

DOI: 10.18721/JEST.240207
УДК 621.316

К.Ш. Ву, Н.В. Коровкин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

МИНИМИЗАЦИЯ СТЕПЕНИ НЕУРАВНОВЕШЕННОСТИ РЕЖИМА В ТРЕХФАЗНЫХ СИСТЕМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА

Рассмотрен новый подход к разработке экономичных средств коррекции несимметрии в трехфазных системах электроснабжения промышленных и гражданских объектов. Он основан на симметризации трехфазной системы путем введения в нее нескольких однофазных устройств с управляемым реактансом. Оригинальными являются способ поиска мест размещения этих устройств в системе и алгоритм управления их реактансом. Подход применен к тестовой задаче и к задаче симметризации распределительных сетей 10/0,4 кВ стекольного завода. Показано, что в системах с существенным взаимным влиянием нагрузок и относительно слабой несимметрией использование данного подхода позволяет, используя всего 2–4 компенсатора, существенно уменьшить переменную составляющую мгновенной трехфазной мощности во всей системе. При слабом взаимном влиянии нагрузок друг на друга и существенной их несимметрии предлагаемый подход позволяет как минимум на треть сократить установленную мощность симметризирующих устройств.

Ключевые слова: трехфазная система, устройства с управляемой реактивностью, симметризация, генетический алгоритм, прямая, обратная и нулевая последовательности.

Ссылка при цитировании:

К.Ш. Ву, Н.В. Коровкин. Минимизация степени неуравновешенности режима в трехфазных системах с использованием генетического алгоритма // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2018. Т. 24. № 2. С. 82–93. DOI: 10.18721/JEST.240207.

Q.Sh. Vu, N.V. Korovkin

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

A METHOD FOR MINIMIZATION OF UNBALANCED MODE IN THREE-PHASE POWER SYSTEMS USING GENETIC ALGORITHM

This paper presents a new approach to developing an efficient means of minimizing the unbalanced mode in three-phase power supply systems for industrial and civil facilities. The approach is applied to the test task and to the problem of symmetrization of 10/0.4 kV distribution networks of a glass factory. The approach is based on the symmetrization of the three-phase system by introducing several single-phase devices with a controlled reactance. We have developed an original method for finding the locations of these devices in the system and an algorithm for controlling their reactance. It is shown that this approach makes it possible to significantly reduce the variable component of instantaneous power in the entire system using only 2–4 compensators in systems with a significant mutual influence of loads and relatively weak asymmetry. With a weak mutual influence of load modes on each other and significant unbalance of loads, the proposed approach allows to reduce the power of the symmetrization devices by at least a third.

Keywords: three-phase system, devices with controlled reactivity, symmetrization, genetic algorithm, positive, negative and zero sequences.

Citation:

Q.Sh. Vu, N.V. Korovkin, A method for minimization of unbalanced mode in three-phase power systems using genetic algorithm, *St. Petersburg polytechnic university journal of engineering science and technology*, 24(02)(2018) 82–93, DOI: 10.18721/JEST.240207.

Введение

Трехфазные системы — наиболее популярные и эффективные из систем [1], позволяющих осуществлять передачу и распределение электромагнитной энергии. Передаваемая мощность в силу различных видов несимметрии, присутствующих в трехфазной системе, распределяется между фазами неравномерно, в результате чего система становится несбалансированной [2]. Это вызывает увеличение потерь энергии и ухудшает условия работы как генерирующего оборудования, так и потребителей.

Несбалансированная трехфазная мощность P_v [2], возникающая вследствие несимметрии, порождает пульсации с двойной частотой электромагнитного момента на валах вращающихся электрических машин, существенно сокращая, в частности, время между необходимыми процедурами их обслуживания. Пульсации также отрицательно влияют на стабильность работы энергосистемы, ухудшают показатели качества электроэнергии. Рассматриваемые в настоящей статье причины асимметрии обусловлены различием эквивалентных параметров фаз потребляющих устройств. В рамках нашего подхода могут также рассматриваться несимметрии, вызванные авариями; наихудшие последствия при этом возникают в случае разрыва нейтрального провода сетевого фидера, когда напряжение на однофазных нагрузках распределяется пропорционально их сопротивлениям [3]. На менее нагруженной фазе напряжение существенно возрастает (на практике — до 1,5 раз), что может быть причиной воспламенения.

Рассматриваемые далее методы снижения несимметрии [4–17] основаны на изменении нагрузок фаз с помощью устройств с управляемым реактансом. Далее эти устройства будем называть активно-адаптивными (ААУ), а в зарубежной литературе для них используется термин FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Применение ААУ в электроэнергетике весьма разнообразно, также разнообразны и варианты их испол-

нения. Обсуждение обеих этих тем выходит за рамки настоящей статьи. Далее мы будем предполагать, что имеются устройства, реактанс x которых может изменяться за счет работы управляемых противозаключенных вентилях, устанавливаемых последовательно или параллельно с нагрузками фаз (упрощенные поясняющие схемы представлены на рис 1, а, б). Конструкции и схемы современных устройств с переменным реактансом быстро совершенствуются, поэтому приведенные на рис. 1 схемы отражают только идею работы устройств и показывают, что реактанс x может изменяться в некоторых пределах

$$x_{L_0} \geq x \geq \frac{x_{L_0} x_{L_V}}{x_{L_0} + x_{L_V}} \text{ для схемы на рис. 1, а}$$

и может менять знак для схемы на рис. 1, б.

Цель исследования состоит в разработке экономичных средств коррекции несимметрии в трехфазных системах электропитания промышленных и гражданских объектов, которые реагировали бы в течение нескольких периодов промышленной частоты на изменение степени несимметрии.

Объектами исследования являются несимметричные трехфазные системы, новые алгоритмы их симметризации; в качестве приложения новых методов рассмотрена задача симметризации распределительных сетей 10/0,4 кВ стекольного завода.

