
УДК 621.311.1

О КОРРЕКТИРОВКЕ ТРЕБОВАНИЙ К ТОЧНОСТИ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В АКТИВНЫХ СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

© 2021 г. А. Л. Куликов¹, П. В. Илюшин^{2, *}, Г. Я. Вагин¹, А. А. Севостьянов¹

¹*Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Россия*

²*Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия*

**e-mail: ilyushin.pv@mail.ru*

Поступила в редакцию 11.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Интеграция источников распределенной генерации (ИРГ) в системы промышленного электроснабжения является одним из основных направлений их развития. Это приводит к многообразию схемно-режимных ситуаций, невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими и обуславливает необходимость создания систем автоматического управления режимами в реальном времени. При переходе от пассивных систем промышленного электроснабжения к активным необходима корректировка действующих и введение новых технических требований: к структуре сетей коммуникации и связи, системам учета электроэнергии и измерений, автоматизации, мониторинга и управления. Алгоритмы оценивания параметров токов и напряжений средствами цифровой обработки сигналов в устройствах синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и интеллектуальных электронных устройств на их основе имеют принципиальное значение. Особенности электрических режимов в активных системах промышленного электроснабжения требуют особого внимания к проблемам обеспечения качества электроэнергии и погрешности измерений. На основании результатов расчетов доказано, что требования действующих стандартов к погрешности измерений параметров токов и напряжений в УСВИ не соответствуют условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения с ИРГ, необходимо снижение величины допустимой погрешности. Рассмотрены особенности цифровой обработки сигналов в условиях кратковременных колебаний частоты в широком динамическом диапазоне, а также влияния искажающих факторов на синусоидальность токов и напряжений.

Ключевые слова: активная система промышленного электроснабжения, погрешность измерений, цифровая обработка сигналов, устройство синхронизированных векторных измерений, интеллектуальное электронное устройство, источник распределенной генерации, релейная защита, противоаварийная автоматика

DOI: 10.31857/S0002331021010106

ВВЕДЕНИЕ

От начала создания и до последних лет системы промышленного электроснабжения (сети низкого и среднего напряжения) рассматривались в качестве пассивного элемента распределительной электрической сети, осуществляющего передачу и рас-

пределение электроэнергии, производимой на традиционных электростанциях, до электроприемников на промышленных предприятиях [1, 2].

В условиях развития конкурентного рынка электроэнергии наметились новые тенденции в производстве, передаче и распределении электрической энергии [3, 4]. Появились дополнительные возможности для производства электроэнергии на собственных электростанциях промышленных предприятий, в том числе за счет утилизации вторичных энергоресурсов основного производственного процесса (доменный, конвертерный, попутный нефтяной, шахтный газ и др.), что требует проведения глубоких изменений в структуре построения и способах управления системами промышленного электроснабжения.

В настоящее время все большее количество элементов электрической сети общего назначения имеют возможность активно участвовать в управлении ее режимами, при условии соблюдения установленных требований [5–8]. Активные системы промышленного электроснабжения, имеющие в своем составе генерирующие установки (ГУ) малой и средней мощности, а также системы накопления электроэнергии (СНЭЭ), существенно отличаются от пассивных. Интеграция источников распределенной генерации (ИРГ) содействует электрическому приближению ГУ к нагрузке, переходные процессы для них становятся общими, и если суммарная нагрузка превышает суммарную мощность ГУ ИРГ, то характер переходных процессов в большей степени определяется свойствами электроприемников [9].

Эффективное использование ИРГ и СНЭЭ в активных системах промышленного электроснабжения позволяет повысить энергоэффективность промышленного производства, а также надежность и бесперебойность электроснабжения ответственных электроприемников. Согласно [9] ИРГ и СНЭЭ могут также применяться для отсрочки или устранения необходимости во вводе новых энергоблоков на традиционных электростанциях, поддержания уровней напряжения в узлах сети, улучшения показателей качества электроэнергии, снижения потерь, исключения перегрузок электросетевого оборудования в распределительной сети, сглаживания пиков электропотребления и др.

Для получения системных эффектов от интеграции ИРГ их присоединение должно производиться с учетом следующих аспектов:

- необходима корректировка топологии системы промышленного электроснабжения с учетом мест размещения ИРГ, со строительством новых линий электропередачи (ЛЭП) и заменой коммутационных аппаратов при реализации схем выдачи мощности;

- требуется корректировка действующих технических требований и введение новых, а также проведение реконструкции с элементами модернизации сетей коммуникации и связи для обеспечения функционирования систем учета электроэнергии и измерений, автоматизации, мониторинга и управления;

- необходим пересмотр принципов организации релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и электроавтоматики (автоматическое повторное включение; автоматический ввод резервного питания) в системе промышленного электроснабжения для обеспечения надежной параллельной работы ИРГ [9].

