

## REFERENCES

1. State Standards 18410–73. Power Cables with Impregnated Paper Insulation. Standard Specifications. Moscow, Publishing House of Standards, 1975. 23 p. (in Russian).
2. State Standards 16442–80. Power Cables with Plastic Insulation. Standard Specifications. Moscow: Publishing House of Standards, 2000. 22 p. (in Russian).
3. Korotkevich, M. A., & Oleksyuk, I. V. (2010) Testing of Cables on the Thermal and Dynamic Stability. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 1, 25–32 (in Russian).
4. Pichgina, M. T. (2005) *Powerful Pulsed Power Engineering*. Tomsk: Publishing House of Tomsk Polytechnic University. 98 p. (in Russian).
5. But, D. A., Alievskii, B. L., Miziurin, S. R., & Vasiukevich, P. V. (1991) *Energy Storage Devices*. Moscow, Energoatomizdat. 400 p. (in Russian).
6. Kuznetsov, V., Pan'kina, O., Machkovskaia, N., Shuvalov, E., & Vostrikov, I. (2005) Electric Double Layer Capacitors (Ultracapacitors): Development and Production. *Komponenty i tekhnologii* [Components and Technologies], № 6. Available at: [http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005\\_6\\_12.php](http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005_6_12.php) (Accessed 28.12.2014).
7. Maxwell Technologies. Application Note. Boostcap Ultracapacitor. Cell Sizing. Document No 10073627, Rev 3. Available at: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3\\_how\\_to\\_determine\\_the\\_appropriate\\_size.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3_how_to_determine_the_appropriate_size.pdf). (Accessed 20 December 2014).
8. Maxwell Technologies. Product Comparison Matrix [Digital Resource]. Available at: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell\\_technologies\\_product\\_comparison\\_matrix.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell_technologies_product_comparison_matrix.pdf). (Accessed 20 December 2014).
9. State Standards 13781.0–86. Boxes for Power Cables with Voltage Up to and Including 35 kV. Moscow, Publishing House of Standards, 1986. 18 p. (in Russian).
10. Technical Specifications of the Republic of Belarus 500030832.001–2000. Heat-shrinkable Boxes for Power Cables for a Voltage of 10 kV. Minsk: Belarusian State Polytechnic Academy, 2000. 25 p. (in Russian).

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 29.10.2014

УДК 621.316.13; 621.316.06

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ УЧАСТКОВ СЕТИ SMART GRID 0,4 кВ

Докт. техн. наук, проф. СИВОКОБЫЛЕНКО В. Ф.<sup>1)</sup>,  
кандидаты техн. наук, доценты НИКИФОРОВ А. П.<sup>1)</sup>, БУРЛАКА В. В.<sup>2)</sup>,  
ПОДНЕБЕННАЯ С. К.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Донецкий национальный технический университет,

<sup>2)</sup>Приазовский государственный технический университет

E-mail: vburlaka@rambler.ru

Проанализированы методы, влияющие на режим автономной работы участков сети с распределенными источниками электроэнергии (распределенной генерацией), подключение которых к энергосистеме осуществляется посредством специальных распределенных инверторов. Выявлены причины, по которым автономная работа является нежелательной; рассмотрены последствия автономно-несинхронной работы участков сети при изоляции. Эти проблемы характерны для современных электрических распределительных сетей Smart Grid. Для выявления изолированного режима использовали пассивные и активные методы. Пассивные методы – это только наблюдение за напряжением и/или частотой в точке общего присоединения, и если измеряемые величины

выходят за установленные пределы, инвертор отключается. Несмотря на свою простоту, пассивные методы не могут обеспечить выявление изолированного режима, особенно в тех случаях, когда количество распределенной выработки электроэнергии равняется нагрузке потенциально изолированного участка сети. Активные методы предполагают воздействие со стороны инвертора на сеть с тем, чтобы выявить отклонение от нормальных параметров режима в точке общего присоединения. Такие методы помогают лучше выявлять изолированный режим, но их использование снижает качество работы энергосистемы.