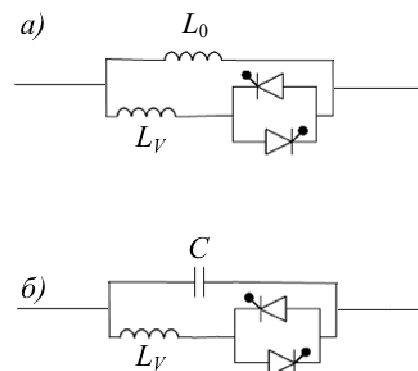


Рис. 1. Упрощенный вид устройств с управляемым реактансом
Fig. 1. Simple schematics of devices with controlled reactance

Идея, на которой основана симметризация трехфазной системы, рассматриваемая в настоящей статье, состоит во введении в систему нескольких однофазных устройств с управляемым реактансом. Доступный спектр таких устройств достаточно широк и здесь не обсуждается. Новыми являются алгоритм управления их реактансом (далее – «Задача синтеза параметров») и способ поиска мест размещения этих устройств в системе (далее – «Задача размещения»).

Задача синтеза параметров

Обозначим: x_1, x_2, \dots, x_M – реактивные сопротивления устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ), которыми необходимо управлять для коррекции несимметрии текущего режима; M – их общее количество. В [18, 19] и – в более общих формулировках – в наших работах [3, 20] было показано, что при изменениях параметров x_1, x_2, \dots, x_M элементов линейной электрической цепи токи и напряжения в ней изменяются по дробно-полиномиальному закону. Так при двух УКРМ, т. е. при $M=2$, для напряжения $\dot{U}_n^{(k)}$ и тока $\dot{I}_n^{(k)}$ произвольной k -й ветви трехфазной цепи справедливы соотношения

$$\begin{aligned} \dot{U}_n^{(k)}(x_1, x_2) &= \\ &= \frac{a_{u,n}^{(k)} + b_{u,n}^{(k)}x_1 + c_{u,n}^{(k)}x_2 + d_{u,n}^{(k)}x_1x_2}{1 + \alpha x_1 + \beta x_2 + \gamma x_1x_2}, \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_n^{(k)}(x_1, x_2) &= \\ &= \frac{a_{i,n}^{(k)} + b_{i,n}^{(k)}x_1 + c_{i,n}^{(k)}x_2 + d_{i,n}^{(k)}x_1x_2}{1 + \alpha x_1 + \beta x_2 + \gamma x_1x_2}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $n = [A, B, C]$ – индекс фазы; $\alpha, \beta, \gamma, a_{u,n}^{(k)}, b_{u,n}^{(k)}, c_{u,n}^{(k)}, d_{u,n}^{(k)}, a_{i,n}^{(k)}, b_{i,n}^{(k)}, c_{i,n}^{(k)}, d_{i,n}^{(k)}$ – комплексные константы, которые следует определить, чтобы иметь возможность использовать соотношения (1), (2). Отметим, что константы α, β и γ в (1), (2) одинаковы для всех ветвей и всех токов и напряжений трехфазной системы.

Определение констант $\alpha, \beta, \gamma, a_{u,n}^{(k)}, b_{u,n}^{(k)}, c_{u,n}^{(k)}, d_{u,n}^{(k)}, a_{i,n}^{(k)}, b_{i,n}^{(k)}, c_{i,n}^{(k)}$ и $d_{i,n}^{(k)}$ не представляет

сложной проблемы. Задавая ряд значений варьируемым реактансам x_1, x_2 (s – номера попарно линейно-независимых наборов $\{x_{1,s}, x_{2,s}\}, s = \overline{1,7}$), расчетным или экспериментальным путем определим токи $\dot{I}_{n,\vartheta,s}^{(k)}$ и напряжения $\dot{U}_{n,\vartheta,s}^{(k)}$ для всех ветвей ($k = \overline{1, N}$) исследуемой трехфазной системы. Здесь предполагается, что варьируемые реактансы размещены в некоторых ветвях с номерами p и q , одинаковыми для всех наборов $s = \overline{1,7}$.

Для определения токов $\dot{I}_{n,\vartheta,s}^{(k)}$ и напряжений $\dot{U}_{n,\vartheta,s}^{(k)}$ ($k = \overline{1, N}$) выполним 7-кратный расчет трехфазной системы при наборах $\{x_{1,s}, x_{2,s}\}, s = \overline{1,7}$, или произведем 7 циклов измерений. Далее для определения констант необходимо решить N систем линейных уравнений 7-го порядка, одна из которых показана ниже для некоторого тока $\dot{I}_n^{(k)}$ (варьируемые реактансы размещены в ветвях с номерами p и q):

$$\begin{bmatrix} 1x_{1,1}^{(p)}x_{2,1}^{(q)}x_{1,1}^{(p)}x_{2,1}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,1}^{(k)}x_{1,1}^{(p)} - \dot{I}_{n,\vartheta,1}^{(k)}x_{2,1}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,1}^{(k)}x_{1,1}^{(p)}x_{2,1}^{(q)} \\ 1x_{1,2}^{(p)}x_{2,2}^{(q)}x_{1,2}^{(p)}x_{2,2}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,2}^{(k)}x_{1,2}^{(p)} - \dot{I}_{n,\vartheta,2}^{(k)}x_{2,2}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,2}^{(k)}x_{1,2}^{(p)}x_{2,2}^{(q)} \\ \vdots \\ 1x_{1,7}^{(p)}x_{2,7}^{(q)}x_{1,7}^{(p)}x_{2,7}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,7}^{(k)}x_{1,7}^{(p)} - \dot{I}_{n,\vartheta,7}^{(k)}x_{2,7}^{(q)} - \dot{I}_{n,\vartheta,7}^{(k)}x_{1,7}^{(p)}x_{2,7}^{(q)} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} a_{i,n}^{(k)} \\ b_{i,n}^{(k)} \\ c_{i,n}^{(k)} \\ d_{i,n}^{(k)} \\ \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{n,\vartheta,1}^{(k)} \\ \dot{I}_{n,\vartheta,2}^{(k)} \\ \vdots \\ \dot{I}_{n,\vartheta,7}^{(k)} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Отметим, что определение констант $\alpha, \beta, \gamma, a_{u,n}^{(k)}, b_{u,n}^{(k)}, c_{u,n}^{(k)}, d_{u,n}^{(k)}, a_{i,n}^{(k)}, b_{i,n}^{(k)}, c_{i,n}^{(k)}$ и $d_{i,n}^{(k)}$ может быть существенно упрощено, однако рассмотрение этого вопроса выходит за рамки настоящей статьи.