Учитывая масштаб необходимых преобразований, можно утверждать, что классические принципы управления системами промышленного электроснабжения не будут адекватны возникающим схемно-режимным ситуациям. Во-первых, активные системы промышленного электроснабжения являются более сложными, так как потоки мощности в них могут быть не только однонаправленными (от электростанций к потребителями), но и двунаправленными (от потребителей в распределительные сети), в зависимости от режимов генерации и потребления в узлах нагрузки (рис. 1). Во-вторых, исторически системы промышленного электроснабжения не были рассчитаны на широкое внедрение ИРГ и СНЭЭ, поэтому проблемы, связанные с техническими огра-

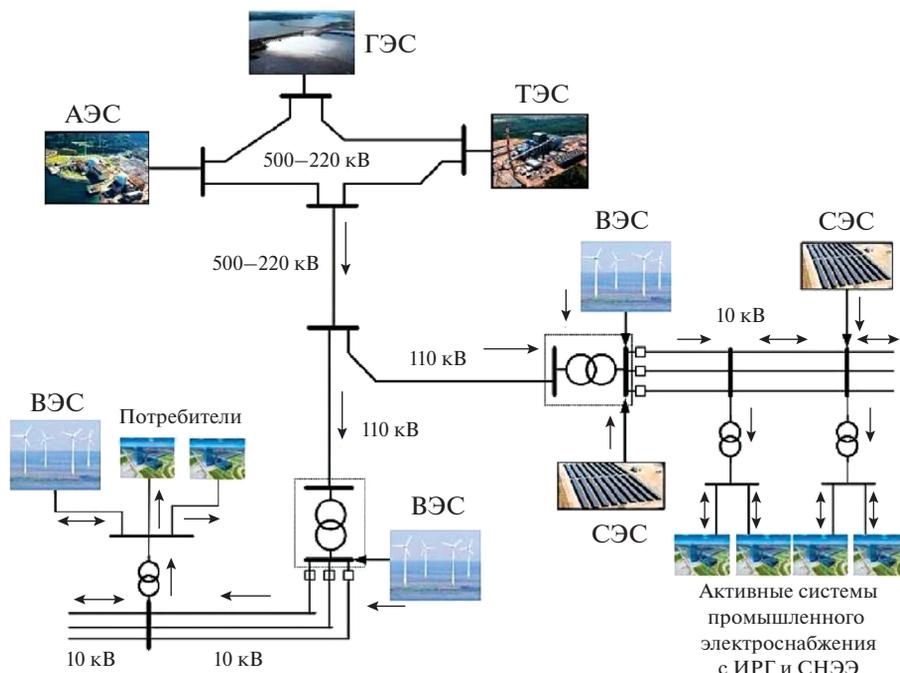


Рис. 1. Активные системы промышленного электроснабжения в составе энергосистемы: ГЭС – гидроэлектростанция; АЭС – атомная электростанция; ТЭС – тепловая электростанция; ВЭС – ветровая электростанция; СЭС – солнечная электростанция.

нениями, могут возникать значительно чаще, требуя адаптивной реконфигурации сети, а также широкого использования устройств РЗ и ПА.

При этом активные системы промышленного электроснабжения могут содействовать введению режимов прилегающей распределительной сети в область допустимых значений в различных схемно-режимных условиях (нормальных и послеаварийных режимах) без необходимости отключения нагрузки за счет организации управления ИРГ и СНЭЭ [8, 9].

Поэтому преобразование существующих систем промышленного электроснабжения невозможно без применения интеллектуальных систем автоматизации, мониторинга и управления, основанных на измерениях и цифровой обработке сигналов токов и напряжений. Особую роль в таких системах играют устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ, PMU)¹, а также устройства защиты и управления, имеющие в своем составе УСВИ. Одна из основных проблем, связанная с организацией синхронизированных измерений в системах промышленного электроснабжения, обусловлена топологией сети: короткие длины фидеров; шины, расположенные на малых расстояниях друг от друга и имеющие малую угловую разницу измерений комплексов токов и напряжений. Кроме того, такие системы характеризуются высоким содержанием гармоник (массовое применение электроприемников с силовыми преобразователями), широкими диапазонами кратковременных колебаний частоты в переходных процессах из-за наличия ИРГ (малые значения механических постоянных инерции ГУ), а также высокой вероятностью их выделения в островной режим работы с нагрузкой при повреждении во внешних распределительных сетях [10].

¹ PMU – phasor measurement unit.

Основная цель статьи заключается в оценке обоснованности технических требований к точности цифровой обработки сигналов токов и напряжений в активных системах промышленного электроснабжения на основании результатов анализа нормативно-технических документов, регламентирующих указанные требования.

АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ К ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКЕ СИГНАЛОВ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Известно, что устройства защиты и управления с интегрированными УСВИ могут иметь значительные ошибки при оценке параметров токов и напряжений в переходных процессах с кратковременными колебаниями частоты [11, 12], поэтому актуальным является анализ целесообразности и возможности их применения в активных системах промышленного электроснабжения.