Отмечено, что распознавание режима автономной работы участков сети, по существу без нулевой зоны необнаружения, возможно только с использованием эффективных антиизолирующих схем, таких как подключение к отключенному сегменту сети батареи конденсаторов. При необходимости обеспечения повышенной живучести и бесперебойности электроснабжения рекомендуется предусматривать в инверторах для источников распределенной генерации блокировку функции обнаружения автономной работы.

**Ключевые слова:** интеллектуальная сеть Smart Grid, распределенная генерация, фотоэлектрические системы, ветровая энергетика, режим изолированной работы.

Ил. 3. Библиогр.: 11 назв.

## ANALYSIS OF THE 0,4 kV SMART GRID ISLANDING PREVENTION METHODS

SIVOKOBYLENKO V. F.<sup>1)</sup>, NIKIFOROV A. P.<sup>1)</sup>, BURLAKA V. V.<sup>2)</sup>,  
PODNEBENNAYA S. K.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Donetsk National Technical University,

<sup>2)</sup>Priazovsk State Technical University

The article analyzes the methods affecting autonomous operation regimes of the power-grid sections with distributed electric-power sources (distributed generation) whose connection to the electric-power grid is realized by means of special distributed generation inverters. The authors evidenciate the reasons for which autonomous operation is undesirable; examine consequences of the autonomous asynchronous operation of the grid-sections during islanding. These problems are innate for the modern Smart Grid networks. Islanding detection methods include passive and active ones. The passive methods rely only on observation of the voltage and/or frequency at the point of common coupling (PCC) disconnecting the inverter if the measured values are outside the specified limits. Despite their simplicity, passive methods cannot assure reliable islanding detection, especially in the cases when distributed generation power equals the power of loads in the potential grid-island. The active methods assume the inverter affecting the grid with the view of detecting deviation from the standard regime parameters in the PCC. Although these methods have much better islanding detection ability, their utilization reduces the power-grid operation quality.

The paper holds that the grid-sections autonomous regime detection without virtually no failure-to-detect zone is only possible with employment of effective anti-islanding schemes such as connecting capacitor batteries to the disconnected power-grid sector. If appropriate providing enhanced survivability and continuity of power supply, the authors recommend providing islanding detection lock option in the inverters of the distributed generation sources.

**Keywords:** intellectual network Smart Grid, distributed generation, photovoltaic systems, wind power engineering, islanding regime.

Fig. 3. Ref.: 11 titles.

Концепция «интеллектуальных сетей» Smart Grid предполагает использование в энергосистеме распределенных источников электроэнергии. В качестве последних выступают ветрогенераторы, солнечные батареи и т. п., подключение которых к энергосистеме осуществляется с использованием специальных инверторов. Таким образом, помимо основных источников электроэнергии имеет место так называемая распределенная генерация (РГ) (distributed generation). Работа энергосистемы с источниками РГ предполагает изменение принципов работы релейной защиты и автомати-

ки, поскольку распределение энергии неоднозначно и меняется в зависимости от включения или отключения источников РГ. При этом в энергосистеме с РГ есть проблема выявления и ликвидации режимов автономной работы участков сети (АРУС) (islanding), когда при отключении участка сети Smart Grid от основного источника (энергосистемы) его питание обеспечивается за счет источников РГ этого участка [1].

Рассмотрим влияние режимов АРУС на живучесть сети, при этом под живучестью будем понимать обеспечение бесперебойности питания потребителей электроэнергией приемлемого качества при различных режимах эксплуатации сети, отказах оборудования, повреждениях изоляции и др. Из определения следует, что режим автономной работы участков Smart Grid сети является необходимым и важным режимом работы сети и желателен для повышения ее живучести. Однако несмотря на это, в определенных смысловых ситуациях, рассмотренных далее в статье, основные недостатки, присущие режиму АРУС, приводят к ухудшению живучести сети. Нумерация смысловых ситуаций продолжается исходя из [2].

*Смысловая ситуация 4.* При отключении участка сети Smart Grid от энергосистемы, например, устройствами релейной защиты вследствие короткого замыкания (КЗ), питание поврежденного участка осуществляется от источника РГ этого участка. Таким образом, происходит подпитка точки КЗ токами, многократно превышающими рабочие, что ведет к повреждению электрооборудования и дальнейшему распространению аварии.

