энергетики Российской Федерации [5]. Согласно методу фактический вклад (ФВ) от источников гармонических составляющих тока или источников обратной последовательности определяется как модуль вектора напряжения n -й гармоники $U^{ФВ}_{(n)k}$ или модуль вектора напряжения обратной последовательности $U^{ФВ}_{2k}$, создаваемого данным субъектом в Топ. Для этого схема электроснабжения любого k -го субъекта (в том числе система электроснабжения), присоединенного к Топ, может быть представлена схемой замещения в виде двухполюсника, состоящего из источника тока искажений и параллельно соединенного внутреннего сопротивления (рис. 2, а).

Метод предполагает одновременное измерение параметров режима на всех присоединениях к Топ. По направлению активной мощности фидера подразделяются на источники и потребители искажающей (вторичной) мощности (рис. 2, б).

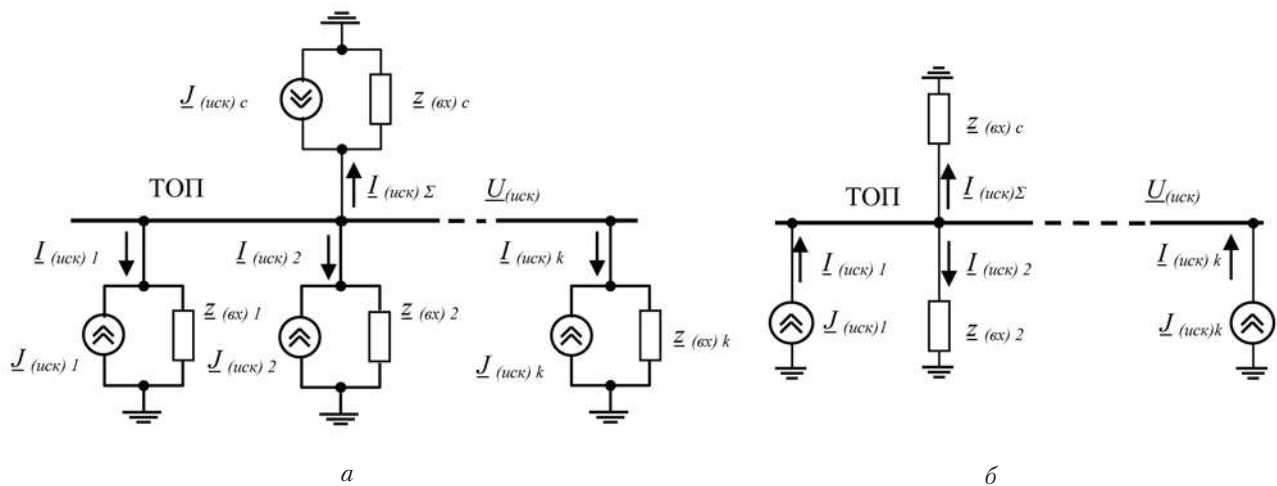


Рис. 2. Схема замещения субъектов, подключенных к ТОП:
a – общая; *б* – с разделением на источники и потребители искажающей мощности

Первые представляются только источниками тока. Для них производится векторное суммирование генерируемых токов ($I_{(n)k}, I_{2k}$) и определяется модуль действующего значения тока эквивалентного источника ($I_{\Sigma(n)}, I_{(\Sigma 2)}$).

Остальные субъекты введены эквивалентным пассивным элементом с сопротивлением ($z_{вх(n)}, z_{вх 2}$), модуль которого определяется по формуле

$$Z_{вх(n)} = \frac{U_{(n)}^{ТОП}}{I_{\Sigma(n)}} \text{ или } Z_{вх 2} = \frac{U_2^{ТОП}}{I_{\Sigma 2}}, \quad (1)$$

где $U_{(n)}^{ТОП}$ или $U_2^{ТОП}$ – искажающее напряжение в ТОП.