Допустимые ошибки при оценке сигналов токов и напряжений нормированы для УСВИ в стандартах [13, 14], посредством задания значений максимально допустимых погрешностей в широком диапазоне эксплуатационных условий. Согласно [13] к основным показателям точности синхронизированных векторных измерений относятся: общая погрешность измерений параметров вектора (TVE)², абсолютная погрешность измерений частоты (FE)³ и абсолютная погрешность (RFE) скорости изменения частоты (ROCOF)⁴.

Показатель TVE определяет величину погрешности между теоретическим значением комплексного вектора сигнала тока или напряжения и его оценочным значением в процентах. Согласно нормативным документам УСВИ должны быть надежным инструментом для оценки и обеспечения качества измерений комплексов токов и напряжений как в установившихся, так и в переходных режимах [15]. Анализ нескольких аварийных отключений, где имели место недостоверные измерения, показал, что УСВИ являются надежным инструментом только в установившихся режимах, не обеспечивая нормированной точности измерений в переходных процессах, особенно при отклонении показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в системах промышленного электроснабжения.

Следовательно, величина TVE может выступать в качестве комплексного показателя точности измерений параметров токов и напряжений, а также использоваться для оценки параметров режима в активных системах промышленного электроснабжения. В состав TVE входит три источника взаимозависимых ошибок: амплитуды, фазового угла и синхронизации во времени мгновенных дискретных значений, при этом допустимый диапазон изменений TVE должен находиться в пределах 1%. При выборе только одного из указанных выше источников ошибки величина 1% TVE может быть достигнута за счет: ошибки оценки амплитуды, равной $\pm 1\%$; погрешности оценки фазового угла $\pm 0.573^\circ$; погрешности времени синхронизации ± 31 мкс (± 26 мкс) для частоты 50 (60) Гц [13, 14].

Важно отметить, что погрешность измерения фазового угла и погрешность времени синхронизации тесно связаны между собой. Поэтому простое суммирование различных составляющих при расчетах TVE не позволяет делать выводы об индивидуальном вкладе каждой из них в полную величину ошибки. Другими словами, значение TVE не позволяет идентифицировать основной источник ошибки при оценке параметров комплексных токов и напряжений. Большое значение TVE может быть вызвано, например, высокой ошибкой оценки амплитуды и низкой для фазового угла, при этом основной источник погрешности может быть связан с плохой синхронизацией (на-

² TVE – total vector error.

³ FE – frequency error.

⁴ ROCOF – rate of change of frequency.

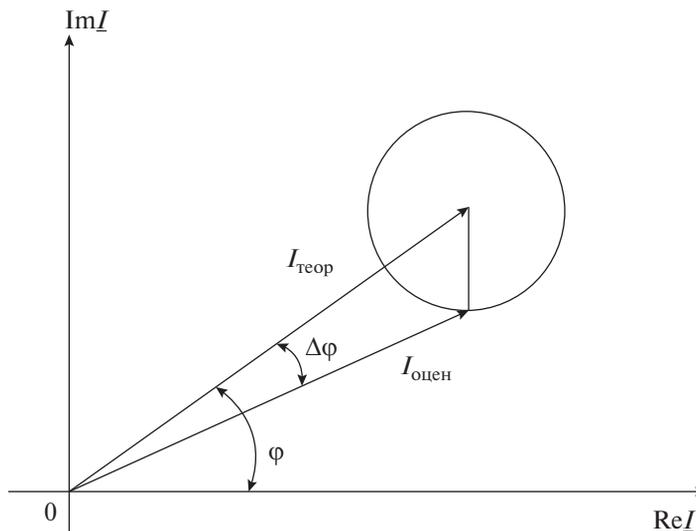


Рис. 2. Векторное соотношение ошибок по амплитуде и фазе при оценке величины TVE.

пример, из-за отсутствия сигнала GPS) или вызван погрешностями измерительных трансформаторов тока (ТТ) и/или напряжения (ТН).

На рисунке 2 проиллюстрировано векторное соотношение ошибок по амплитуде и фазе при оценке величины TVE на примере комплексной величины тока. Анализ рис. 2 показывает, что за счет вращения комплексного вектора невозможно обеспечить независимость оценки ошибок амплитуды и фазового угла.

В активных системах промышленного электроснабжения измерения фазового угла производятся УСВИ или цифровыми терминалами РЗ и ПА и являются одной из самых важных составляющих информации, позволяющей реализовать функции защиты и управления в различных схемно-режимных условиях.

Пусть TVE имеет значение 1%, определяемое максимальной погрешностью оценки фазового угла $\pm 0.573^\circ$ (без погрешности по амплитуде). Даже такая малая величина ошибки измерений по фазе в активных системах промышленного электроснабжения является существенной, поскольку фактическая разность углов между измерениями комплексов токов и напряжений на шинах подстанций может быть меньше величины максимально допустимой погрешности фазового угла в УСВИ. Указанная особенность накладывает ограничения на правила выбора мест размещения УСВИ, а также обуславливает целесообразность разработки новых алгоритмов оценки параметров токов и напряжений с повышенной точностью.