*Смысловая ситуация 5.* При проведении ремонтных работ (плановых или аварийных) участок сети Smart Grid, отключенный от энергосистемы, продолжает получать питание от источников РГ, находящихся в этом участке, вследствие чего появляется опасность поражения электрическим током людей, проводящих работы.

*Смысловая ситуация 6.* При отключении участка сети Smart Grid от энергосистемы, например вследствие природных явлений и процессов, возможно нарушение нормальной работы электроприемников участка сети Smart Grid [1].

Описанные смысловые ситуации обуславливают необходимость выявления режима АРУС сети Smart Grid, сложность определения которого также является одним из факторов, ухудшающих живучесть сети. Необходимо заметить, что отключение инверторов РГ при АРУС вступает в противоречие с требованием обеспечения бесперебойного питания. Тем не менее на уровне стандартов IEEE Std. 929–2000, UL 1741, IEC 62116 введено требование к инверторам РГ отключаться от сети при возникновении режима АРУС либо при существенном отклонении напряжения/частоты сети от номинальных значений.

**Обзор методов АРУС.** На сегодняшний день существуют два основных подхода к выявлению АРУС [1]:

- мониторинг процессов, протекающих в инверторе РГ;
- мониторинг процессов со стороны энергосистемы.

Первый подход может быть осуществлен пассивными или активными методами. К пассивным методам относятся [1]:

- мониторинг повышения/понижения напряжения;
- мониторинг повышения/понижения частоты;
- выявление скачкообразного изменения фазы напряжения;

- мониторинг изменения спектрального состава напряжения/тока.

К активным относятся методы, связанные с анализом процессов в инверторе [1]:

- измерение сопротивления на частоте сети;
- измерение сопротивления на частоте, отличной от частоты сети;
- выявление сдвига частоты и/или напряжения;
- активное смещение частоты/напряжения с положительной обратной связью;
- изменение активной/реактивной мощности инвертора РГ.

Методы, в основе которых лежит мониторинг процессов при воздействии со стороны энергосистемы [1], следующие:

- введение добавочного сопротивления (impedance insertion);
- передача данных о коммутациях по силовой сети (PLCC – Power Line Carrier Communication);
- использование SCADA-систем (централизация управления).

Пассивные методы, основанные на мониторинге процессов, протекающих в инверторе, базируются на определении отклонения от нормального напряжения в точке общего присоединения (ТОП) инвертора и энергосистемы. Активные методы, связанные с анализом процессов в инверторе, предполагают воздействие со стороны инвертора на сеть с тем, чтобы в случае АРУС выявить отклонение от нормальных параметров режима в ТОП инвертора с сетью. Активные методы, основанные на анализе процессов со стороны энергосистемы, также предполагают исследование изменения режима в ТОП, но при воздействии со стороны энергосистемы. Известны и пассивные методы, базирующиеся на отслеживании изменения режима в ТОП со стороны энергосистемы, однако они применимы только при соизмеримых мощностях энергосистемы и источников РГ. Общий недостаток активных методов определения АРУС в системах с несколькими источниками РГ – вероятность их взаимного влияния, что может привести к отказам обнаружения режима АРУС и снизить живучесть сети Smart Grid.

Рассмотрим более подробно пассивные методы: принцип действия, достоинства, недостатки и величину (и характер) зоны неопределения (ЗН, NDZ – Not Detection Zone) АРУС. Упрощенная схема сети Smart Grid, состоящая из энергосистемы, источника (источников) РГ и эквивалентной нагрузки, приведена на рис. 1. Предположим, что энергосистема является системой бесконечной мощности, что даст возможность считать ее полное сопротивление равным нулю. Представим эквивалентную нагрузку в виде параллельно соединенных элементов  $R$ ,  $L$ ,  $C$  как наиболее сложный случай при выявлении АРУС. Инверторы для источников РГ в подавляющем большинстве имеют токовый выход [1], поэтому на схеме замещения их можно представлять источниками тока.