Соотношения (1), (2) позволяют получить простые аналитические выражения для характеристик степени несимметрии трехфазной цепи. Покажем это для переменной составляющей $p_v(t)$ мгновенной трехфазной мощности $p(t)$.

Мгновенная трехфазная мощность $p(t)$ очевидным образом связана с мощностями $p_A(t)$, $p_B(t)$, $p_C(t)$ фаз:

$$p(t) = p_A(t) + p_B(t) + p_C(t),$$

где $p_n(t) = U_{m,n} \sin(\omega t + \varphi_{u,n}) I_{m,n} \sin(\omega t + \varphi_{i,n})$; $n = [A, B, C]$ – фазные мгновенные мощности. Откуда следует

$$p_n(t) = \frac{U_{m,n} I_{m,n}}{2} [\cos(\varphi_{u,n} - \varphi_{i,n}) - \cos(2\omega t + \varphi_{u,n} + \varphi_{i,n})].$$

Для мгновенной мощности $p(t)$ всей трехфазной цепи, содержащей N_0 трехфазных нагрузок, имеем

$$p(t) = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} \frac{U_{m,n}^{(k)} I_{m,n}^{(k)}}{2} [\cos(\varphi_{u,n}^{(k)} - \varphi_{i,n}^{(k)}) - \cos(2\omega t + \varphi_{u,n}^{(k)} + \varphi_{i,n}^{(k)})] = p_{\text{const}}(t) - p_v(t); \quad (4)$$

$$p_{\text{const}}(t) = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} \frac{U_{m,n}^{(k)} I_{m,n}^{(k)}}{2} \cos(\varphi_{u,n}^{(k)} - \varphi_{i,n}^{(k)}); \quad (5)$$

$$p_v(t) = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} \frac{U_{m,n}^{(k)} I_{m,n}^{(k)}}{2} \times \cos(2\omega t + \varphi_{u,n}^{(k)} + \varphi_{i,n}^{(k)}). \quad (6)$$

Отметим здесь, что в (6) начальные фазы напряжения и тока складываются.

Переходя в (6) к комплексным амплитудам составляющих двойной частоты и используя (1) и (2), получим для комплексной амплитуды $\dot{P}_v(x_1, x_2)$ переменной составляющей трехфазной мгновенной мощности выражение

$$\begin{aligned} \dot{P}_v(x_1, x_2) &= \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} j \dot{U}(x_1, x_2) \dot{I}(x_1, x_2) = \\ &= j \dot{P}_{v,A}(x_1, x_2) + j \dot{P}_{v,B}(x_1, x_2) + j \dot{P}_{v,C}(x_1, x_2) = \\ &= j \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (a_{u,n}^{(k)} + b_{u,n}^{(k)} x_1 + c_{u,n}^{(k)} x_2 + d_{u,n}^{(k)} x_1 x_2) \times \\ &\quad \times (a_{i,n}^{(k)} + b_{i,n}^{(k)} x_1 + c_{i,n}^{(k)} x_2 + d_{i,n}^{(k)} x_1 x_2) \times \\ &\quad \times (1 + \alpha x_1 + \beta x_2 + \gamma x_1 x_2)^{-2}. \quad (7) \end{aligned}$$

Рассмотрим полученное выражение подробнее.

Данное выражение позволяет определить комплексную амплитуду переменной составляющей мощности произвольной трехфазной системы, для которой были найдены константы α , β , γ , $a_{u,n}^{(k)}$, $b_{u,n}^{(k)}$, $c_{u,n}^{(k)}$, $d_{u,n}^{(k)}$, $a_{i,n}^{(k)}$, $b_{i,n}^{(k)}$, $c_{i,n}^{(k)}$ и $d_{i,n}^{(k)}$. Важно, что сложность трехфазной системы при этом не имеет значения [3, 19, 20].

Значения параметров x_1 и x_2 могут быть выбраны (естественно, из их допустимого диапазона) таким образом, чтобы модуль $|\dot{P}_v(x_1, x_2)|$ был равен нулю или минимален. Такой выбор будет, очевидно, соответствовать наименьшему значению переменной составляющей $p_v(t)$ мгновенной мощности $p(t)$, что и принято в качестве критерия решения задачи синтеза значений параметров. Введенные мощности $\dot{P}_{v,A}(x_1, x_2)$, $\dot{P}_{v,B}(x_1, x_2)$, $\dot{P}_{v,C}(x_1, x_2)$ графически показаны на рис. 2.

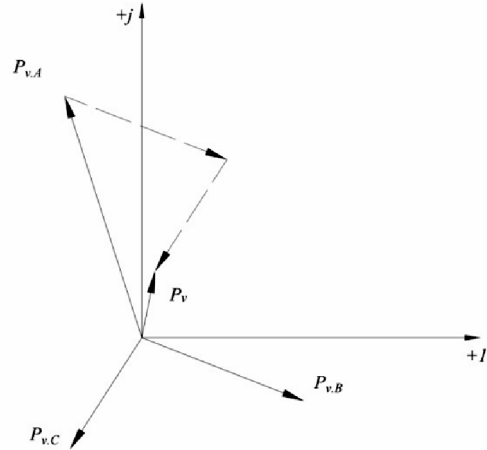


Рис. 1. Векторная диаграмма комплексных амплитуд мощностей двойной частоты фаз и трехфазной системы

Fig. 2. Vector diagram of the complex amplitudes of the power of the double frequency for the three-phase system

