



## СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## SOLAR ENERGY

СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

SOLAR POWER PLANTS

Статья поступила в редакцию 15.11.18. Ред. рег. № 2688

The article has entered in publishing office 15.11.18. Ed. reg. No. 2688

УДК 620.91: 621.313.1

**АНАЛИЗ МОНИТОРИНГОВЫХ ДАННЫХ О РАБОТЕ  
PV-ИНВЕРТОРОВ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ  
К РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ\*****А.Ю. Гаевский<sup>1,2</sup>, В.В. Бодняк<sup>2</sup>, А.Н. Гаевская<sup>1</sup>**<sup>1</sup>НТУУ «Киевский политехнический институт имени Игора Сикорского»

д. 37, пр. Победы, Киев, 03056 Украина

тел./факс: +380(44)204-81-91; e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

<sup>2</sup>Институт возобновляемой энергетики НАН Украины

д. 20а, ул. Гната Хоткевича, Киев, 02094 Украина

тел./факс: +380(44)206-28-09; e-mail: Vasyl.bodniak@gmail.com

doi: 10.15518/isjaee.2018.31-36.012-022

Заключение совета рецензентов: 22.11.18 Заключение совета экспертов: 29.11.18 Принято к публикации: 06.12.18

В статье рассмотрены проблемы работы фотоэлектрических станций (ФЭС) в распределительной сети (РС), а именно, влияние генерации ФЭС на узловые напряжения и устойчивость сети, а также имеющие место на практике отключения инверторов от сети во избежание перенапряжений. Инвертор ФЭС, работающий в составе РС, рассматривается в рамках редуцированной двухузловой схемы замещения. Один узел этой схемы описывает инвертор, выход которого через соединительную линию подключен к повышающему трансформатору, то есть ко второму узлу модели, представляющему эквивалент РС. Редуцированная двухузловая схема, в отличие от многоузловых схем, имеет точные решения для потоков мощности между ФЭС и сетью. Эта модель позволяет в аналитическом виде определить область устойчивости по напряжению, условия отсоединения от сети (островкования), зависимости узловых напряжений от соотношения уровней генерации и потребления. На основе указанной модели проанализированы экспериментальные данные поминутного мониторинга мощности и выходных напряжений трехфазных инверторов Growatt мощностью 30 кВт, соединенных с узлом подключения к распределительной сети (трансформатором) относительно коротким отрезком линии. Подобная схема подключения типична для частных и небольших промышленных фотоэлектрических систем. Устойчивая работа ФЭС в сети зависит от соотношения уровней генерации и потребления в узле на стороне станции, а также от пропускной способности соединительной линии. При анализе перенапряжения в узле ФЭС в случае большого уровня солнечной радиации следует учитывать ограниченные возможности инверторов по уменьшению выходной мощности переменного тока за счет изменения положения рабочей точки инвертора. В статье выполнены оптимизационные расчеты для определения параметров, характеризующих инвертор и пропускную способность линии. Разработанный метод анализа мониторинговых данных современных инверторов может быть полезным инструментом при решении задач диагностики оборудования ФЭС, а также при прогнозировании объема электроэнергии, выдаваемой в сеть.

\* Гаевский А.Ю., Бодняк В.В., Гаевская А.Н. Анализ мониторинговых данных о работе PV-инверторов, подключенных к распределительной сети // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2018;31-36:12-22.



Ключевые слова: фотоэлектрическая станция; распределенная генерация; распределительная сеть; инвертор; КПД инвертора; двухузловая схема; условия устойчивости по напряжению.

## ANALYSIS OF MONITORING DATA ON THE OPERATION OF PV-INVERTERS CONNECTED TO DISTRIBUTION NETWORK

A. Gaevskii<sup>1,2</sup>, V. Bodnyak<sup>2</sup>, A. Gaevskaya<sup>1</sup>

<sup>1</sup>NTUU "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"  
37 Peremogy Av., Kyiv, 3703056, Ukraine

tel/fax: +38044 204 81 91, e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

<sup>2</sup>Renewable Energy Institute, NAS of Ukraine

20a Gnat Khotkevich Str., Kyiv, 02094, Ukraine

tel/fax: +380 44 206 28 09

doi: 10.15518/isjaee.2018.31-36.012-022

Referred 22 November 2018 Received in revised form 29 November 2018 Accepted 6 December 2018



The article deals with the problems of the PV plants operation in the low voltage network (LVN), namely the influence of PV generation on bus voltages and stability of network, as well as disconnecting the inverters from network in order to avoid overvoltages. The operating of PV inverter tied to LVN is considered on the framework of the reduced two-bus equivalent circuit. One bus of this circuit describes the inverter which is connected to the step-up transformer via short line and second one is the equivalent representation of LVN. The reduced two-bus circuit in contrast to the multi-bus schemes has exact solutions for power flows between PV plant and network. The analytical solutions obtained for this model allows us to determine the voltage stability region, the disconnecting conditions from the network (islanding), the dependence of the bus voltages on the levels of generation and load. On the base of this model, the monitoring data for power and output voltages of three-phase Growatt 30 kW inverter were analyzed. The inverter is tied to LVN by a relatively short line segment with known parameters which is typical for private and small industrial photovoltaic systems. The stable operation of PV plant in the network depends on the ratio of generation and consumption levels at the bus on the plant side, as well as on the capacity of the connecting line. Under analyzing of an overvoltage in the inverter bus appearing due to large solar radiation, one should take into account the limited inverter's possibility to reduce the output power by changing the operating point on the curve "voltage-power". The article performs the optimization calculations which determine the parameters characterizing the inverter and line capacity. The developed method for analyzing monitoring data of modern inverters can be a useful tool in solving problems of PV plant equipment diagnostics, as well as of predicting the electricity amount supplied to the network.

Keywords: PV plants; distributed generation; distribution network; PV inverter; inverter efficiency; two-bus circuit; voltage stability conditions.



Александр Юльевич  
Гаевский  
Alexander Gaevskii

**Сведения об авторе:** д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры возобновляемых источников энергии факультета электроэнерготехники и автоматики НТУУ «Киевский политехнический институт им. Игоря Сикорского».

**Образование:** Киевский политехнический институт (1975 г.).

**Область научных интересов:** возобновляемая энергетика; фотоэнергетика; физика твердого тела; компьютерное моделирование.