Абсолютные погрешности измерения частоты (FE) и скорости измерения частоты (RFE) определяются как разность между теоретическими и оценочными значениями, приведенными к Гц и Гц/с, соответственно. В общем случае величина FE находится в небольшом диапазоне вблизи номинального значения частоты сети. В активных системах промышленного электроснабжения, ввиду конструктивных особенностей ГУ, кратковременные отклонения частоты в переходных процессах могут быть значительными, что связано с аварийными возмущениями, набросами и сбросами нагрузки в островном режиме работы [9].

Оценка FE имеет определяющее значение для преодоления проблем, связанных с явлением просачивания при цифровой обработке сигналов токов и напряжений. Точ-

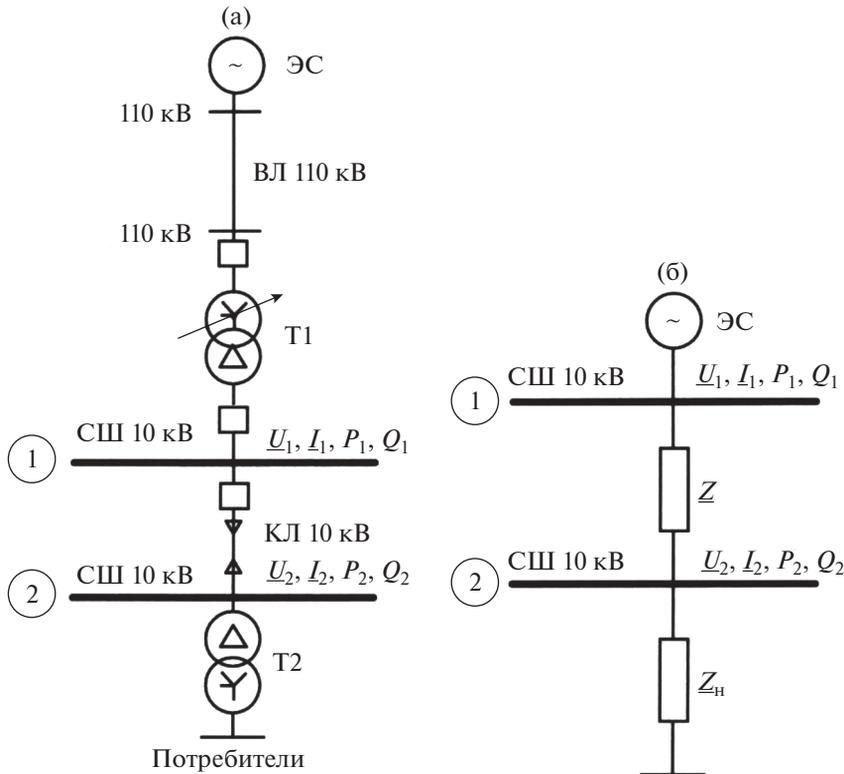


Рис. 3. Иллюстративный пример для оценки точности измерений параметров электропередачи (СШ – секция шин; Т – силовой трансформатор; ЭС – энергосистема): (а) – упрощенная однолинейная схема электрических соединений; (б) – схема замещения фрагмента сети.

ность измерений частоты и скорости изменения частоты оценивается следующим образом:

$$FE = |f_{\text{теор.}} - f_{\text{оцен.}}| = |\Delta f_{\text{теор.}} - \Delta f_{\text{оцен.}}|; \quad (1)$$

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{\text{теор.}} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{\text{оцен.}} \right|. \quad (2)$$

При выполнении расчетов по выражениям (1), (2) предполагается, что используемые теоретические и оценочные значения берутся для одного момента времени.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ УСВИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рассмотрим упрощенную однолинейную схему фрагмента сети (рис. 3), поясняющую соотношения напряжений на шинах питающей \underline{U}_1 и потребительской \underline{U}_2 подстанций. На рисунке 3 величины активной (P_1) и реактивной (Q_1) мощности, измеренные на шинах питающей подстанции; P_2 и Q_2 – на шинах потребительской подстанции; Z – комплексное сопротивление ЛЭП между подстанциями; \underline{U}_1 и \underline{I}_1 – комплексные напряжение и ток прямой последовательности на шинах питающей ПС;

\underline{U}_2 и I_2 комплексные напряжение и ток прямой последовательности на шинах потребительской подстанции; 1 и 2 – места установки УСВИ.