Выражение (7) для комплексной амплитуды переменной составляющей

мощности может быть существенно упрощено:

$$\left| \dot{P}_v(x_1, x_2) \right| = (a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_1x_2 + a_4x_1^2 + a_5x_2^2 + a_6x_1x_2^2 + a_7x_1^2x_2 + a_8x_1^2x_2^2) \times (1 + \alpha x_1 + \beta x_2 + \gamma x_1x_2)^{-2}, \quad (8)$$

где

$$a_0 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} a_{u,n}^{(k)} a_{i,n}^{(k)};$$

$$a_1 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (a_{u,n}^{(k)} b_{i,n}^{(k)} + b_{u,n}^{(k)} a_{i,n}^{(k)});$$

$$a_2 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (a_{u,n}^{(k)} c_{i,n}^{(k)} + c_{u,n}^{(k)} a_{i,n}^{(k)});$$

$$a_3 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (a_{u,n}^{(k)} d_{i,n}^{(k)} + b_{u,n}^{(k)} c_{i,n}^{(k)} + c_{u,n}^{(k)} b_{i,n}^{(k)} + d_{u,n}^{(k)} a_{i,n}^{(k)});$$

$$a_4 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} b_{u,n}^{(k)} b_{i,n}^{(k)};$$

$$a_5 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} c_{u,n}^{(k)} c_{i,n}^{(k)};$$

$$a_6 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (c_{u,n}^{(k)} d_{i,n}^{(k)} + d_{u,n}^{(k)} c_{i,n}^{(k)});$$

$$a_7 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} (b_{u,n}^{(k)} d_{i,n}^{(k)} + d_{u,n}^{(k)} b_{i,n}^{(k)});$$

$$a_8 = \sum_{k=1}^{N_0} \sum_{n=A,B,C} d_{u,n}^{(k)} d_{i,n}^{(k)}.$$

Комплексные константы a_k ($k = \overline{0, 8}$) вычисляются однократно. Далее для минимизации переменной составляющей $p_v(t)$ мгновенной мощности достаточно найти минимум $\left| \dot{P}_v(x_1, x_2) \right|$ по x_1 и x_2 . Поиск минимума $\left| \dot{P}_v(x_1, x_2) \right|$, вычисляемого по (8), не вызывает сложностей, как и минимизация любой гладкой аналитически заданной функции. Мы используем здесь генетический алгоритм, имея в виду, что у целевой функции может быть несколько минимумов, а нас интересует глобальный [21–26].

Важно, что минимизация выражения (8) (каким бы разумным путем она не производилась) – относительно быстро решаемая на современных микропроцессорах задача. Дадим оценку времени ее решения с помощью генетического алгоритма. Для хорошей оценки глобального экстремума функции двух переменных, не обладающей выраженным свойством овражности (по нашему опыту это именно так в рассматриваемых задачах), достаточно 50 «особей» в «поколении» и 50 «поколений». Соответственно, решение задачи синтеза параметров будет получено за 2500 вычислений по формуле (8) ($\sim 10^{-2}$ сек) и вполне может выполняться в реальном времени.

Отметим, что согласно постановке задачи в нашем распоряжении имеется только два варьируемых параметра x_1 и x_2 . Поэтому ожидания, что для произвольной трехфазной несимметричной системы нам удастся найти такие значения этих параметров, при которых переменная составляющая $p_v(t)$ мгновенной мощности будет нулевой, излишне оптимистичны. Кроме того, еще не определены места, в которых следует устанавливать устройства с управляемым реактансом. Задача поиска наилучшего положения устройств с управляемым реактансом названа нами выше как «Задача размещения».

«Задача размещения»

Задача размещения может быть решена только на некоторой математической модели трехфазной системы, которая должна включать в себя набор типичных для нее несимметричных нагрузок (режимов). Для всего этого набора несимметричных нагрузок (режимов) определяется $F(p, q)$ – среднее по всему набору значение минимума $\left| \dot{P}_v(x_1, x_2) \right|_{x_1=x_1^{(p)}; x_2=x_2^{(q)}}$, определенное при расположении устройств с переменным импедансом в ветвях p и q . Во введенных обозначениях математическая формулировка задачи размещения имеет вид.

$$F(p, q) \xrightarrow{p, q} \min. \quad (9)$$



Таким образом, для решения задачи размещения многократно используется решение задачи синтеза параметров для разных местоположений устройств компенсации реактивной мощности. Длительность решения задачи (9) не имеет существенного значения, так как оно выполняется однократно при разработке проекта симметрирующей системы. Для достаточно большой системы с десятью трехфазными нагрузками ($N_0 = 10$) при десяти характерных несимметриях каждой из них (причем все несимметрии различны) необходимое число решений задач синтеза составит $\sim 10^5$, а время решения оценивается примерно 10^3 сек.

Применение предложенного метода симметризации Тестовая задача

Задача, представленная на рис. 3, рассматривается в «IEEE explore» в качестве примера несимметричной энергосистемы. Схема содержит 3 несимметричных нагрузки. Между ними имеется взаимное влияние, определяемое относительно большими сопротивлениями линий соединения. Степень несимметрии слабая: различия сопротивлений фаз нагрузок – порядка 10 %, что характерно для гражданских непромышленных объектов. Общая полная мощность нагрузок рассматриваемой трехфазной системы ~ 21 МВт; модуль суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной трехфазной мощности в нагрузках 0,8 МВт.

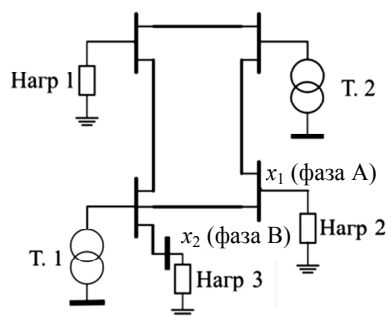


Рис. 3. Тестовая схема
Fig. 3. Example circuit

Таблица 1

Модуль суммы комплексных амплитуд переменной составляющей трехфазной мгновенной мощности в трансформаторах до и после компенсации

Table 1

Module of the sum of complex amplitudes of the variable component of three-phase instantaneous power in transformers before and after compensation

Режим	Значения модуля, МВт	
	в Т1	в Т2
До компенсации	0,11	0,26
После компенсации	0,02	0,02

Решение задачи размещения выделило как наилучшие следующие места для размещения компенсаторов: нагрузка 2 (фаза А) и нагрузка 3 (фаза В). Модуль суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности в нагрузках после компенсации – 0,18 МВт (уменьшение более, чем в 4 раза). Характерно, что произошло также существенное снижение модуля суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности в трансформаторах. Данные по этому снижению представлены в табл. 1.