**Публикации:** 125.  
h-index: 7; ORCID: 0000-0001-6144-2441  
<https://scholar.google.com.ua/citations?user=IUr5UlkAA>  
AAJ&hl=ru

**Information about the author:** D.Sc. in Physics and Mathematics, Professor at the Department of Renewable Energy Sources of Electric Power Engineering and Automatics Faculty, Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute.

**Education:** Kyiv Polytechnic Institute, 1975.

**Research interests:** renewable energy; PV plants; solid state physics; computer simulation.

**Publications:** 125.





Васи́лий Влади́мирович  
Бодняк  
Vasyli Bodnyak

**Сведения об авторе:** аспирант Института возобновляемой энергетике НАН Украины

**Образование:** НТУУ «Киевский политехнический институт им. Игоря Сикорского».

**Область научных интересов:** возобновляемая энергетика; проектирование и инсталляция солнечных станций.

**Публикации:** 5.

**Information about the author:** Graduate Student at Renewable Energy Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine.

**Education:** Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute.

**Research interests:** renewable energy; designing and installation of PV plants.

**Publications:** 5.



Анна Николаевна  
Гаевская  
Anna Gaevskaya

**Сведения об авторе:** старший преподаватель кафедры «Электрические станции» факультета электроэнерготехники и автоматики НТУУ «Киевский политехнический институт им. Игоря Сикорского».

**Образование:** Киевский политехнический институт (1977 г.).

**Область научных интересов:** электрические станции; компьютерное моделирование.

**Публикации:** 16.  
ORCID: 0000-0001-7760-6789

**Information about the author:** Senior Lecturer, Department of Electric Power Stations of Electric Power Engineering and Automatics Faculty, Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute.

**Education:** Kyiv Polytechnic Institute, 1977.

**Research interests:** power plants; computer simulation.

**Publications:** 16.

## 1. Введение

В последние годы во многих странах наблюдается значительный рост количества небольших фотоэлектрических станций (ФЭС) мощностью несколько десятков киловатт. Такие ФЭС подключаются к распределительным сетям и позволяют, помимо продажи электроэнергии, решать проблемы электроснабжения локальных потребителей и уменьшать потери на передачу электроэнергии, поскольку источники распределенной генерации расположены близко к нагрузкам. Распределенная генерация (РГ) дает возможность уменьшить пики нагрузки, наблюдаемые в распределительных сетях, а также снизить потребность в дополнительной пропускной способности линий. ФЭС могут также работать независимо от основной сети в режиме «островкования» (англ. islanding), когда компонент РГ продолжает снабжать электроэнергией локального потребителя в отсутствие электрической мощности, поступающей из сети [1, 2]. Это делает распределенную генерацию неопределимой для критически важных нагрузок, которые не приспособлены к перебоям в электроснабжении от основной сети.

В настоящее время степень проникновения РГ в энергосистемы можно считать относительно низкой, поэтому существующие стандарты не требуют, чтобы РГ принимала участие в управлении напряжением и частотой. Таким образом, источники РГ, как правило, отключаются во время переходных процессов по напряжению и частоте и снова подключаются при восстановлении нормальных рабочих условий.

Основным критерием, по которому происходит отключение инверторов ФЭС, является выход за пределы допустимых напряжения и частоты. Согласно большинству стандартов (см., например, [3, 4]) допустимыми являются отклонения напряжения  $\pm 10\%$  и частоты  $\pm 1$  Гц от номинальных значений.

Чрезвычайно важным вопросам стабилизации и регулирования узловых напряжений сети при подключении ФЭС посвящено множество украинских и зарубежных работ [5–10]. Одним из возможных направлений решения проблемы стабилизации узловых напряжений является объединение компонентов РГ линиями распределительной сети в так называемую микросеть, которая является примером новой технологии распределения электроэнергии, обеспечивающей безопасную и эффективную поставку мощности множеству пользователей [11–13].

В связи с увеличением доли РГ в распределительных сетях становятся актуальными методы, позволяющие упростить сложные сети и получить компактные эквивалентные схемы замещения [14, 15]. В данной работе используется упрощенная модель, описывающая взаимодействие фотоэлектрической системы с сетью. Распределительная сеть, включающая обычно от десятков до сотен узлов и соответствующих отрезков соединительных линий, редуцируется до одного узла – эквивалентного трансформатора и реальной передающей линии, которая соединяет его с инвертором ФЭС или с повышающим трансформатором, к которому непосредственно подключен инвертор. В результате моделирование ФЭС в составе распределительной сети вы-



полняется с помощью двухузловой схемы, которая имеет аналитические решения для потоков мощности и узловых напряжений. Авторы данной статьи в рамках двухузловой модели проанализировали мониторинговые данные работы ФЭС установочной мощностью 30 кВт в составе распределительной сети и определили параметры эквивалентного узла подключения к сети. Выполнен регрессионный анализ

для зависимостей узловых напряжений и КПД инвертора соответственно от выходной и входной мощности инвертора. Впервые показано, как получить характеристики узла подключения инвертора и узла входа в распределительную сеть на основе ограниченного набора мониторинговых данных инвертора и параметров отрезка соединительной линии между ФЭС и ТП.

<b>Список обозначений</b>	
<i>Буквы греческого алфавита</i>	
$\delta$	Фазовый угол напряжения $V_2$ , рад
$\varphi$	Угол мощности, рад
$\eta$	КПД инвертора
$\theta$	Угол импеданса соединительной линии, рад
<i>Буквы латинского алфавита</i>	
$I$	Сила тока в линии, А
$k$	Коэффициент мощности нагрузки в узле 2
$P_{AC}$	Суммарная выходная мощность на трех фазах инвертора, кВт, о.е.
$P_2, P_L$	Активные составляющие выдаваемой и потребляемой мощностей, кВт, о.е.
$P_i$	Выходная мощность инвертора, кВт, о.е.
$Q_2, Q_L$	Реактивные составляющие выдаваемой и потребляемой мощностей, кВА, о.е.
$R$	Активное сопротивление линии, Ом
$S_1, S_2$	Мощности, поступающие в узлы 1, 2, кВА, о.е.
$S_1^+, S_1^-$	Мощность потребления и энергоснабжения узла 1 со стороны соединительной линии, кВА, о.е.
$V_1, V_2$	Напряжения в узлах 1, 2, кВ, о.е.
$v_{AC}$	Среднее межфазное напряжение, кВ, о.е.
$v_{10}$	Амплитуда напряжения в узле 1 в отсутствие поступления энергии от инвертора, кВ, о.е.
$X$	Реактивное сопротивление линии, Ом
$Z$	Импеданс короткой соединительной линии, Ом
$Z_c$	Эффективное внутреннее сопротивление сети, Ом
<i>Индексы нижние</i>	
$Base$	Базовый
$c$	Соединительная линия
$i$	Инвертор
$L$	Нагрузка
$n$	Номинальное
$PV$	Фотоэлектрические модули
<i>Аббревиатуры</i>	
РГ	Распределенная генерация
ФЭС	Фотоэлектрическая станция