Оценим влияние величины TVE, связанной с измерениями комплексов напряжений, на величину потоков мощности. Для модели (рис. 3) характерно следующее соотношение

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}I_2, \quad (3)$$

следовательно, уравнение для тока на шинах потребительской подстанции имеет вид

$$\underline{I}_2 = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2)/\underline{Z}.$$

При представлении тока I_2 в полярных координатах получаем

$$\underline{I}_2 = (|\underline{U}_1|e^{j\varphi_1} - |\underline{U}_2|e^{j\varphi_2})/|\underline{Z}|e^{j\alpha} = (|\underline{U}_1|/|\underline{Z}|)e^{j(\varphi_1 - \alpha)} - (|\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\varphi_2 - \alpha)}.$$

Комплексная мощность, передаваемая на шины потребительской подстанции, представляется следующим образом

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \underline{U}_2 \underline{I}_2^* = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_1 + \varphi_2)} - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha}.$$

Вводя переменную, характеризующую разность углов напряжения $\beta = \varphi_1 - \varphi_2$, приходим к выражениям активной и реактивной мощности в виде

$$P_2 = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\cos(\alpha - \beta) - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)\cos\alpha, \quad (4)$$

$$Q_2 = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sin(\alpha - \beta) - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)\sin\alpha. \quad (5)$$

Дополнительно получим формульные соотношения, позволяющие провести анализ влияния погрешности 1% TVE на приращение комплексной мощности электропередачи ΔS_{1-2}

$$\Delta S_{1-2} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2)\underline{I}_2^*. \quad (6)$$

Представляя комплексы в полярной системе координат и используя выражение для тока I_2 , получим

$$\Delta S_{1-2} = (|\underline{U}_1|e^{j\varphi_1} - |\underline{U}_2|e^{j\varphi_2}) \left[(|\underline{U}_1|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_1)} - (|\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_2)} \right], \quad (7)$$

или с учетом введенного разностного угла β

$$\Delta S_{1-2} = (|\underline{U}_1|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha + \beta)} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \beta)} + (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha}. \quad (8)$$

После преобразований получим

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}| \right] e^{j\alpha} - \left[(|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha + \beta)} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \beta)} \right], \quad (9)$$

а с учетом разложения экспоненциальных множителей приходим к равенству

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}| \right] e^{j\alpha} - \left[(|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sqrt{2(1 + \cos(2\beta))} \right] e^{j\alpha}, \quad (10)$$

или

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}| - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sqrt{2(1 + \cos(2\beta))} \right] e^{j\alpha}. \quad (11)$$

Предполагая, что сопротивление \underline{Z} является неизменным и полностью соответствует параметрам ЛЭП, а значения амплитуды и фазы комплексов напряжений могут изменяться в пределах погрешности 1% TVE, с помощью уравнений (4), (5), (11) можно оценить точность измерений активной, реактивной мощности и приращений полной мощности.

Пример расчета ошибок оценки параметров активной и реактивной мощности

Рассмотрим вариант питания электроприемников потребителя через кабельную линию (КЛ) напряжением 10 кВ сечением 70 мм². Примем удельное сопротивление КЛ 10 кВ (рис. 3) равным $0.443 + j 0.086$ Ом/км (соответствующее отношению $X/R = 0.194$), длину КЛ 1.5 км. В общем случае имеем трехфазную ЛЭП 10 кВ с максимальной пропускной способностью передачи 1300 кВА. Предположим, что полная мощность электропередачи составляет 1086.0 кВА (1000.0 кВт + $j 422.98$ кВар, $\cos\varphi = 0.92$), которую потребляют электроприемники.

Для решения поставленной задачи комплекс напряжения на шинах потребительской подстанции был установлен на уровне $0.9950e^{j0}$ о.е., и для передачи заданного потока мощности был получен комплекс напряжения на шинах питающей подстанции, значение которого составило $0.9998e^{-j0.058}$ о.е. С учетом того, что УСВИ расположены на разных концах КЛ 10 кВ, то их измерения (в том числе и TVE) являются независимыми, т.е. погрешности УСВИ не коррелированы взаимно и с погрешностями других цифровых устройств. Оценим потенциальные погрешности УСВИ, отвечающие требованиям 1% TVE, для различных сценарных условий.

Первоначально примем, что при измерениях напряжений ошибки оценки фазовых углов отсутствуют, и погрешность 1% TVE связана только с оценками амплитуды, формируемыми каждым из УСВИ. Таким образом, оценки амплитуды комплексов напряжения могут изменяться в пределах диапазона $0.9998 \pm (0.01 \times 0.9998)$ о.е. и $0.9950 \pm (0.01 \times 0.9950)$ о.е. на шинах питающей и потребительской подстанции соответственно.

Расчеты по выражению (4) показывают, что максимальная ошибка при вычислении активной мощности составляет около $\pm 290\%$. Аналогичные расчеты для реактивной мощности по выражению (5) выявляют погрешность измерения, достигающую $\pm 130\%$. В серии расчетов выявлены случаи с отрицательными значениями активной и реактивной мощности, что можно интерпретировать как изменения направления потоков мощности по причине наличия, например, устройства компенсации реактивной мощности, работающего в режиме перекомпенсации (нерегулируемой батареи статических конденсаторов). Однако это не соответствует фактической схемно-режимной ситуации. В рассматриваемых вариантах наибольшие ошибки были обнаружены, когда напряжения на шинах питающей и потребительской подстанции имеют $+1\%$ и -1% TVE соответственно.