Задача симметризации трехфазной сети стекольного завода

Рассмотрим применение предложенного подхода к задаче симметризации трехфазной электрической сети технического объекта, в качестве которого здесь будет рассмотрена трехфазная сеть стекольного завода. Эта система в упрощенном виде представлена на рис. 4. В схеме – 6 достаточно мощных несимметричных трехфазных нагрузок. Мы рассматриваем далее типичный режим работы завода в течение 24 часов его работы. Вид токов фаз (экспериментальные данные в 720 точках по времени) представлен на рис. 5, а для токов вторичных обмоток трансформаторов Т1–Т5. На рис. 5, б представлены амплитуды переменной составляющей мгновенной мощности в нагрузках Нагр 1 – Нагр 5.

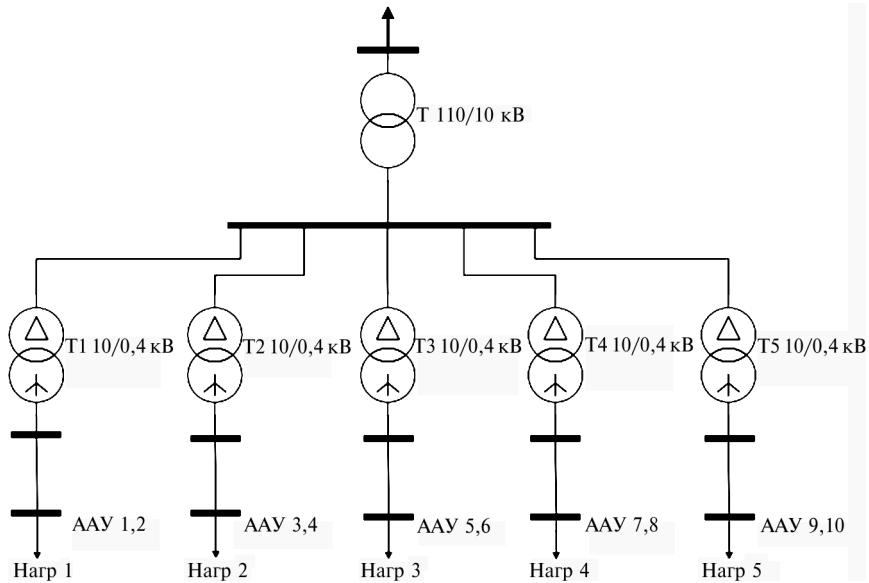


Рис. 4. Электрическая система стекольного завода
Fig. 4. Electrical system of the glass factory

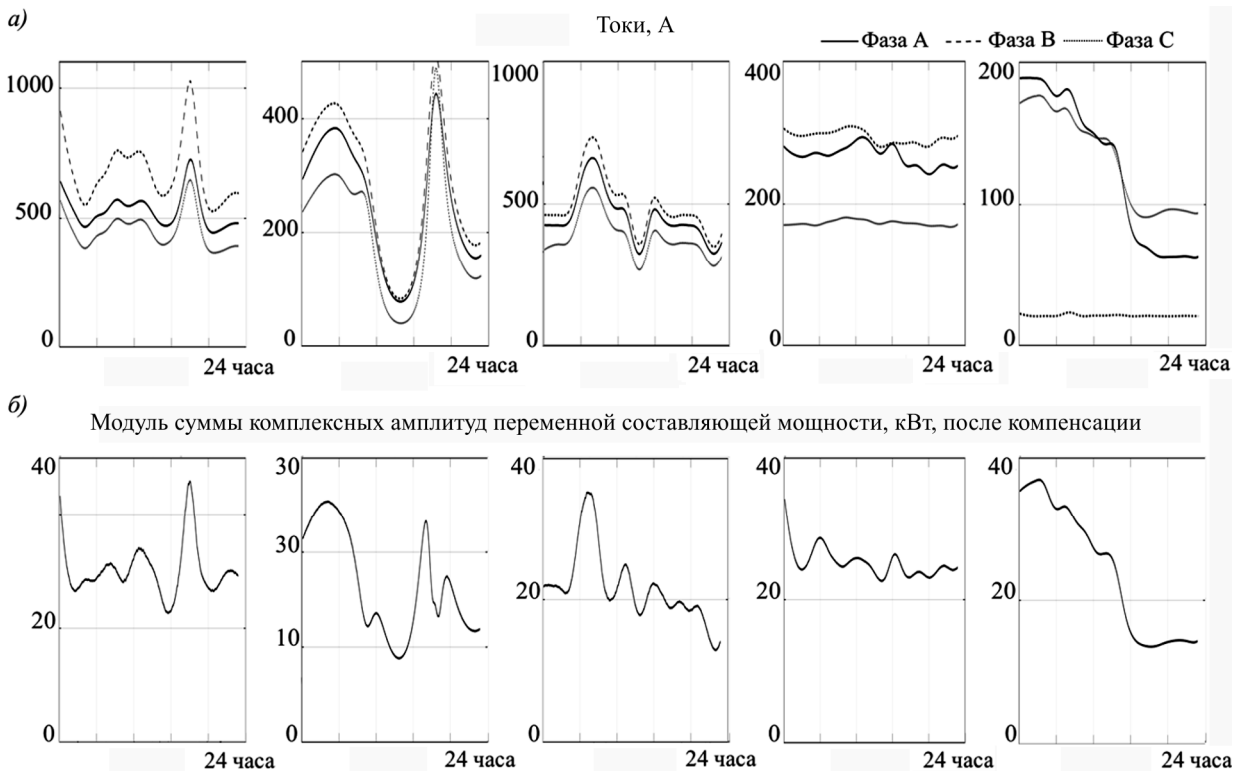


Рис. 5. Экспериментальные зависимости от времени токов вторичных обмоток трансформаторов Т1–Т5 (а) и модуль суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности в нагрузках Нагр 1–Нагр 5 (б) для трехфазной электрической сети, представленной на рис. 4