## 2. Теоретическая модель

Проблема решения уравнений для потоков мощности в энергосистеме, то есть вычисление стационарного состояния сети (как правило, узловых напряжений) с учетом состояния генераторов и нагрузок, является одной из классических задач в теории цепей и энергетических систем. Вследствие нелинейного характера уравнений потоков мощности, аналитического решения, как правило, не существует. По этой причине значительные усилия при расчете энергосистем с РГ направляются на разработку численных методов для решения систем уравнений

потоков мощности, которые в дальнейшем могут применяться как для статического анализа сети, так и для расчета в режиме реального времени с целью мониторинга и управления системой [16–18].

В данной работе мы используем простую двухузловую модель сети, которая отражает реальные схемы подключения ФЭС к распределительной сети и допускает, в отличие от многоузловых схем, аналитическое решение. Практика показывает, что ФЭС небольшой установочной мощности подключаются, как правило, к повышающему трансформатору распределительной сети (например, 0,4/10кВ) через отрезок соединительной линии (рис. 1), длина кото-



рого составляет сотни метров. В точке подключения инвертора к этой линии может быть локальный потребитель, который питается от инвертора либо от

сети, когда генерирующей мощности инвертора недостаточно для снабжения потребителя.

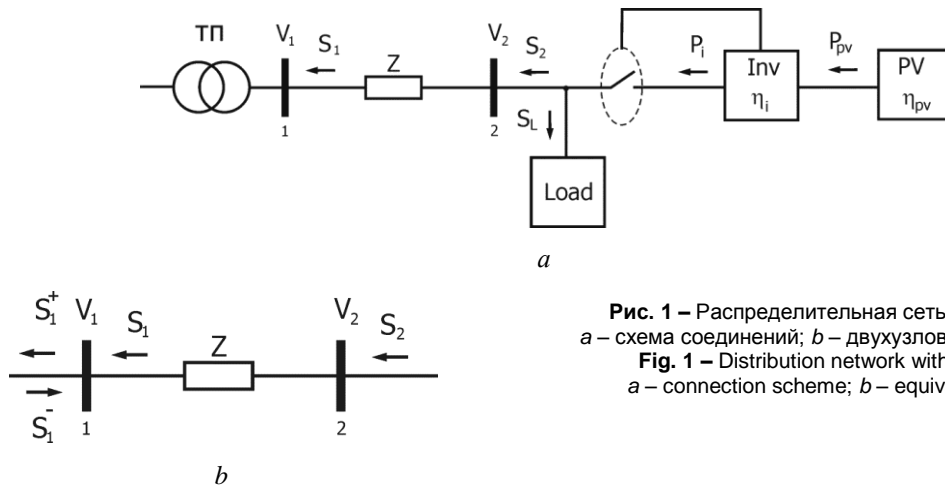


Рис. 1 – Распределительная сеть с PV-генерацией: а – схема соединений; б – двухузловая схема замещения  
 Fig. 1 – Distribution network with PV generation: a – connection scheme; b – equivalent 2-bus chain

Мощность  $P_{pv}$ , генерируемая фотоэлектрическими модулями, поступает на инвертор, работающий с КПД  $\eta_i$ . Будем считать, что инвертор генерирует только активную мощность, то есть функция генерации реактивной мощности в небольшом инверторе (до 1МВт) отсутствует. Выходная мощность инвертора  $P_i$  распределяется между сетью (выдаваемая мощность  $S_2$ ) и нагрузкой (потребляемая мощность  $S_L$ ):

$$P_i = S_2 + S_L, S_2 = P_2 + jQ_2, S_L = P_L + jQ_L, \quad (1)$$

где  $P_2, P_L$  и  $Q_2, Q_L$  – активные и реактивные составляющие выдаваемой и потребляемой мощностей. Полная мощность  $|S_2|$ , выдаваемая в сеть, и угол мощности  $\varphi_2$  определяются равенствами:

$$|S_2| = \sqrt{(P_L - P_i)^2 + Q_L^2}, \quad \text{tg}\varphi_2 = \frac{Q_2}{P_2} = \frac{Q_L}{P_L - P_i}. \quad (2)$$

Генерируемая мощность, поступающая в узел 1, то есть на трансформаторную подстанцию (ТП) в конце линии, равна  $S_1 = P_1 + jQ_1$ . В установившемся режиме всей системы эта мощность сбалансирована мощностью, потребляемой из узла 1, которую можно представить как разность потребления  $S_1^+$  и энергоснабжения  $S_1^-$  этого узла со стороны распределительной сети:  $S_1 = S_1^+ - S_1^-$ .

Предположим, что узлы соединены короткой соединительной линией с импедансом  $Z$ , так что поперечными проводимостями можно пренебречь. Запишем уравнения для потоков активной и реактивной мощностей в форме, аналогичной уравнениям двухузловой схемы [16]. Для потоков мощности в узлах 1

и 2, направленных, как на показано рис. 1, будем иметь:

$$P_1 = -\frac{1}{z} v_1^2 \cos \theta + \frac{1}{z} v_1 v_2 \cos(\theta - \delta),$$

$$Q_1 = -\frac{1}{z} v_1^2 \sin \theta + \frac{1}{z} v_1 v_2 \sin(\theta - \delta), \quad (3)$$

$$P_2 = \frac{1}{z} v_2^2 \cos \theta - \frac{1}{z} v_1 v_2 \cos(\theta + \delta),$$

$$Q_2 = \frac{1}{z} v_2^2 \sin \theta - \frac{1}{z} v_1 v_2 \sin(\theta + \delta),$$