Подобный анализ был проведен с учетом ошибок оценки фазы напряжения, составляющей 1% TVE. Было принято, что оценки амплитуды напряжения не имеют ошибок. Отклонения фазового угла на шинах питающей и потребительской подстанции находятся в пределах $(-0.058^\circ \pm 0.573^\circ)$ и $(0^\circ \pm 0.573^\circ)$ соответственно. Величины ошибок при оценке потоков активной и реактивной мощности оказались весьма существенными и составили $\pm 59\%$ и $\pm 680\%$ соответственно. Наибольшие ошибки были обнаружены, когда ошибка оценки фазового угла напряжения УСВИ на шинах питающей подстанции близка к $+1\%$ TVE, а УСВИ на шинах потребительской подстанции приближается к -1% .

Для варианта с КЛ длиной 1.0 км, при тех же начальных условиях, были получены максимальные ошибки при вычислении потоков активной и реактивной мощности, которые составили ± 430 и $\pm 199\%$ соответственно. Для случаев с ошибкой в измерениях амплитуды напряжения в $\pm 1\%$ TVE ошибки оценок составили ± 88 и $\pm 1029\%$ соответственно при отклонении фазового угла на шинах питающей и потребительской подстанции $\pm 0.573^\circ$.

При рассмотрении варианта питания электроприемников потребителя через воздушную линию (ВЛ) напряжением 10 кВ и протяженностью 1.5 и 1.0 км получена максимальная ошибка при определении потоков активной и реактивной мощности соот-

ответственно ± 97 и $\pm 61\%$ при протяженности ВЛ 1.5 км (± 145 и $\pm 92\%$ при протяженности ВЛ 1.0 км) для варианта с ошибками измерения амплитуды напряжения. Для варианта с ошибками измерения отклонений фазового угла максимальная погрешность при определении потоков активной и реактивной мощности составила ± 59 и $\pm 685\%$ соответственно при протяженности ВЛ 1.5 км и (± 88 и $\pm 1025\%$ при протяженности ВЛ 1.0 км).

На основании результатов расчетов приходим к выводу, что чем короче длина ЛЭП, с двух сторон которой установлены УСВИ, тем выше погрешности при вычислении потоков активной и реактивной мощности. Таким образом, допускаемая в настоящее время величина ошибки в 1% TVE не соответствует условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения.

Отметим, что для обеспечения надежного функционирования системы автоматики управления режимами в активных системах промышленного электроснабжения с ИРГ и СНЭЭ [9], как показали результаты имитационного моделирования, необходимо повышение требований к точности УСВИ до 0.1% TVE.

ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ПРИ ОТКЛОНЕНИЯХ ЧАСТОТЫ

В современных системах промышленного электроснабжения могут возникать режимы с динамическим изменением параметров (напряжения, частоты, тока), что обусловлено наличием ИРГ и СНЭЭ, в зависимости от режимов генерации и потребления в узлах нагрузки. Наличие у промышленных потребителей электроприемников, участвующих в управлении спросом по команде диспетчера энергосистемы в аварийных и послеаварийных режимах, также может приводить к кратковременным колебаниям параметров режима [9].

В нормативно-технических документах ПАО «Россети» установлены требования к диапазону отклонений частоты (45–55 Гц), например, для устройств РЗ и ПА, в котором должно быть обеспечено их нормальное функционирование.

Важно отметить, что зарубежные производители электротехнического оборудования, в том числе для систем промышленного электроснабжения, устанавливают собственные требования к допустимым диапазонам отклонений частоты [16], а также временным интервалам, в течение которых возможны указанные отклонения. При значительных отклонениях частоты как в большую, так и в меньшую сторону срабатывают либо электрические, либо технологические защиты, действующие, как правило, без выдержки времени на отключение оборудования, предотвращая таким образом его повреждение.

Следовательно, устройства РЗ, ПА и управления, применяемые в системах промышленного электроснабжения, использующие УСВИ, должны устойчиво функционировать при кратковременных колебаниях частоты в широком динамическом диапазоне для предотвращения существенных ущербов от аварийных отключений [9].

Требования действующих стандартов к УСВИ [13, 14] ограничивают ошибки до 1% TVE при разных частотных диапазонах соответственно для устройств Р – (50 ± 2 Гц) и М – класса (50 ± 5 Гц). Очевидно, что для обеспечения такой точности требуется не менее точное отслеживание изменений частоты. При выходе параметров режима за пределы указанных частотных диапазонов УСВИ должны иметь минимально возможные ошибки, которые стандартами не регламентированы. Высокие требования к цифровой обработке сигналов токов и напряжений при отклонениях частоты, обуславливают необходимость применения в УСВИ высокопроизводительных средств вычислительной техники, программного обеспечения, а также разработки и применения специальных адаптивных алгоритмов [8, 11, 17].

ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЦИФРОВУЮ ОБРАБОТКУ СИГНАЛОВ

Особенности обработки сигналов токов и напряжений при искажении их синусоидальности хорошо изучены и изложены в научно-технической литературе [например, 11]. Рядом авторов предлагаются алгоритмы [11, 17–19], снижающие влияние ПКЭ на функционирование цифровых устройств измерения, защиты и управления. В системах промышленного электроснабжения отклонение ПКЭ связано с широким применением силовых преобразователей (частотно-регулируемые приводы; источники бесперебойного питания и др.) и нелинейных нагрузок (дуговые печи, молотковые дробилки и др.) [20].

Тренд на декарбонизацию энергетики, выражающийся в строительстве и вводе в эксплуатацию генерирующего оборудования на основе возобновляемых источников энергии – ВИЭ (ветровые и солнечные электростанции), интегрируемые в сети, как правило через инверторные преобразователи, приводит к дополнительной генерации гармонических составляющих и росту дозы фликера в прилегающей сети. Кроме того, отмечается значительное увеличение интергармоник, частота которых не кратна основной промышленной частоте. Снижение влияния интергармоник на точность оценки параметров сигналов токов и напряжений при их цифровой обработке представляет определенную сложность [11].

Если система промышленного электроснабжения спроектирована без учета влияния ПКЭ на функционирование электроприемников, то после ввода дополнительных источников искажений в виде объектов ВИЭ, электроприемников с силовыми преобразователями или нелинейной нагрузки, при возникновении аварийных возмущений возможны нарушения электроснабжения ответственных электроприемников и даже повреждения электротехнического и технологического оборудования с соответствующими ущербами.

Необходимо отметить, что устройства РЗ, ПА и управления в большинстве случаев подключаются к измерительным ТТ и ТН, которые обеспечивают точность измерения до 10% в переходных процессах, поэтому в указанных устройствах следует применять измерительные и пусковые органы, а также алгоритмы управления, учитывающие значительные величины ошибок и устойчивые к ним.

Перспективно, а в ряде случаев технически обосновано, применение в системах промышленного электроснабжения цифровых ТТ и ТН с повышенной точностью измерений, обеспечивающих одинаковые ошибки оценки параметров токов и напряжений как в нормальных, так и в аварийных режимах.

ВЫБОР МЕСТ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Системы промышленного электроснабжения занимают существенно меньшие по площади территории по сравнению с районами магистральных или распределительных электрических сетей [1, 2]. Однако, проводя сравнительный анализ по количеству систем и секций шин, связывающих их ЛЭП, точек присоединения традиционных электростанций, ИРГ, СНЭЭ и нагрузки показатели могут быть сопоставимыми.

При значительном количестве топологически распределенного электротехнического оборудования (крупные промышленные предприятия с большим количеством цехов и участков) достаточно сложно, а порой и невозможно, организовать полный контроль за режимами работы системы промышленного электроснабжения. Поэтому параметры токов и напряжений в таких системах контролируются не на всех присоединениях распределительных устройств. Как правило, измерительные комплексы (в том числе УСВИ) устанавливаются на вводных и секционных (шиносоединительных) выключателях потребительских подстанций. Помимо измерений в этих же узлах, как правило, организована регистрация осциллограмм токов и напряжений в аварийных режимах. При огра-

ниченном количестве точек измерения параметров токов и напряжений в большинстве случаев применяется механизм псевдоизмерений, когда параметры токов и напряжений в требуемой точке сети получаются расчетным путем с использованием измерений в ближайших узлах, а также статистических данных по режимам и нагрузкам [21].

При проектировании систем промышленного электроснабжения в настоящее время используют агрегированные усредненные данные по режимам и нагрузкам. Разработка новых систем управления для активных систем промышленного электроснабжения требует применения цифровых устройств мониторинга, управления, РЗ и ПА для обеспечения надежного функционирования в их составе ИРГ и СНЭЭ. Необходимо широкое применение средств автоматизации, управления, сетей коммуникации и связи, а также средств цифровой обработки сигналов токов и напряжений. Таким образом, количество точек измерений параметров режима в активных системах промышленного электроснабжения должно кратно увеличиться для обеспечения возможности управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами в реальном масштабе времени.

Использование УСВИ и интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), реализующих функции защиты и управления, на основе УСВИ позволяет оптимально выбрать точки выполнения измерений параметров токов и напряжений в системах промышленного электроснабжения для реализации необходимых алгоритмов управления режимами [12].

Широкое применение УСВИ и ИЭУ на основе УСВИ, а также развертывание сетей коммуникации и связи для сбора информации требует соответствующих финансовых вложений. Известны различные методы математической оптимизации размещения указанных устройств для обеспечения наблюдаемости электрической сети для снижения величины капитальных и эксплуатационных затрат [15]. Учитывая, что системы промышленного электроснабжения, как правило, имеют радиальную топологию, то для обеспечения их наблюдаемости может потребовать большое число точек измерения. Для достижения баланса между затратами и получаемыми эффектами от оснащения систем промышленного электроснабжения УСВИ и ИЭУ целесообразно применение в системах управления интеллектуальных алгоритмов обработки сигналов токов и напряжений.