Методы, основанные на исследовании повышения/понижения напряжения или частоты, относятся к пассивным методам, так как они не предполагают дополнительных воздействий на систему [3–5]. Все инверторы систем РГ оснащены защитой от повышения/понижения напряжения и частоты в ТОП. Для пояснения работы этих защит обратимся к балансу активной и реактивной мощностей в ТОП. Уравнения баланса выглядят следующим образом (рис. 1):

$$\begin{aligned}\Delta P &= P_n - P_{\text{PГ}}; \\ \Delta Q &= Q_n - Q_{\text{PГ}},\end{aligned}\quad (1)$$

где  $P_{\text{PГ}} + jQ_{\text{PГ}}$  – мощность, отдаваемая в сеть источником PГ в ТОП;  $P_n + jQ_n$  – то же нагрузки.

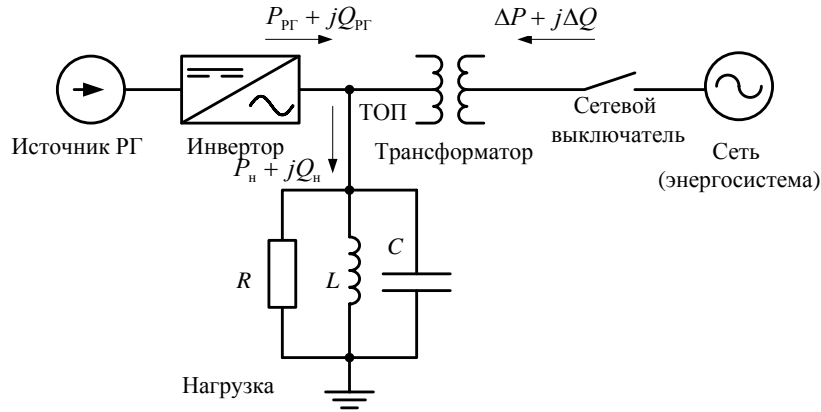


Рис. 1. Упрощенная схема сети Smart Grid

При единичном коэффициенте мощности инвертора источника PГ  $Q_{\text{PГ}} = 0$ , а  $\Delta Q = Q_n$ . Поведение Smart Grid при отключенном выключателе будет определяться величинами  $\Delta P$  и  $\Delta Q$ . Если  $\Delta P \neq 0$ , напряжение в ТОП изменится и сработает защита от повышения/понижения напряжения. Если  $\Delta Q \neq 0$ , то начнет изменяться фаза напряжения в ТОП и система управления инвертором изменит частоту выходного тока. В результате этого сработает защита от повышения/понижения частоты [3, 4].

Все инверторы, обеспечивающие подключение источников PГ к энергосистеме, должны иметь различную степень защиты от повышения/понижения напряжения или частоты. Поэтому если либо активные мощности нагрузки и источника PГ несоизмеримы, либо резонансная частота нагрузки не находится вблизи частоты сети, в большинстве случаев АРУС не происходит. К недостаткам метода относится то, что время выявления АРУС изменяется и порой непредсказуемо. Кроме того, данный метод обладает достаточно большой ЗН АРУС (рис. 2).

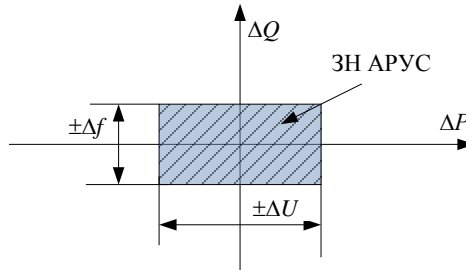


Рис. 2. Зона неопределения АРУС при изменении напряжения и частоты

Если  $\Delta P = \Delta Q = 0$ , то при отключении энергосистемы изменение напряжения или частоты в ТОП может быть недостаточным для срабатыва-

ния защит соответствующих инверторов источников РГ. Это относится к случаям, когда мощность, генерируемая источниками РГ, соизмерима с мощностью, потребляемой нагрузкой, а также при единичном коэффициенте мощности нагрузки на частоте сети. Следует также отметить, что поскольку напряжение и частота сети обычно несколько отличаются от номинальных, установка малых порогов срабатывания защиты от повышения/понижения напряжения или частоты может привести к ложным срабатываниям [6–9].

Методы, основанные на выявлении скачкообразного изменения фазы, базируются на отслеживании появления разницы между фазой выходного тока инвертора и фазой напряжения на нем. Это реализуется следующим образом.