где использованы следующие определения для напряжений в узлах 1, 2 и импеданса  $Z$ :

$$V_1 = v_1 e^{j0}, V_2 = v_2 e^{j\delta}, Z = z e^{j\theta}$$

Перепишем последние два уравнения системы (3) следующим образом:

$$v_1 v_2 \cos(\theta + \delta) = -v_2^2 \cos \theta + P_2 z,$$

$$v_1 v_2 \sin(\theta + \delta) = -v_2^2 \sin \theta + Q_2 z. \quad (4)$$

После возведения в квадрат этих двух уравнений и почленного их суммирования получим следующее уравнение для  $v_2$ :

$$v_2^4 - (v_1^2 + 2A)v_2^2 + |S_2 z|^2 = 0, \quad (5)$$

где

$$A = P_2 R + Q_2 X = (P_i - P_L)R - Q_L X. \quad (6)$$



В результате получаем точное решение для напряжения  $v_2$  в узле подключения инвертора, которое определяется напряжением  $v_1$  в приемном узле, активным  $R$  и реактивным  $X$  сопротивлениями линии и потоком мощности  $S_2(z)$ :

$$v_2 = \sqrt{\frac{1}{2}(v_1^2 + 2A) \pm \sqrt{D}}, \quad (7)$$

$$D = \frac{1}{4}(v_1^2 + 2A)^2 - |S_2 z|^2.$$

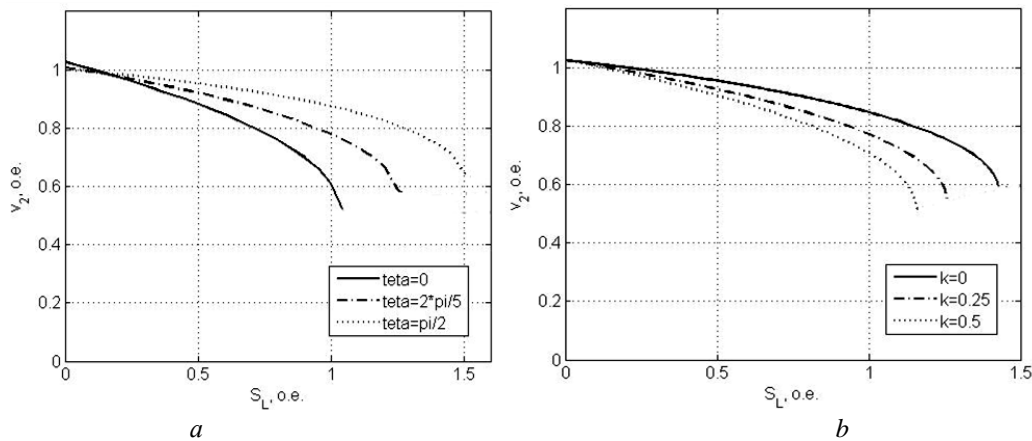


Рис. 2 – Зависимости напряжения  $v_2$  от полной мощности нагрузки  $S_L$  для линии с  $z = 0,27$  о.е. при незначительной генерации ( $P_i = 0,1$ ): а – при различных  $\theta$  соединительной линии; б – при различных коэффициентах мощности  $k$

Fig. 2 – Dependences of the voltage  $v_2$  on the total load power  $S_L$  for a line with  $z = 0.27$  pu when the generation is insignificant ( $P_i = 0.1$ ): а – with various  $\theta$  of connecting lines; б – for various power factor  $k$

Можно показать, что срыв напряжения  $v_2$ , который отвечает переходу с устойчивой ветви на неустойчивую, происходит, когда мощность, отбираемая от узла 2, превышает

$$S_{2,max} = \frac{v_1^2}{4z \cos^2\left(\frac{\theta - \varphi_2}{2}\right)}. \quad (8)$$

Минимальное напряжение при этом равно  $v_{2,min} = v_1 / \sqrt{2}$  для случая чисто индуктивной линии ( $\theta = \pi/2$ ), и  $v_{2,min} = v_1 / 2$  для чисто активной линии ( $\theta = 0$ , см. рис. 2а). Что касается отношения  $X/R$  соединительной линии, то, в отличие от линий электропередач, которые имеют преобладающее индуктивное сопротивление, линии подключения ФЭС к ТП могут иметь широкий диапазон значений  $X/R$  в зависимости от типа провода и способа его прокладки. Модель, описывающая влияние отношения  $X/R$  на уровень напряжений и устойчивость системы, может быть полезным инструментом для исследования динамики отключений инверторов и процессов островкования [1, 19].

Следует отметить, что скорость падения напряжения  $v_2$  с увеличением нагрузки существенно

зависит от направления потока  $S_2$  (знаков  $P_2, Q_2$ ) выражения (6), (7) описывают как инжекцию энергии в сеть ( $A > 0$ ), так и потребление энергии из сети ( $A < 0$ ). Если происходит потребление энергии, решение  $+\sqrt{D}$  отвечает устойчивой ветви (снижение  $v_2$  с увеличением  $P_L$ , рис. 2а), а решение  $-\sqrt{D}$  – неустойчивой ветви.

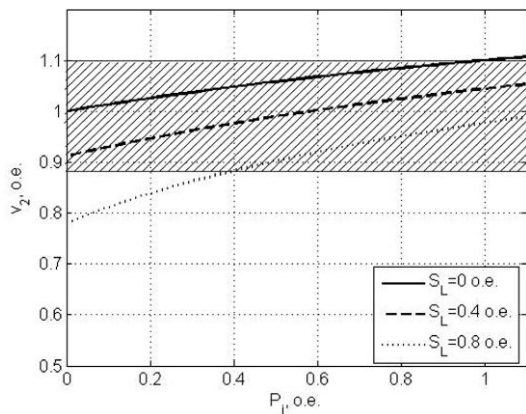
зависит от коэффициента мощности  $k = \cos \varphi_L \equiv Q_L / P_L$  что показано на рис. 2б. Кривые  $v_2(S_L)$  на этом рисунке оканчиваются в точке потери устойчивости  $S_{L,max}$ : чем меньше  $k$ , тем при меньших нагрузках  $S_L$  наступает срыв напряжения.

Установившемуся режиму работы инвертора в сети отвечает решение (7) с положительным знаком перед корнем  $\sqrt{D}$ . Как видно из решения, в случае выдачи мощности в сеть ( $A > 0$ ) напряжение  $v_2$  возрастает с увеличением мощности на выходе инвертора  $P_i$ . На рис. 3 показано изменение напряжения в узле подключения инвертора при разных уровнях локальной нагрузки  $P_L$ .