Модуль вектора n -й гармонической составляющей напряжения, создаваемого k -м источником тока гармонических искажений на рассматриваемом интервале усреднения определяется по формуле

$$U_{(n)k}^{ФВ} = I_{(n)k} \cdot Z_{вх(n)}. \quad (2)$$

Аналогично модуль вектора напряжения обратной последовательности, создаваемого k -м источником тока обратной последовательности –

$$U_{2k}^{ФВ} = I_{2k} \cdot Z_{вх 2}. \quad (3)$$

С точки зрения определения ответственности за нарушение КЭ в методе расчета ФВ по вторичной мощности есть два недостатка:

во-первых, эта методика не учитывает взаимную составляющую вторичной мощности, которая может вносить погрешность в оценку долевого участия субъектов;

во-вторых, не учитываются изменения КЭ и ответственности за эти изменения в течение всего срока мониторинга (неделя, минимум сутки согласно ГОСТ или постоянный мониторинг).

Первый недостаток авторы выявили в ходе анализа вторичных мощностей на границе раздела балансовой принадлежности (ГРБП) при нарушении симметрии

напряжений [6] и синусоидальности кривой напряжения [7]. Проиллюстрировать его можно на примере мощности n -й гармонической составляющей.

Схему замещения (см. рис. 2, *a*) представим в целях моделирования n -й гармонической составляющей и рассмотрим с точки зрения одного потребителя, для которого все внешние сети являются системой (рис. 3). ГРБП при этом будет находиться в ТОП. В схеме показаны источники тока в системе $J_{(n)c}$ и в нагрузке $J_{(n)n}$, а также сопротивления контуров системы $z_{(n)c}$ и нагрузки $z_{(n)n}$.

Для рассмотренных условий выведено выражение активной мощности n -й гармонической составляющей на ГРБП, которую можно представить в виде суммы трех слагаемых:

$$P_{(n)} = J_{(n)c}^2 \cdot z_{(n)\mathcal{E}1} - J_{(n)n}^2 \cdot z_{(n)\mathcal{E}2} + J_{(n)c} \cdot J_{(n)n} \cdot (z_{(n)\mathcal{E}3} \cdot \cos \delta_{(n)} + z_{(n)\mathcal{E}4} \cdot \sin \delta_{(n)}), \quad (4)$$

где $J_{(n)c}, J_{(n)n}$ – токи n -й гармоники, генерируемые в системе и в нагрузке; $\delta_{(n)}$ – угол между векторами

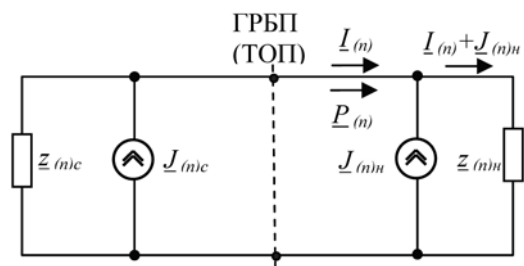


Рис. 3. Схема замещения n -й гармонической составляющей

токов n -й гармоники $I_{(n)c}$ и $I_{(n)n}$; $z_{(n)\Delta 1-4}$ – некоторые эквивалентные сопротивления, определяемые схемой сети и оборудованием, используемым в нагрузке.

Мощность n -й гармонической составляющей в ТОП имеет три составляющих:

- вторичная мощность, генерируемая источником тока n -й гармонической составляющей, расположенным в системе $P_{(n)1} = J_{(n)c}^2 \cdot z_{(n)\Delta 1}$;
- вторичная мощность, генерируемая источником тока n -й гармонической составляющей, расположенным в нагрузке $P_{(n)2} = -J_{(n)n}^2 \cdot z_{(n)\Delta 2}$;
- взаимная вторичная мощность, существующая при наличии источников тока n -й гармоники в системе и в нагрузке $P_{(n)3} = J_{(n)c} \cdot J_{(n)n} \times (z_{(n)\Delta 3} \cdot \cos \delta_{(n)} + z_{(n)\Delta 4} \cdot \sin \delta_{(n)})$.