ВЫВОДЫ

Для организации управления режимами в современных активных системах промышленного электроснабжения требуется обеспечить получение и сбор данных из различных точек электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений и цифровой обработкой сигналов токов и напряжений.

Анализ величин ошибок измерений параметров токов и напряжений свидетельствует о несоответствии требований действующих стандартов по синхронизированным векторным измерениям условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения с источниками распределенной генерации и системами накопления электроэнергии, что не позволяет реализовать автоматическое управление их режимами.

Выбор количества, параметров точности и мест размещение устройств, реализующих синхронизированные векторные измерения, должен осуществляться при проектировании активных систем промышленного электроснабжения на основе результатов имитационного моделирования, с учетом особенностей электрических режимов, а также стоимостных показателей применяемого оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И.* Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. Новосибирск: Наука, 2015. 208 с.
2. *Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н.* Системы электроснабжения: Учеб. пособие. Н. Новгород, изд-во НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2019. 462 с.
3. *Папков Б.В., Куликов А.Л.* Вопросы рыночной электроэнергетики. – Н. Новгород: изд-во ВВАГС, 2005. 282 с.
4. *Куликов А.Л.* Региональный рынок электрической энергии: формирование и развитие. Н. Новгород: изд-во ВВАГС. 2004. 317 с.
5. *Воропай Н.И., Сулов К.В.* Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2–6.
6. *Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А.* Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134–141.
7. *Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А.* Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2–14.
8. *Шарыгин М.В., Куликов А.Л.* Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями. Н. Новгород, изд-во РАНХ и ГС. 2017. 284 с.
9. *Илюшин П.В.* Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: монография. – М.: НТФ “Энергопрогресс”. 2020. 116 с.
10. *Илюшин П.В.* Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12–24.
11. *Рибейро Пауло Ф., Дуке Карлос А., да Силвейра Пауло М., Серкейра Аугусто С.* Обработка сигналов в интеллектуальных сетях энергосистем. М.: ТЕХНОСФЕРА, 2020. 480 с.
12. *Belega D., Macii D., Petri D.* Fast synchrophasor estimation by means of frequency-domain and time domain algorithms // IEEE Trans. Instrum. Meas. 2014. V. 63. № 2. P. 388–401.
13. *СТО 59012820.29.020.011-2016.* Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. М.: АО “СО ЕЭС”. 2016. 37 с.
14. *IEEE Std C37.118.2-2011.* IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
15. *Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С.* Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и УСВИ // Электричество. 2009. № 6. С. 2–9.
16. *Илюшин П.В.* Особенности учета параметров нагрузки при анализе переходных процессов в сетях с объектами распределенной генерации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 6(51). С. 54–60.
17. *Илюшин П.В.* Особенности функционирования устройств автоматической частотной разгрузки в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 3. С. 20–27.
18. *Kezunovic M., Meliopoulos S., Venkatasubramanian V., Vittal V.* Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks. NY: Springer, 2014. 190 p.
19. *Borkowski D., Bien F.* Improvement of Accuracy of Power System Spectral Analysis by Coherent Resampling // IEEE Trans. on power delivery. 2009. V. 24. № 3. July. P. 1004–1013.
20. *Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А.* Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учеб. для вузов. М.: Издательский центр “Академия”. 2010. 223 с.
21. *Гамм А.З.* Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука. 1976. 220 с.

Adjusting the Requirements to the Accuracy of Digital Processing of Current and Voltage Signals in Active Industrial Power Systems

A. L. Kulikov^a, P. V. Ilyushin^{b, *}, G. Y. Vagin^a, and A. A. Sevostyanov^a

^aNizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia

^bEnergy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Integrating distributed generation sources (DGS) is one of the key developments in industrial power systems. This diversifies the operating situations and prevents visual recognition of the operating mode for manual control; as a result, such a system will need automatic real-

time controls. Switching from passive to active industrial power systems requires adjusting the requirements appropriately, including the requirements to communication systems, metering and instrumentation, automation, monitoring, and control. The algorithms that are used by phasor measurement units (PMU) and PMU-based smart devices to estimate current and voltage parameters are of fundamental importance. Active industrial power systems are more demanding with respect to electric power quality and instrumentation accuracy. Calculations herein show that the existing standards and their requirements to current and voltage measurement error in PMUs are not in line with what active DGS-enabled industrial power systems require; the margin of error must be narrower. The paper analyzes how signals are processed digitally when there are short frequency fluctuations in a wide dynamic range, and how distortion factors affect the sinusoidality of currents and voltages.

Keywords: active industrial power systems, measurement error, digital signal processing, phasor measurement units, smart devices, distributed generation sources, relay protection, emergency automation