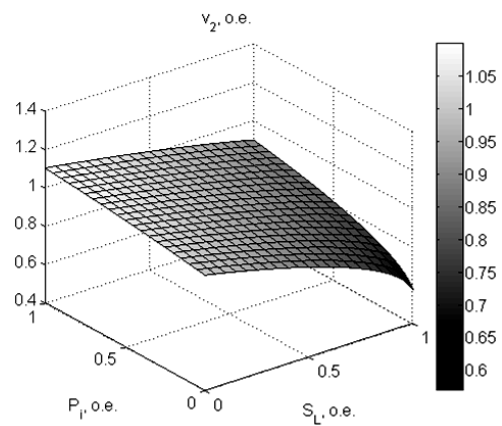
Выходное напряжение инвертора находится в области допустимых значений, за пределами которой должно происходить автоматическое отключение инвертора. Границы этой области, согласно большинству европейских стандартов [например, 3, 4], определяются как  $0,88V_n \leq v_2 \leq 1,1V_n$ , где  $V_n$  – номинальное напряжение сети. Если относительные единицы (о.е.) напряжения привязать к  $V_n$  как базовому значению, то границы рабочей области инвертора будут выглядеть, как показано на рис. 3.



Противоположные тенденции влияния  $S_L$  и  $P_i$  на напряжение  $v_2$  (см. рис. 2 и 3) наглядно продемонстрированы на трехмерном графике рис. 4.



**Рис. 3** – Зависимость  $v_2(P_i)$  для разных уровней нагрузки  $S_L$  при фиксированном напряжении сети  $v_1 = 1$  о.е. и  $z = 0,31$  о.е.,  $\theta = 60^\circ$  (заштрихованной полосой обозначена область допустимых значений выходного напряжения инвертора [3, 4])  
**Fig. 3** – Dependence of  $v_2(P_i)$  for different load levels  $S_L$ , fixed network voltage  $v_1 = 1$  pu and  $z = 0.31$  pu (the shaded strip indicates the range of permissible values of the inverter output voltage [3, 4])

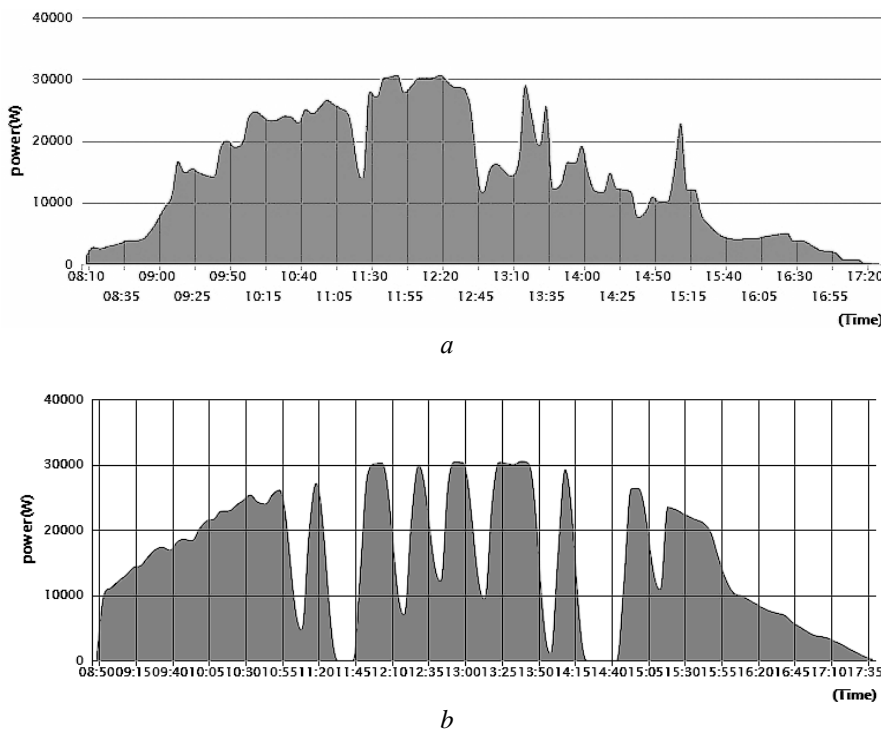


**Рис. 4** – График напряжения  $v_2(P_i, P_L)$  в относительных единицах для линии с импедансом  $(z, \theta) = (0,27$  о.е.,  $60^\circ)$  и  $v_1 = 1$  о.е.  
**Fig. 4** – The voltage plot  $v_2(P_i, P_L)$  in per unit values for a line with an impedance  $(z, \theta) = (0.27$  pu,  $60^\circ)$  and  $v_1 = 1$  pu

### 3. Данные мониторинга

Выходную мощность инвертора  $P_i$ , от которой зависит  $v_2$  на рис. 3 и 4, можно считать пропорциональной уровню солнечной радиации, если инвертор работает в режиме максимума мощности (MPP – Maximum Power Point).

Описанная модель потоков мощности между инвертором и распределительной сетью была применена к ФЭС в Черновицкой области, работающей на инверторе модели Growatt (Китай) мощностью 30 кВт. Пример изменения суммарной выходной мощности трехфазного инвертора в течение суток показан на рис. 5.



**Рис. 5** – Примеры изменения выходной мощности инвертора Growatt 30kW в течение световых дней: а – 6 марта; б – 1 марта 2018  
**Fig. 5** – Examples of the daily output power change of the Growatt 30kW inverter: a – 6 March; b – 1 March 2018



На графике приведена генерируемая активная мощность в Вт, однако для дальнейшей работы с рассматриваемой фотоэлектрической системой введем относительные единицы, определив базовые величины:  $S_{Base} = 30$  кВА и  $V_{Base} = 380$  В.

В рассматриваемой ФЭС установлено максимально возможное для данного типа инверторов количество фотомодулей. При благоприятных радиационных условиях фотомодули генерируют большую мощность. Вследствие этого, а также ввиду ограниченной пропускной способности распределительной сети напряжение в узле подключения ФЭС повышается выше допустимого значения, и средства защиты инвертора отключают станцию от сети. График изменения выходной мощности в такие дни может выглядеть, как показано на рис. 5b.

В данном случае интерес представляют следующие данные о работе инвертора, получаемые в процессе мониторинга каждые 5 мин.:

- напряжение, сила тока и входная мощность на двух входах инвертора со стороны постоянного тока;
- частота, межфазное напряжение, сила тока и мощность на трех выходах инвертора со стороны переменного тока.