Если источник тока n -й гармонической составляющей находится в системе, то уравнение (4) содержит только составляющую $P_{(n)1}$, определяемую генерацией активной мощности в системе. Направление вторичной активной мощности по n -й гармонике совпадает с направлением активной мощности по основной частоте. При нахождении источника тока n -й гармонической составляющей в нагрузке, уравнение (4) содержит только составляющую $P_{(n)2}$, определяемую генерацией активной мощности в нагрузке. Направление вторичной активной мощности по n -й гармонике противоположно направлению активной мощности по основной частоте.

При нахождении источника тока n -й гармонической составляющей в системе и в нагрузке уравнения активной мощности (4) содержат все три составляющие. Причем, величина и направление взаимной составляющей $P_{(n)3}$ при измерениях, проводимых в разные интервалы времени усреднения, есть величина неопределенная, так как является функцией от угла $\delta_{(n)}$, который носит случайный характер.

Выражение для мощности обратной последовательности на ГРБП, полученное для условия нарушения симметрии напряжений, качественно имеет тот же характер, что и формула (4). Также имеется взаимная составляющая, величина и направление которой находятся в тригонометрической зависимости от случайной величины угла между векторами ЭДС обратной последовательности, расположенными в системе и в нагрузке [6]. Подобный характер имеют формулы и для реактивных мощностей.

Наличие взаимной составляющей не позволяет определить однозначную зависимость величины или направления активной (реактивной) мощности от соотношения величин токов или ЭДС источников генерации вторичной мощности.

Второй недостаток использования вторичной мощности для определения ответственности за нарушение КЭ связан с тем, что такой подход не дает возможность учитывать изменения КЭ, да и самого факта нарушения требований к ПКЭ, в течение времени мониторинга КЭ. Эти изменения следует ожидать в обязательном порядке, так как в процессе эксплуатации электриче-

ских сетей меняются режимы их работы, происходят изменения мощности и состава нагрузки потребителей.

Названные проблемы решены авторами.

Для определения ФВ субъектов при нарушениях симметрии напряжений была использована модель в фазных координатах (рис. 4), в которой для каждой фазы E – ЭДС системы; Z_c – сопротивление связи с системой; \underline{U} – напряжение в ГРБП; \underline{I} – ток нагрузки; Z_n – сопротивление нагрузки. Использование этой модели при наличии современных контрольно-измерительных комплексов, выполненных на базе ЭВМ, позволило производить замеры мгновенных значений токов и напряжений, производить с заданным интервалом усреднения (3 с согласно ГОСТ) расчеты комплексных значений всех необходимых параметров режима (токи, напряжения, мощности, а также симметричные и гармонические составляющие этих параметров, и др. необходимые параметры), рассчитывать параметры схемы замещения [8].

Применен параметрический подход, использующий параметры схемы замещения сети, полученные по параметрам текущего режима. Устранен основной недостаток схем замещения – приблизительный учет их параметров. Долевое участие субъектов определяется в рамках каждого интервала усреднения. Для определения участия субъектов в нарушении симметрии напряжений найдено решение без использования вторичной мощности.

Для нарушения синусоидальности кривой напряжения такого решения найти не удалось. Но, в отличие от несимметрии, для нарушения синусоидальности выявлен признак наличия источников токов высших гармоник по одну сторону ГРБП [9]. Определение такого режима основано на том, что разложение в ряд Фурье несинусоидальной кривой приводит к появлению пакета кривых высших гармоник. Если источник токов высших гармоник один, то мощности всех гармонических составляющих имеют одинаковое направление:

$$\text{sign } P(n) = \text{const.} \quad (5)$$

Опыты мониторинга КЭ показали, что наличие источников генерации токов высших гармоник по одну сторону относительно ГРБП встречается достаточно часто, если даже не в большинстве случаев нарушения синусоидальности кривой напряжения. При выполнении условия (5) долевое участие субъектов можно

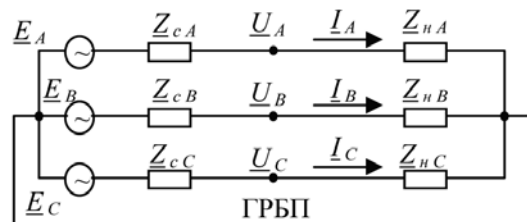


Рис. 4. Модель в фазных координатах

однозначно определить в рамках каждого интервала усреднения.