В нормальном режиме работы выходной ток инвертора синхронизирован по фазе с напряжением сети в моменты перехода через ноль с помощью петли фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [1]. Для инверторов с токовым выходом при отключенной энергосистеме напряжение в ТОП не имеет жесткой «привязки» к напряжению сети. Выходной ток инвертора определяется петлей ФАПЧ и имеет синусоидальную форму. Синхронизация выполняется в моменты перехода через ноль, в остальное время инвертор работает без обратной связи. Непосредственно после отключения энергосистемы напряжение в ТОП изменяется, а ток, сформированный инвертором, синхронизирован с напряжением в ТОП до отключения. Появляются фазовый скачок, как показано на рис. 3, и соответственно фазовая ошибка. Если фазовая ошибка превышает пороговое значение, инвертор отключается.

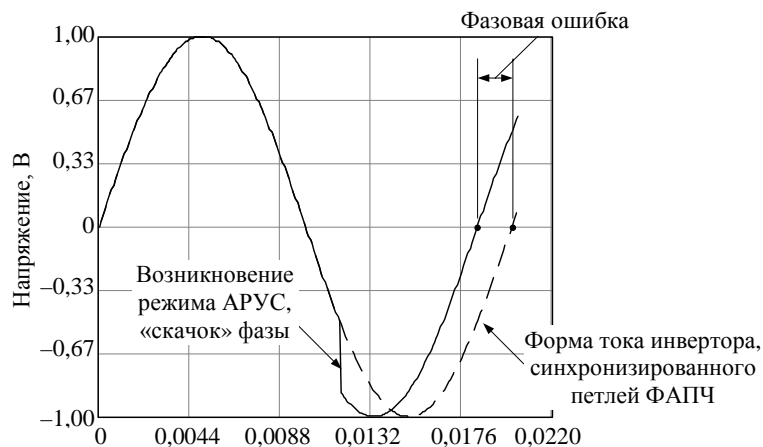


Рис. 3. Появление фазового «скачка» при возникновении режима АРУС

Основным достоинством данного метода является его простота реализации, поскольку в подавляющем большинстве инверторов с токовым выходом выходной ток синхронизируется с напряжением в ТОП с помощью петли ФАПЧ. Достаточно добавить возможность отключения инвертора при превышении фазовой ошибкой порогового значения. Так как метод относится к пассивным, он не оказывает влияния на качество работы инвертора и всей энергосистемы. Кроме того, метод может быть эффективно использован при определении АРУС с несколькими источниками РГ.

Основным недостатком описанного метода является сложность определения пороговых значений фазовой ошибки, поскольку при наличии не-

которых видов нагрузок, например двигателей, в пусковых режимах также будет наблюдаться появление фазовой ошибки, что может привести к ложным отключениям инвертора [1]. Если фазовый угол нагрузки равен нулю на частоте сети, отключение энергосистемы не приведет к появлению фазовой ошибки, что определяет ЗН АРУС. Зона неопределения АРУС может быть уменьшена, если обеспечить неединичный коэффициент мощности инвертора. Однако это приведет к его удорожанию и смещению ЗН АРУС.

При использовании мониторинга спектрального состава напряжения осуществляются мониторинг коэффициента несинусоидальности напряжения ( $THD_U$ ) в ТОП и отключение инвертора при превышении  $THD_U$  порогового значения. В нормальном режиме энергосистема, представляющая собой «жесткий» источник напряжения, обеспечивает в ТОП напряжение с низким уровнем высших гармоник. Токи высших гармоник, генерируемые инвертором, при включенной энергосистеме потекут в низкоимпедансную сеть и, учитывая их низкий уровень и практически нулевое сопротивление сети, вызовут незначительное искажение напряжения в ТОП [1, 3].