Экспериментальные данные о генерируемой мощности инвертора были сняты в диапазоне изменения напряжения от  $0,9 V_{Base}$  до  $1,1 V_{Base}$  на шинах 0,4 кВ. Несимметричность фаз не учитывалась, и при обработке данных по выходному напряжению инвертора использовалось среднее межфазное напряжение  $v_{AC} = v_{AC}^R + v_{AC}^S + v_{AC}^T / 3$ . Полученные данные представляли собой одномерные массивы:  $v_{AC}, P_{PV}, P_{AC}$ , где  $P_{PV}$  – суммарная мощность на двух входах инвертора,  $P_{AC} \equiv P_i$  – суммарная выходная мощность на трех фазах инвертора. Локальная нагрузка в рассматриваемой системе незначительна ( $|S_L| \ll |S_2|$ ) и ею можно пренебречь. Инвертор (см. рис. 1) выдает в сеть чисто активную мощность, то есть  $Q_2 = 0, S_2 \approx P_i$ . Фотоэлектрическая система подключена к трансформаторной подстанции РС через линию с  $z = 0,362$  Ом или 0,075 о.е.

При подключении небольшого источника РГ к энергосистеме можно полагать, что напряжение в узле подключения будет постоянным:  $V_1 = const$ , и не зависит от выдаваемой в распределительную сеть мощности. Однако в распределительных сетях узлом подключения является повышающий трансформатор

(ТП) небольшой мощности, напряжение на входе которого можно выразить следующим образом:

$$V_1 = V_{1,0} + IZ_c,$$

где  $V_{1,0}$  – напряжение на входе ТП в отсутствие притока мощности со стороны линии (узла 2);  $I$  – сила тока в линии;  $Z_c$  – эффективное внутреннее сопротивление сети, которое зависит от параметров распределительной сети перед узлом  $I$ : мощности питающих генераторов, параметров трансформаторов и магистральных линий электроснабжения и т.д. В результате напряжение  $V_1$  с ростом силы тока  $I$  будет расти. Поскольку сила тока является функцией передаваемой мощности  $P_i$ , следует ожидать повышения  $v_1$  с увеличением уровня генерации.

В линейном приближении модели потоков мощности для двухузловой схемы [20] зависимость тока от передаваемой мощности выражается линейной функцией. В данной работе учитывается также квадратичный член в разложении  $v_1$  по степеням  $P_i$ :

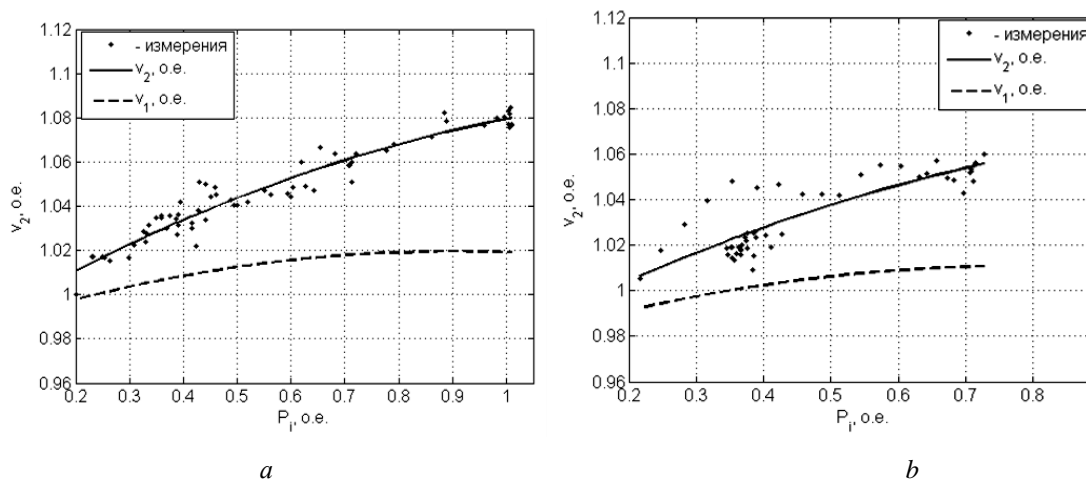
$$v_1 = v_{10}(1 + aP_i + bP_i^2). \quad (9)$$

где  $v_{10}$  – напряжение в отсутствие поступления энергии от инвертора. Значение  $P_i$  в (9) дается в относительных единицах, при этом коэффициенты малы,  $a$  – положителен,  $b$  – отрицателен (более точные значения коэффициентов приведены ниже).

Подгонка модельной кривой для  $v_2(P_i)$  (7) под мониторинговые данные рассматриваемой ФЭС осуществлялась в данной работе в среде MATLAB методом нелинейной оптимизации Левенберга – Марквардта. В качестве примера приведем результаты расчета для двух дней с различным средним уровнем генерации: для солнечного дня (рис. 6a) и для пасмурного дня (рис. 6b) в марте 2018 г. Наблюдается неплохое совпадение значений подгоночных параметров для существенно различающихся условий работы ФЭС в ясный и пасмурный дни. Среднеквадратическое отклонение (СКО) для этих двух случаев подгонки (рис. 6a и 6b) составило 0,0020 и 0,0037 соответственно. В пасмурный день значение СКО больше вследствие менее эффективной работы инвертора и большого разброса выходного напряжения при малых интенсивностях солнечной радиации.