Невыполнение условия (5) означает, что по обе стороны ГРПП расположены источники токов высших гармоник, которые могут генерировать гармонические составляющие одинаковых или разных частот.

При генерации n -й гармонической составляющей в системе и в нагрузке уравнение (4), соответствующее этой гармонике, будет содержать все три составляющие. В этом случае наличие взаимной мощности не позволяет определить однозначную зависимость направления активной мощности от соотношения величин токов генерации.

При невыполнении условия (5) нельзя в рамках одного интервала усреднения однозначно определить долевое участие субъектов в нарушении синусоидальности кривой напряжения.

Такая задача может решаться, как интегральная по большому количеству интервалов усреднения, за продолжительное время, длительность которого определяется видом мониторинга [10]. Интегральный подход к оценке мощности есть переход к оценке энергии. Если взять простой интеграл за время мониторинга T по уравнению (4), то при случайных значениях угла $\delta_{(n)}$ в отдельных интервалах усреднения, следует ожидать, что активная энергия, соответствующая взаимной составляющей мощности n -й гармоники, будет стремиться к нулю:

$$W_{(n)3} = \int_0^T P_{(n)3} dt \rightarrow 0. \quad (6)$$

Значение активной энергии n -й гармонической составляющей будет при этом стремиться к сохранению только постоянных составляющих:

$$W_{(n)} = \int_0^T P_{(n)} dt \rightarrow J_{(n)c}^2 \cdot z_{(n)\partial 1} \cdot T - J_{(n)n}^2 \cdot z_{(n)\partial 2} \cdot T. \quad (7)$$

Чем больше время мониторинга T , тем меньше влияние будет оказывать взаимная составляющая мощности n -й гармоники на общую величину вторичной энергии и тем в большей степени знак $W_{(n)}$ будет характеризовать превалирование одного из источников тока n -й гармоники. Но при любом времени усреднения при нарушении условия (5) строгая детерминированность расчета долевого участия нарушается, решение приобретает статистический характер.

Интегральный подход позволяет совместить с решением этой задачи исправление второго недостатка известного метода, указанного выше [5], а именно, учитывать изменения ПКЭ в течение мониторинга КЭ.

Определение ответственности, именно по мощности и в рамках одного интервала усреднения, не является необходимостью. Финансовые расчеты между субъектами распределения и потребления электроэнергии производятся не по мощности, а за количество электроэнергии. **Задачей является определение той части электроэнергии, которая получена с нарушением требований по КЭ, и определение ответственности субъектов за это нарушение.** При проведении контроля КЭ в соответствии с требованиями ГОСТ длительность измерений составляет от 24 часов до 7 суток. При постоянном мониторинге время определяется расчет-

ным периодом между субъектами, длительность которого обычно составляет один месяц.

Авторами разработаны методики расчета долевого участия субъектов в ответственности за нарушение требований к ПКЭ, предполагающие определение ответственности только за ту часть электроэнергии, которая получена с нарушением требований по КЭ. Рассмотрим такую методику на примере методики, предназначенной для случая нарушения синусоидальности кривой напряжения [10].