При отключении энергосистемы и возникновении режима АРУС уровень высших гармоник напряжения в ТОП может вырасти по двум причинам. Первой причиной является работа непосредственно самого инвертора. Так как при отключенной энергосистеме токи высших гармоник, сгенерированные инвертором, потекут в нагрузку, которая имеет больший импеданс по сравнению с сетью, они увеличат  $THD_U$  в ТОП. Таким образом, повышение уровня высших гармоник в ТОП может свидетельствовать о возникновении режима АРУС. Второй причиной появления высших гармоник в напряжении в ТОП может быть трансформатор (рис. 1), который представляет собой нелинейную нагрузку и при отключении выключателя со стороны энергосистемы может обеспечивать увеличение уровня высших гармоник напряжения в ТОП из-за нелинейности вебер-амперной характеристики [1]. Теоретически данный метод позволяет однозначно определить АРУС, однако на практике он оказывается неэффективным, поскольку в спектре напряжения сети уже присутствуют высшие гармоники. Основную сложность метода составляет правильный выбор пороговых значений определения АРУС во избежание ложных срабатываний при отключении инвертора. Пороговое значение коэффициента несинусоидальности должно быть больше, чем коэффициент несинусоидальности напряжения сети в нормальном режиме, и меньше коэффициента несинусоидальности напряжения в ТОП при АРУС. Кроме того, эффективность метода значительно снижается, если инвертор источника РГ имеет низкий уровень гармоник выходного тока [1, 3].

Большой интерес представляют методы активного смещения частоты/напряжения с положительной обратной связью [10, 11]. Выходная частота (или напряжение) инвертора устанавливается таким образом, чтобы усилить отклонение от номинала. Например, частота напряжения в ТОП составляет 49,8 Гц, а выходной ток инвертора формируется с частотой 49,7 Гц, т. е. инвертор пытается «отклонить» частоту от номинальной 50,0 Гц. В случае повышения частоты напряжения в ТОП инвертор будет формировать ток с еще большей частотой. При этом синхронизация

с напряжением производится, как было сказано ранее, при переходах его через нуль, что предотвращает возникновение биений.

Подобный способ применим и к напряжению, т. е. выходной ток инвертора РГ корректируется в зависимости от отклонения напряжения в ТОП от номинала. При уменьшении напряжения ток снижается, при повышении – увеличивается, т. е. также использован принцип положительной обратной связи. При включенной энергосистеме частота и/или напряжение в ТОП не могут быть существенно изменены за счет инвертора РГ. При отключении же ситуация изменяется и работа системы активного смещения частоты/напряжения приводит к срабатыванию защиты от повышения/понижения частоты или защиты от повышения/понижения напряжения.

**Полученные результаты.** Несмотря на достоинства всех вышеперечисленных методов, нулевой ЗН АРУС не обладает ни один из них. Кроме того, нормируется (ограничивается) также и время, которое есть у инвертора РГ для распознавания режима АРУС. Обеспечение надежного предотвращения АРУС возможно при обеспечении взаимодействия с энергосистемой. Так, можно через некоторое время после отключения энергосистемы подключить к отключенному сегменту сети батарею конденсаторов (Impedance insertion [1]). АРУС будет выявлена либо сразу после отключения, либо после включения конденсаторов из-за скачкообразного снижения резонансной частоты системы. Также информация о предстоящем отключении может быть передана инверторам РГ непосредственно через силовую сеть. Это тоже полностью устраняет возможность возникновения режима АРУС.

## ВЫВОДЫ

1. Показаны влияние режимов автономной работы участков сети на живучесть сети Smart Grid и недопустимость таких режимов. Проведен анализ методов выявления и предотвращения режимов автономной работы участков сети.

2. Гарантированное устранение режимов автономной работы участков сети невозможно без взаимодействия с энергосистемой.

3. При необходимости обеспечить повышенную живучесть сети и бесперебойность электроснабжения целесообразно предусмотреть в инверторах для источников распределенной генерации соответствующие блокировки, позволяющие работать в автономном режиме.

## ЛИТЕРАТУРА

1. B o w e r, W. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems / W. Bower, M. Ropp; Sandia National Laboratories, Operated for the United States Department of Energy by Sandia Corporation. – USA, 2002. – 60 p.

2. П о в ы ш е н и е живучести комплекса электротехнического оборудования участков сети Smart Grid на основе применения активных фильтров / В. Ф. Сивокобыленко [и др.] // Наукові праці Донецького нац. техн. ун-ту. Сер. Електротехніка і енергетика. – 2014. – № 1 (16). – С. 198–205.

3. R o p p, M. Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems: Ph.D. Dissertation. – Atlanta, Georgia Institute of Technology, 1998.