**Рис. 6** – Зависимости выходного напряжения инвертора от входной мощности: ——— результаты нелинейной регрессии; - - - - графики напряжения на ТП  $v_1(P_i)$ ; ••• – экспериментальные значения  $(P_i, v_2)$ ;

a – данные от 1.03.2018,  $\{v_{10}, a, b\} = \{0,9836; 0,0811; -0,0449\}$ ;

b – данные от 2.03.2018,  $\{v_{10}, a, b\} = \{0,9762; 0,0897; -0,0566\}$

**Fig. 6** – Dependences of the inverter output voltage on the input power: ——— nonlinear regression;

- - - - voltage on transformer  $v_1(P_i)$ ; ••• – experimental data  $(P_i, v_2)$ ;

a – data at 01.03.2018,  $\{v_{10}, a, b\} = \{0,9836; 0,0811; -0,0449\}$ ;

b – data at 02.03.2018,  $\{v_{10}, a, b\} = \{0,9762; 0,0897; -0,0566\}$

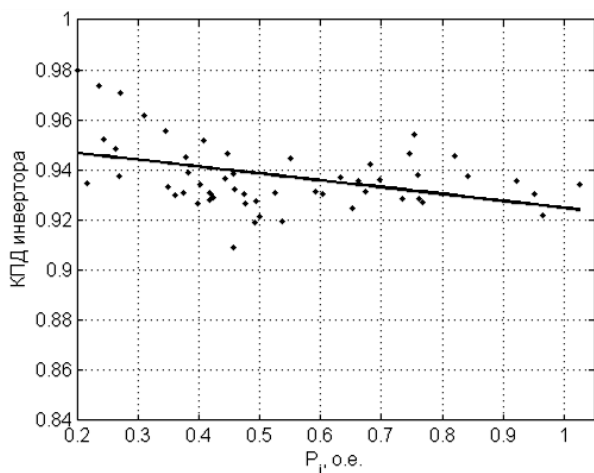
Интерес представляет определение эффективности инвертора, работающего в полевых условиях. Поскольку мощность, выдаваемая инвертором, зависит от напряжения на ТП и от состояния распределительной сети, вычисляемые фактические значения КПД имеют существенный разброс (рис. 7).

Линейная регрессия в координатах «входная мощность – КПД» показывает, как и ожидалось, небольшое падение эффективности инвертора с увеличением входной мощности. Это падение составляет около 3 % относительно максимального КПД инвертора при СКО от линии регрессии  $\sim 0,014$ .

#### 4. Результаты и выводы

Проблемы повышения напряжения в узлах подключения ФЭС и отключения от сети типичны для многих небольших частных станций и распределительных сетей с ограниченной пропускной способностью. В настоящей работе эти проблемы рассматривались применительно к ФЭС, подключенной через соединительную линию к ТП 0,4/10 кВ. Анализ мониторинговых данных инвертора, выполняемый на основе редуцированной двухузловой модели для потоков мощности между узлом ФЭС и узлом сети, дает возможность количественного описания зависимости напряжения  $v_2$  в точке подключения от мощности  $P_i$ , выдаваемой инвертором в сеть. Учет параметров соединительной линии позволяет также оценить изменение напряжения  $v_1$  на ТП с изменением  $P_i$ .

Влияние распределительной сети на работу инвертора, как показано в работе, можно определять с помощью набора параметров, описывающих зависимость  $v_1(P_i)$ . Эти параметры вычисляются, например, путем нелинейной оптимизации предложенной модели к мониторинговым данным работы инвертора в течение отдельных дней. Поскольку параметры, определяемые в результате данной процедуры, отно-



**Рис. 7** – Зависимость КПД инвертора Growatt 30kW, работающего в распределительной сети, от входной мощности постоянного тока

**Fig. 7** – Dependence of efficiency of the Growatt 30kW inverter operating in the distribution network on the input power of direct current

сятся к конкретным ФЭС, ТП и сети, логичным является проведение расчета параметров для разных дней, различающихся погодными условиями и, соответственно, средним уровнем генерируемой мощности ФЭС. Такой расчет показывает устойчивость найденных значений параметров при разных уровнях средней дневной мощности инвертора.

Анализ эффективности работы инвертора (КПД) в распределительной сети дает существенный разброс значений КПД вследствие его зависимости от входной мощности напряжения на ТП. Оба этих фактора влияют на выбор рабочей точки максимума мощности инвертора МРР. КПД инвертора имеет тенденцию к снижению с увеличением мощности. Для рассмотренных инверторов Growatt 30kW, работающих в распределительной сети, КПД при номинальной мощности примерно на 3 % меньше своего максимального паспортного значения (~96 %).

### Список литературы

[1] Eltawil, M.A. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review / M.A Eltawil, Z. Zhao // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2010. – Vol. 14. – P. 112–129.

[2] Teoh, W.Y. An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems / W.Y. Teoh, C.W. Tan // *International Scholarly and Scientific Research & Innovation*. – 2011. – Vol. 5. – No. 10. – P. 1341–1349.

[3] IEC-International Electrotechnical Commission, Photovoltaic (PV) systems – characteristics of the utility interface (second edition). International standard (CEI IEC 61727). – 2004. – P. 1–24.

[4] VDE, Selbsttätige schaltstelle zwischen einer netzparallelen eigenerzeugungsanlage und den öffentlichen niederspannungsnetz // *Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik*. – 2006. – No. VDE V 0126-1-1. – P. 1–15.

[5] Гаевский, А.Ю. Стабилизация напряжения в сети путем компенсации реактивной мощности инверторами ФЭС / А.Ю. Гаевский, И.Э. Голентус // *Матеріали XIV Міжнародної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття»*. – 2013. – 16–20 сентябрь. – С. 243–245.

[6] Яндутьський, О.С. Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням у розподільній електричній мережі / О. С. Яндутьський, Г.О. Труніна // *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. – 2014. – № 4. – С. 62 – 64.

[7] Лежнюк, П. Д. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ / П.Д. Лежнюк, О.С. Рубаненко, І.О. Гунько // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2015. – № 3. – С. 7–13.

[8] Sosnina, E. Power flow control in a virtual power plant LV network / E. Sosnina, A. Chivenkov, A. Shalukho, N. Shumskii // *International Journal of Renewable Energy Research*. – 2018. – Vol. 8. – No. 1. – P. 328–335.

[9] Wang, Z. Voltage Stability of Weak Power Distribution Networks with Inverter Connected Sources / Z. Wang, M. Xia, M. Lemmon // <https://www3.nd.edu/~lemmon/projects/accnture-2012/pubs/2012/acc2012-zwang.pdf> – (Дата обращения: 10.12.2018).

[10] Azadani, E.N. Modeling and Stability Analysis of Distributed Generation/ E.N. Azadani, C. Canizares, K. Bhattacharya // *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. – DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345141. Available on: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.699.2223&rep=rep1&type=pdf>. – (Дата обращения: 10.12.18.).

[11] Development and Integration of Microgrids // Edited by Wen-Ping Cao, Jin Yang. – Publisher: InTech, 2017. – 282 p., doi: 10.5772/65582.