Для выявления ответственности потребителя за нарушение синусоидальности кривой напряжения контрольно-измерительный комплекс, например «АНТЕС», устанавливается на его фидере. Прибор осуществляет контроль качества электроэнергии и сохраняет в памяти информацию о параметрах режима по каждому интервалу усреднения, в котором было выявлено любое нарушение требований к ПКЭ в течение проведения мониторинга. Первой задачей, которую должна решить программа расчета ответственности, является отбор тех интервалов усреднения, в которых, хотя бы для одной гармоники, коэффициент n -й гармонической составляющей превысил нормально допустимое значение:

$$K_{U(n)} > K_{U(n)}^{n/d}. \quad (8)$$

Для каждой гармоники определяется направление активной мощности. Потребление мощности n -й гармоники будет в том случае, если она совпадает по направлению с мощностью основной гармонической составляющей, что можно определить из условия

$$P_{(n)} \cdot P_{(1)} \geq 0. \quad (9)$$

Если во всех выявленных гармониках наблюдается потребление активной мощности, то делается вывод о том, что в нарушении синусоидальности виновата система, коэффициент ответственности потребителя $K_{отв} = -1$. При генерации активной мощности во всех гармонических составляющих – виноват потребитель, $K_{отв} = 1$. Выполнение условия (5) означает, что ответственность определяется на уровне одного интервала усреднения, что дает детерминированное решение в рассматриваемом интервале усреднения.

В случае невыполнения условия (5) задача распределения ответственности не решается в рамках одного интервала усреднения. При суммировании результатов за время мониторинга в соответствии с (7) можно ожидать приближенного решения статистического характера. Для интервала усреднения коэффициент ответственности рассчитывается по формуле

$$K_{отв} = \frac{\sum_{n=2}^{n=40} K_{отв(n)}}{k_n}, \quad (10)$$

где $K_{отв(n)}$ – коэффициент ответственности n -й гармоники, определенный по направлению ее активной мощности; k_n – количество гармоник, по которым выполнено условие (8).

Гармоники, по которым условие (8) не выполняется, учитываются в формуле (10) с $K_{отв(n)} = 0$.

Коэффициент ответственности, определенный для нарушения нормально допустимых значений, подхо-

дит для использования нарушений предельно допустимых значений, которые выявляются условием

$$K_{U(n)} > K_{U(n)}^{n/\delta} \quad (11)$$

Превышение коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения нормально и предельно допустимых значений фиксируется для каждого интервала усреднения, исходя из условий

$$K_U > K_U^{n/\delta}, \quad (12)$$

$$K_U > K_U^{n/\delta}. \quad (13)$$

Коэффициенты ответственности, определенные за нарушение синусоидальности по коэффициенту n -й гармонической составляющей $K_{U(n)}$, распространяются и на коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U .

В каждом j -м интервале усреднения определяется количество электроэнергии, за которое потребитель должен получить компенсацию, либо понести штрафные санкции. Потребляемая нагрузкой электроэнергия учитывается пофазно ($i = 1$) с коэффициентом ответственности $K_{отв}$ и суммируется по трем фазам ($f = 3$), если подключение трехфазное. Энергия, полученная потребителем с нарушениями по синусоидальности и, тем самым, требующая определения ответственности, суммируется по всем интервалам усреднения:

$$W_{отв} = \sum_{j=1}^{T_{отв}/\Delta t} \left[\sum_{i=1}^{f=3} W(j, i) \cdot K_{отв}(j, i) \right], \quad (14)$$

где $T_{отв}$ – время, в течение которого контрольно-измерительный прибор фиксировал превышение допустимых значений любым из ПКЭ; Δt – длительность интервала усреднения.

Интервалы усреднения, в которых условие (8) не выполняется ни для каких гармоник, учитываются в формуле (14) с $K_{отв(n)} = 0$.

Результат расчета по формуле (14) может быть положительным и отрицательным в зависимости от знака коэффициента ответственности. Если энергия, требующая определения ответственности, положительна ($W_{отв} > 0$), то потребитель имеет право на получение компенсации, пропорциональной $W_{отв}$. В противном случае ($W_{отв} < 0$) имеются основания для наложения на потребителя штрафных санкций, пропорциональных $W_{отв}$. Выполнение расчетов ответственности следует сопровождать оценкой их достоверности в соответствии с условием (5). Если расчет носит детерминированный характер, он может быть использован в системе взаимных расчетов между субъектами. Если расчет в целом имеет статистический характер, то следует выявить его детерминированную часть, которая также может быть использована для взаимных расчетов. Что касается статистической части расчета, то она требует дополнительного анализа с учетом оборудования, которое установлено на обследуемом фидере и на других присоединениях к ТОП.