4. R o p p, M. E. Determining the Relative Effectiveness of Islanding Prevention Techniques Using Phase Criteria and Non-Detection Zones / M. E. Ropp [and others] // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2000. – Vol. 15, No 3. – P. 290–296.

5. M a h a t, P. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation / P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen // 3<sup>rd</sup> International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008. – Nanjing; China, 2008. – P. 2743–2748.



6. D e t e r m i n i n g the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-connected PV Systems / M. Begovic [et al.] // Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Congress Center, Vienna, Austria, 6–10 July 1998. – Vienna, 1998. – P. 2519–2524.
7. K o b a y a s h i, H. Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems / H. Kobayashi, K. Takigawa // Proceedings of the First IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 1994. – Vol. 1. – P. 1085–1088.
8. I E E E Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, Sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics, IEEE Std. 929–2000, Published by the IEEE. – New York, NY, 2000.
9. A n a l y s i s of Active Islanding Detection Methods for Grid-Connected Microinverters for Renewable Energy Processing / C. L. Trujillo [et al.] // Applied Energy. – 2010. – No 87 (11). – P. 3591–3605.
10. L o p e s, L. A. C. Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods / L. A. C. Lopes, H. Sun // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2006. – No 21 (1). – P. 171–180.
11. L i u, F. Analysis and Optimization of Active Frequency Drift Islanding Detection Method / F. Liu, Y. Kang, S. Duan // Proc. of the 22<sup>nd</sup> Annual IEEE Applied Power Electronics Conference APEC 2007. – United States, 2007. – P. 1379–1384.

#### R E F E R E N C E S

1. B o w e r, W., & Ropp, M. (2002) Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems. Doi: 10.2172/806700.
2. S i v o k o b i l e n k o, V. F. [and others] (2014) Enhancement of Electro-Technical Equipment Complex Survivability of Smart Grid Islands on the Base of Active Front Ends Using. *Naukovi Pratsi Donets'kogo Nats. Tekhnical Universitu. Series Elektrotekhnika i Energetika* [Scientific Works of Donetsk National Technical University. Series Electrical and Power Engineering], No 1 (16), 198–205 (in Russian).
3. R o p p, M. Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems, Ph.D. Dissertation, Georgia Institute of Technology. – Atlanta, GA, 1998.
4. R o p p, M. E., Begovic, M., Rohatgi, A., Kern, G. A., Bonn Sr., R. H., & Gonzalez, S. (2000) Determining the Relative Effectiveness of Islanding Prevention Techniques Using Phase Criteria and Non-Detection Zones. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 15 (3), 290–296. Doi: 10.1109/60.875495.
5. M a h a t, P., Chen, Z., & Bak-Jensen, B. (2008) Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. *3<sup>rd</sup> International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008*, Article Number 4523877, 2743–2748. Doi: 10.1109/DRPT.2008.4523877.
6. B e g o v i c, M., Ropp, M. E., Rohatgi, A., & Pregelj, A. (1998) Determining the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-Connected PV Systems. *Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*. Congress Center, Vienna, Austria. – P. 2519–2524.
7. K o b a y a s h i, H., & Takigawa, K. (1994) Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems. *Proceedings of the First IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vol. 1*, 1085–1088. Doi: 10.1109/WCPEC.1994.520150.
8. *IEEE 929–2000 Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. Sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics. Published by the IEEE, New York, 2000.
9. T r u j i l l o, C. L., Velasco, D., Figueres, E., & Garcerá, G. (2010) Analysis of Active Islanding Detection Methods for Grid-Connected Microinverters for Renewable Energy Processing. *Applied Energy*, 87 (11), 3591–3605. Doi: 10.1016/j.apenergy.2010.05.014.
10. L o p e s, L. A. C., & Sun, H. (2006) *Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 21 (1), 171–180. Doi: 10.1109/TEC.2005.859981.
11. L i u, F., Kang, Y., & Duan, S. (2007) Analysis and Optimization of Active Frequency Drift Islanding Detection Method. *Proc. of the 22<sup>nd</sup> Annual IEEE Applied Power Electronics Conference APEC 2007*, 1379–1384. Doi: 10.1109/APEX.2007.357696.

Представлена кафедрой электрификации  
промышленных предприятий ПГТУ

Поступила 24.12.2014