[12] Lasseter, R.H. Microgrids And Distributed Generation / R.H. Lasseter // *Journal Intelligent Automation & Soft Computing*. – 2010. – Vol. 16. – Issue 2. – P. 225–234.

[13] Yingyun, Z. S. Microgrid stability: Classification and a review/ Z.Sh. Yingyun, Y. Sun, Z.J. Shen // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – Vol. 58. – P. 167–179, doi:10.1016/j.rser.2015.12.201.

[14] Reno, M.J. Formulating a Simplified Equivalent representation of Distribution Circuits for PV Impact Studies / M.J. Reno, R.J. Broderick, S. Grijalva. – SANDIA Report, SAND2013-2831, Unlimited Release, 2013. – 36 p. Available on: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2013/132831.pdf>. – (Дата обращения: 10.12.2018).

[15] Lammer, G. Modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system studies: An international questionnaire survey / G. Lammert, K. Yamashita, L.D.P. Ospina [et al.] // *24 th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, 12–15 June 2017*. – P. 1899–1902.

[16] Kothari, D.P. Modern Power System Analysis. Third Edition/ D.P. Kothari, I.J. Nagrath, New Delhi: Tata McGraw Hill, 2009. – 694 p.

[17] Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

[18] Tabatabaee, S. Investigation of droop characteristics and x/r ratio on small-signal stability of autonomous microgrid / S. Tabatabaee [et al.] // *In Proc. of the 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference*. – Tehran, 2011. – P.223–228.

[19] Tabatabaee, S. Investigation of Droop Characteristics and X/R Ratio on Small-Signal Stability of Autonomous Microgrid / S. Tabatabaee, H.R. Karshenas, A. Bakhshai, P. Jain // *Proc. of the 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference, Tehran, Iran, February 2011*. – P. 223–228.

[20] Bolognani, S. On the existence and linear approximation of the power flow solution in power distribution networks / S. Bolognani, S. Zampieri // *IEEE*



Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – Issue 1. – P. 163–172.

### References

[1] Eltawil M.A., Zhao Z. Grid-connected photovoltaic powers systems: Technical and potential problems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010;14:112–129.

[2] Teoh W.Y., Tan C.W. An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems. – *International Scholarly and Scientific Research & Innovation*, 2011;5:1341–1349.

[3] IEC. Photovoltaic (PV) systems - characteristics of the utility interface (second edition). *International standard (CEI IEC 61727)*, 2004: 1–24.

[4] VDE, Selbsttätige schaltstelle zwischen einer netzparallelen eigenerzeugungsanlage und den öffentlichen niederspannungsnetz. *Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronische Informationstechnik*, 2006; VDE V 0126-1-1: 1–15.

[5] Gaevsky A. Yu., Golentus I. E. Voltage stabilization by compensating reactive power by PV inverters (Stabilizatsiya napryazheniya v seti putem kompensatsii reaktivnoy moshchnosti invertorami FES). *Materials of the XIV International Conference “Energy Innovation of the 21st Century”*, Krim, 2013; pp. 243–245 (in Russ.).

[6] Yandulsky O. S., Trunina G.O. Determination of zones of effective regulation of voltage by sources of renewable generation with inverter connected to distribution electrical network (Vyznachennia zon efektyvnoho rehuliuвання napruhy dzherelamy rozoseredzhenoi heneratsii z invertornym pryednanniam u rozpodilnii elektrychnii merezhi). *Scientific works of VNTU. Power engineering and electrical engineering*, 2014;4:62–64 (in Ukrain.).

[7] Lezhnyuk P.D., Rubanenko O.Ye., Gunko I.O. Influence of solar power stations on consumer’s voltage 0.4 kV (Vplyv soniachnykh elektrychnykh stantsii na napruhu spozhyvachiv 0,4 kv). *Power Engineering: Economics, Technology, Ecology*, 2015;3:7–13 (in Ukrain.).

[8] Sosnina E., Chivenkov A., Shalukho A. et al. Power flow control in a virtual power plant LV network. *International Journal of Renewable Energy Research*, 2018;8:328–335.

[9] Wang Zh., Xia M., Lemmon M. Voltage stability of weak power distribution networks with inverter connected sources [E-resource]. Available on

<https://www3.nd.edu/~lemmon/projects/acc2012-2012/pubs/2012/acc2012-zwang.pdf>. (10.12.2018).

[10] Azadani E.N., Canizares C., Bhattacharya K. Modeling and stability analysis of distributed generation [E-resource]. Available on: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.699.2223&rep=rep1&type=pdf>. (12.10.2018).

[11] Development and integration of microgrids. Edited by W.P. Cao and J.I. Yang. Publisher: InTech, 2017; 282 p., doi: 10.5772/65582 [E-resource]. Available on: <https://www.intechopen.com/books/development-and-integration-of-microgrids> (12.10.2018).

[12] Lasseter R.H. Microgrids and distributed generation. *Journal Intelligent Automation & Soft Computing*, 2010;16(2):225–234.

[13] Yingyun S.Z., Sun Y., Shen Z.J. Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015;58:167–179.

[14] Reno M.J., Broderick R.J., Grijalva S. Formulating a simplified equivalent representation of distribution circuits for PV impact studies. *SANDIA Report, SAND2013-2831, Unlimited Release*, 2013; 30 p. [E-resource]. Available on: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2013/132831.pdf>. (12.10.2018).

[15] Lammert G., Yamashita K., Ospina L.D. P. et al. Modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system studies: An international questionnaire survey. *24 th. International Conference on Electricity Distribution, Glasgow*, 2017; pp. 1899–1902.

[16] Kothari D.P., Nagrath I.J. *Modern Power System Analysis*. Third Edition, New Delhi: McGraw Hill, 2009; 694 p.

[17] Idelchik V.I. Calculations and optimization of electrical networks and systems (Raschety i optimizatsiya rezhimov elektricheskikh setey i sistem). Moscow: Energoatomizdat Publ., 1988; 288 p. (in Russ.).

[18] Tabatabaee S., Karshenas H. R., Bakhshai A. et al. Investigation of droop characteristics and X/R ratio on small-signal stability of autonomous microgrid. In *Proc. of the 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference*, Tehran, 2011; pp. 223–228.

[19] Bolognani S., Zampieri S. On the existence and linear approximation of the power flow solution in power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016; 31:163–172 [E-resource]. Available on: <https://arxiv.org/pdf/1403.5031.pdf>. (10.12.2018).

Транслитерация по BSI