Методика позволяет определить количество электроэнергии, полученной потребителем за время мониторинга с нарушениями по коэффициенту n -й гармонической составляющей $K_{U(n)}$ и по коэффициенту

искажения синусоидальности кривой напряжения K_U . Отдельно указывается количество электроэнергии, полученной при нарушении нормально и предельно допустимых значений. В случае статистического решения указывается часть электроэнергии, полученная детерминированным расчетом. Рассчитывается относительная величина энергии, требующей определения ответственности по формуле

$$W_{отв}^* = \frac{W_{отв}}{W}, \quad (15)$$

где W – общее количество электроэнергии, которую потребитель получил за время мониторинга.

Преимуществом рассмотренной методики является то, что ее можно использовать автономно, установив прибор на отдельном фидере. Таким же достоинством обладает и методика определения ответственности за превышение допустимого установившегося отклонения напряжения [11].

Этого нельзя сказать о методике определения долевого участия в ответственности за нарушение симметрии напряжений, которая тоже разработана [12] и в сочетании с названными используется в комплексной методике [13]. В основе методики по несимметрии напряжений лежит метод, использующий параметры схемы замещения, полученные по параметрам текущего режима [8], который требует привязки к существующей сети и довольно сложен в реализации. Использование этого метода целесообразно при централизованном учете ответственности за нарушение КЭ, проводимым поставщиком электроэнергии на сборных шинах, и наиболее эффективен при охвате всех подключений к ТОП.

На сегодняшний день можно говорить о том, что разработаны методы и методики определения долевого участия субъектов распределения электроэнергии в ответственности за нарушение КЭ в трехфазных силовых сетях по следующим ПКЭ: симметрия напряжений (K_{2U} , K_{0U}), синусоидальность кривой напряжения (K_U , $K_{U(n)}$) и установившееся отклонение напряжения (δU_y). Разработана также комплексная методика, объединяющая три названные методики. Но остался ряд не закрытых вопросов, решение которых остается актуальным и целесообразным с точки зрения внедрения результатов исследований в эксплуатацию.

Не рассмотрены показатели, которые характеризуют колебания напряжения: размах изменения напряжения (δU_t) и доза фликера (P_f). Эти показатели, также как и рассмотренные, представляют продолжительные изменения характеристик напряжения, что предполагает потенциальную возможность для изучения закономерностей их возникновения и детерминированного распределения ответственности за эти нарушения между субъектами. Выполнение разработок в данном направлении сделает определение ответственности за нарушение КЭ более полным и принципиальным.

Другое, пожалуй наиболее важное направление дальнейших исследований, связано с доведением разработок до уровня, обеспечивающего их внедрение в практику эксплуатации электрических сетей. На сегодняшний день имеются проработки, которые обещают в случае их успешного завершения упростить определение долевого участия при нарушении симметрии и сделать его независимым от схемы сети. В случае решения этой задачи можно переходить к разработке

недорогих счетчиков электроэнергии, которые будут выдавать следующую информацию за отчетный период:

- 1) учет потребления электроэнергии (обычная функция);
- 2) учет потребления электроэнергии, которая была распределена с нарушениями требований к ПКЭ;
- 3) определение долевого участия потребителя в ответственности за превышение допустимых отклонений ПКЭ.

Промышленное производство таких счетчиков с последующим их внедрением в практику эксплуатации электрических сетей можно считать созданием технической базы для обеспечения учета электроэнергии с контролем ее качества.

Третьим направлением представляется использование методик по определению участия субъектов в ответственности за нарушения требований к КЭ в автоматизированных системах контроля и учета электропотребления (АСКУЭ). Развитие современных компьютерных информационных технологий в энергетике позволяет уже сегодня разрабатывать АСКУЭ с использованием геоинформационных систем (ГИС), которые являются универсальной инструментальной средой реализации пространственно-временных соотношений и взаимосвязанных событий на заданной территории.