Fig. 5. The experimental dependences of current on time in the secondary windings of transformers Т1–Т5 (а) and the sum of the complex amplitudes of the variable component of the variable power in the loads Нагр 1–Нагр 5 (б) for the three-phase electrical network represented in Fig. 4

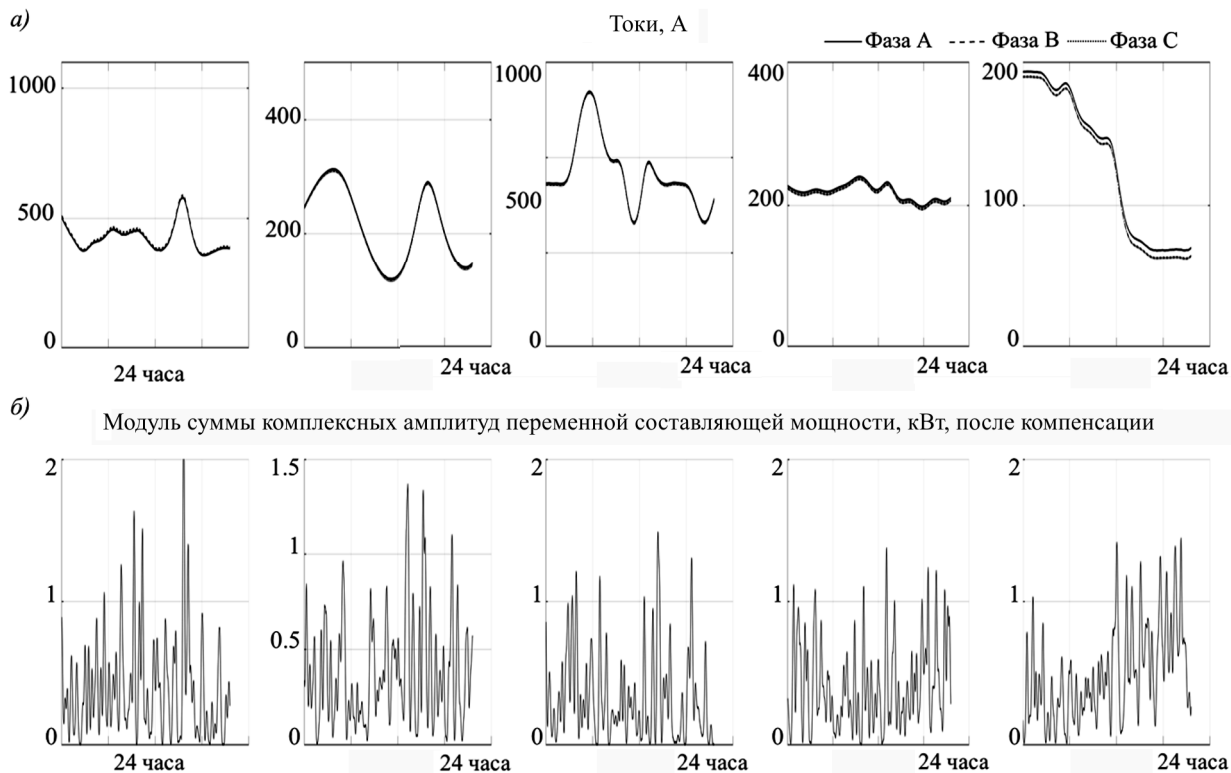


Рис. 6. Зависимости от времени токов вторичных обмоток трансформаторов Т1–Т5 (а) и модуль суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности в пяти нагрузках Нагр 1–Нагр 5 (б) для трехфазной электрической сети, представленной на рис. 4, после компенсации
 Fig. 6 The experimental dependences of current on time in the secondary windings of transformers T1–T5 (а) and the sum of the complex amplitudes of the variable component of the variable power in the loads Нагр 1–Нагр 5 (б) for the three-phase electrical network represented in Fig. 4 after compensation

Как можно видеть, имеет место существенная несимметрия для всех нагрузок. Из-за несбалансированной нагрузки фаз почасовые токи всех фаз сильно различаются, так же как и полные мощности фаз.

Взаимное влияние режимов работы нагрузок в данной сети незначительно. В этой ситуации задача размещения существенно упрощается, так как компенсирующие устройства целесообразно размещать непосредственно у нагрузок (по 2 устройства на каждую нагрузку). При этом наилучшее размещение компенсаторов определяется из анализа всего шести вариантов: в фазах А, В; в фазах А, С; в фазах В, С; только в фазе А; только в фазе В; только в фазе С. Результаты этой оптимизации представлены в табл. 2.

На рис. 6 показаны те же, что и на рис. 5 величины, но после компенсации. Как можно видеть, токи в фазах нагрузок после компенсации близки к симметрич-

ным. Об этом говорит не только очевидное из графиков совпадение их амплитуд, но и малое значение модуля суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности. Обратим внимание на то, что масштаб для модуля суммы комплексных амплитуд переменной составляющей мгновенной мощности на рисунке 6 в 20 раз более мелкий, чем на рис. 5.

Таблица 2

Наилучшее расположение компенсирующих устройств

Table 2

The best location of compensative devices

Изменяемый устройством параметр (реактивность)	Фазы, где размещены устройства (для трансформаторов Т1–Т5)				
	T1	T2	T3	T4	T5
x_1	В	В	А	А	А
x_2	С	С	С	В	В

Интерес представляет также вопрос о том, какие величины x_1 и x_2 необходимы были для достижения показанного уровня компенсации и как эти величины изменялись во времени. Ответ на эти воп-

росы дают графики, представленные на рис. 7, которые показывают изменение реактивностей x_1 и x_2 . Как можно видеть, максимальное значение не превышает 9 Ом.

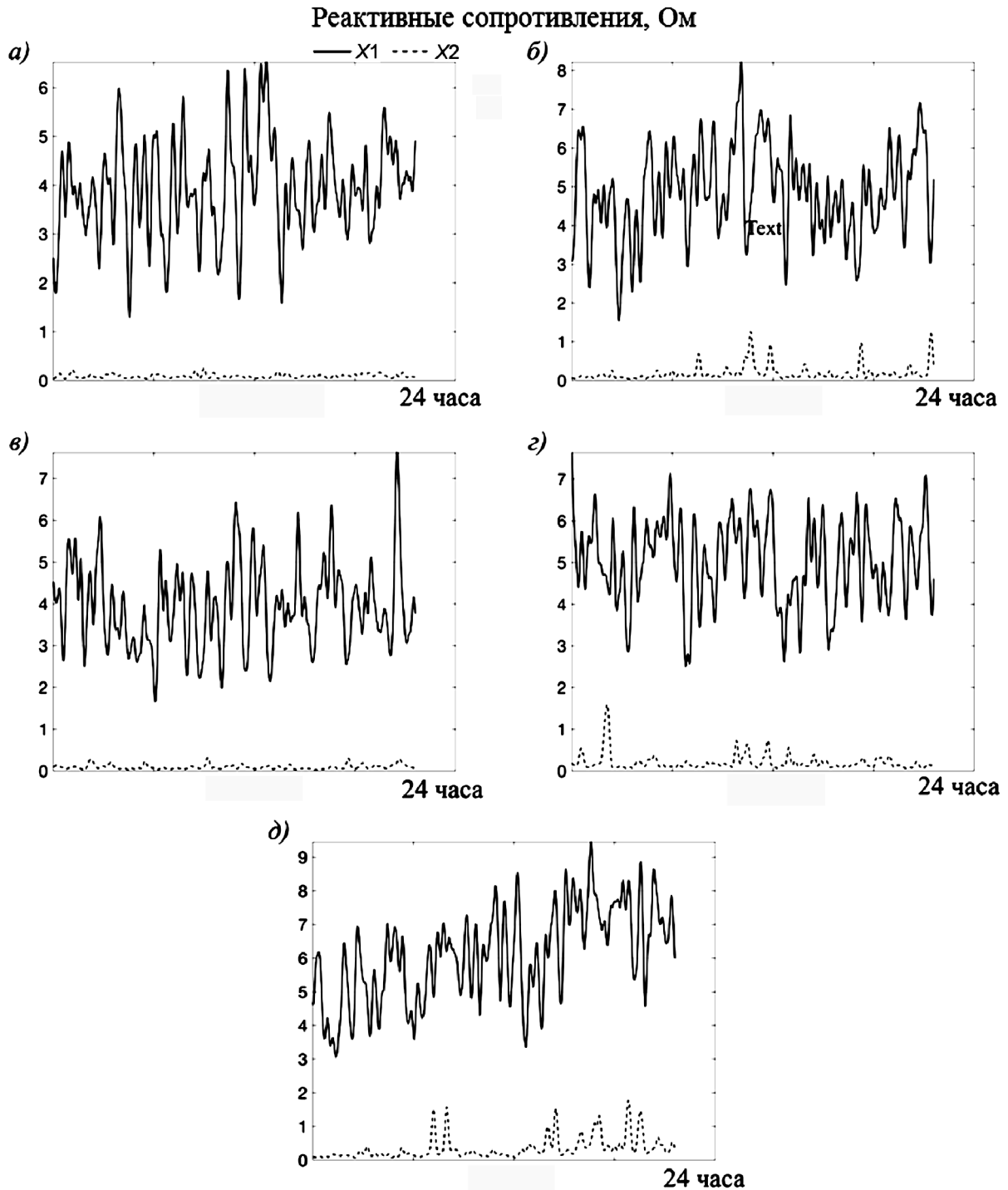


Рис. 7. Значения реактивностей на шинах низкого напряжения трансформаторов Т1–Т5
 Fig. 7. Reactance's values of compensating devices on the bus under the transformer T1–T5



Обсуждение результатов

Предложенный подход позволяет существенно снизить установленную мощность устройств симметризации. Подход учитывает не только несимметрию конкретной нагрузки, но и несимметрию всех остальных нагрузок трёхфазной системы. Это его свойство важно при существенном взаимном влиянии нагрузок. Поэтому его применение позволяет улучшать ситуацию с симметризацией «в целом», решая задачу системно. По нашему мнению, это свойство предложенного метода симметризации уникально.

Алгоритм метода достаточно сложен в реализации. Его применение предполагает использование мощного микропроцессора и цифровой измерительной системы. С учетом того, что стоимость оборудования такого типа неуклонно падает (при его относительно бурно растущих производительности и функциональности), а стоимость силового оборудова-

ния растет, этот недостаток предложенного подхода не представляется нам решающим и снижающим его перспективность.