ВЫВОДЫ

На сегодняшний день разработаны методы и методики детерминированного определения долевого участия поставщиков и потребителей электроэнергии в ответственности за нарушение требований к установившемуся отклонению напряжения, симметрии напряжений, синусоидальности кривой напряжения. Разработана также комплексная методика, объединяющая три названные методики.

Целесообразно продолжение исследований и разработок в следующих направлениях:

- 1) разработка метода и методики детерминированного определения ответственности за превышение допустимых значений ПКЭ по колебаниям напряжения;
- 2) разработка автономных счетчиков электроэнергии с опциями учета потребления электроэнергии, которая была распределена с нарушениями требований к ПКЭ, и определения долевого участия потребителя в ответственности за эти нарушения;
- 3) использование разработок по определению долевого участия поставщиков и потребителей электроэнергии в АСКУЭ и ГИС технологиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Железко Ю.С. Влияние потребителя на качество электрической энергии в сети и технические условия на его присоединение // Промышленная энергетика. – 1991. – № 8. – С. 39–41.
2. Гриб О.Г. Анализ договорного подхода к определению ответственности субъектов за нарушение качества электрической энергии / О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович, П.Г. Щербакова // Світлотехніка та електроенергетика. – 2007. – №1(9) – С. 77–81.
3. Гриб О.Г. Анализ параметрического подхода к определению ответственности субъектов за нарушение каче-

ства электрической энергии / О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович, П.Г. Щербакова // Світлотехніка та електроенергетика. – 2007. – №2(10) – С. 64–73.

4. *Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97.* [Введ. в Украине 01.01.2000]. – Минск: ИПК. Изд-во стандартов, 1998. – 30 с. – (Межгосударственный стандарт стран СНГ).

5. *Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии РД 153-34.0-15.501-01.* Разработано научно-методическим центром 000 « Научный центр ЛИНВИТ». – Москва: Энергосервис, 2001. – 23 с.

6. Сендерович Г.А. Использование мощности симметричных составляющих для определения фактического вклада субъекта в искажение симметрии / Г.А. Сендерович // Автоматика. Автоматизация. Электрические комплексы и системы. – 2005. – № 2 (16). – С. 169–176.

7. Сендерович Г.А. Оценка влияния субъектов на искажение синусоидальности напряжения по мощности гармонических составляющих / Г.А. Сендерович // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2006. – № 1/2 (19). – С. 179–182.

8. Сендерович Г.А. Анализ влияния потребителей на несимметрию по обратной последовательности в точке общего присоединения / Г.А. Сендерович // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2005. – № 1/2 (13). – С. 89 – 94.

9. Гриб О.Г. Особенности использования параметров режима сети для определения участия субъектов в искажении синусоидальности кривой напряжений / О.Г. Гриб, Г.А. Сендерович, П.Г. Щербакова // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2007. – № 5/4 (29). – С. 73–76.

10. Сендерович Г.А. Методика распределения ответственности за искажение синусоидальности в точке общего присоединения / Г.А. Сендерович // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2005. – № 6/2 (18). – С. 139 – 143.

11. Сендерович П.Г. Методика и алгоритм определения ответственности за превышение допустимого отклонения напряжения / П.Г. Сендерович // Вісник Харківського Національного технічного університету сільського господарства: "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України". – 2006. – № 2/2 (20). – С. 160 – 164.

12. Сендерович Г.А. Определение ответственности субъектов распределения электрической энергии за нарушение симметрии на сборных шинах / Г.А. Сендерович // Коммунальное хозяйство городов. Сер. Архитектура и техн. науки. – К.: Техніка, 2005. – Вып. 63. – С. 255–259.

13. *Контроль потребления электроэнергии с учётом её качества* / О.Г. Гриб, В.И. Васильченко, Г.А. Сендерович, П.Г. Щербакова и др.; под. ред. О.Г. Гриба. – Харьков: ХНУРЭ, 2010. – 444 с.