Заключение

В системах с заметным взаимным влиянием нагрузок и относительно слабой несимметрией использование данного подхода позволяет существенно уменьшить переменную составляющую мгновенной трехфазной мощности во всей системе, используя всего 2-4 компенсатора. При слабом взаимном влиянии режимов работы нагрузок друг на друга и существенной их несимметрии предлагаемый подход позволяет как минимум на треть сократить установленную мощность симметрирующих устройств. При этом устройство используемых компенсаторов может быть достаточно простым, так как основная роль в компенсации несимметрии приходится на алгоритм управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Grainger J.J., Stevenson W.D.** Power System Analysis. New York, McGraw Hill Higher Education, 2-е издание, 2016.
2. **Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В.** Теоретические основы электротехники. СПб.: Питер, 2009.
3. **Korovkin N.V., Vu Q.S., Yazenin R.A.** A method for minimization of unbalanced mode in three-phase power systems // 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW). St. Petersburg, 2016. P. 611–614.
4. **Hingorani N.G., Gyugyi L.** Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. Wiley-IEEE Press, 1999.
5. **Bhattacharyya B., Kumar S.** Approach for the solution of transmission congestion with multi-type FACTS devices // IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 10, No 11, 2016. P. 2802–2809.
6. **Song Y.H., Johns A.** Flexible AC Transmission Systems (FACTS) // IEEE, 1999.
7. **Ghahremani E., Kamwa I.** Analysing the effects of different types of FACTS devices on the steady-state performance of the Hydro-Québec network // IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 8, No 2, 2014. P. 233–249.
8. **Bruno S., De Carne G., La Scala M.** Transmission Grid Control Through TCSC Dynamic Series Compensation // IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 8, No 12, 2016. P. 3202–3211.
9. **Bruno S., De Carne G., La Scala M.** Transmission Grid Control Through TCSC Dynamic Series Compensation // IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 31, No 4, 2016. P. 3202–3211.
10. **Acha E., Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Perrez H., Angeles-Camacho C.** FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks. England, John Wiley & Sons Ltd, 2004.
11. **Sakr W.S., El-Sehiemy R.A., Azmy A.M.** Optimal allocation of TCSCs by adaptive DE algorithm. IET Generation, Transmission & Distribution Vol. 10, No 15, 2016. P. 3844–3854.
12. **Bhushan R., Chatterjee K.** Effects of parameter variation in DFIG-based grid connected system with a FACTS device for small-signal stability analysis // IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 11, No 11, 2017. P. 2762–2777.
13. **Monteiro Pereira R.M., Machado Ferreira C.M., Barbosa F.M.** Comparative study of STATCOM and SVC performance on Dynamic Voltage Collapse of an Electric Power System with Wind Generation // IEEE Latin America Transactions. Vol. 12, No 2, 2014. P. 138–145.
14. **Aghaei J., Zarei M., Asban M., Ghavidel S., Heidari A., Agelidis V.G.** Determining potential stability enhancements of flexible AC transmission system devices using corrected transient energy function // IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 105, No 11, 2017. P. 2099–2115.

15. **Ulinuha A., Masouma M.A.S., Islam S.M.** Reactive Power/Voltage Control for Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms // Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014. Curtin University, Perth, Australia. 28 September – 1 October 2014.
16. **Tolabi H.B., Ali M.H., Rizwan M.** Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach // IEEE Transactions on Sustainable Energy. Vol. 6, No 1, 2015. P. 210–218.
17. **Fortescue C.L.** Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks // Presented at the 34th annual convention of the AIEE (American Institute of Electrical Engineers) in Atlantic City, N.J. on 28 June 1918. Published in: AIEE Transactions. Vol. 37, part II. P. 1027–1140 (1918).
18. **Гехер К.** Теория чувствительности и допусков электронных цепей: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Л. Хотунцева. М.: Сов. радио, 1973. 200 с.
19. **Korovkin N.V., Chechurin V.L., Hayakawa M.** Inverse problems in electric circuits and electromagnetics, USA, Springer, 2006.
20. **Korovkin N.V., Belyaev N.A., Chudny V.S., Frolov O.V.** Power System State Optimization. Novel Approach // EMC. Roma. September 2012.
21. **Li S., Li Y., Sun J., Jin Q., Li X.** A novel control algorithm for inverter-based distributed generation in unbalanced three-phase power systems // Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09.
22. **Mahdad B., Bouktir T., Srairi K.** A Three-Phase Power Flow Modelization: A Tool for Optimal Location and Control of FACTS Devices in Unbalanced Power Systems // IEEE Industrial Electronics. IECON 2006 – 32nd Annual Conference on. Nov. 2006. C. 2238–2243.
23. **Medve D.** Modeling of Power Systems Using of Matlab/SimPowerSystem // Elektroenergetika. Vol. 5, No 2, 2012.
24. **Bahabadi H.B., Mirzaei A., Moallem M.** Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms // 2011 21st International Conference on Systems Engineering, 2011. P. 100–105.
25. **Jiménez A., García N.** Voltage unbalance analysis of distribution systems using a three-phase power flow ans a Genetic Algorithm for PEV fleets scheduling // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012. P. 1–8.
26. **Huang C.-M., Huang Y.-C.** Hybrid optimisation method for optimal power flow using flexible AC transmission system devices. IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 8, No 12, 2014. P. 2036–2045.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ВУ Куанг Ши – аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

E-mail: quangsy@gmail.com

КОРОВКИН Николай Владимирович – доктор технических наук заведующий кафедрой Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Дата поступления статьи в редакцию: 05.04.2018

REFERENCES

- [1] **Grainger J.J., Stevenson W.D.**, Power System Analysis, New York, McGraw Hill Higher Education, 2-ye izdaniye, 2016.
- [2] **Demirchyan K.S., Neyman L.R., Korovkin N.V.**, Teoreticheskiye osnovy elektrotekhniki, SPb.: Piter, 2009. (rus.)
- [3] **Korovkin N.V., Vu Q.S., Yazenin R.A.**, A method for minimization of unbalanced mode in three-phase power systems, 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW), St. Petersburg, 2016, p. 611–614.
- [4] **Hingorani N.G., Gyugyi L.**, Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, Wiley-IEEE Press, 1999.
- [5] **Bhattacharyya B., Kumar S.**, Approach for the solution of transmission congestion with multi-type FACTS devices, IET Generation, Transmission & Distribution. Vol 10, No 11, 2016, P. 2802–2809.
- [6] **Song Y.H., Johns A.**, Flexible AC Transmission Systems (FACTS), IEEE, 1999.
- [7] **Ghahremani E., Kamwa I.**, Analysing the effects of different types of FACTS devices on the steady-state performance of the Hydro-Québec network, IET Generation, Transmission & Distribution. Vol. 8, No 2, 2014, p. 233–249.
- [8] **Bruno S., De Carne G., La Scala M.**, Transmission Grid Control Through TCSC Dynamic Series Compensation, IET Generation,



Transmission & Distribution, Vol. 8, No 12, 2016, p. 3202–3211.

[9] **Bruno S., De Carne G., La Scala M.**, Transmission Grid Control Through TCSC Dynamic Series Compensation, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 31, No 4, 2016, p. 3202–3211.

[10] **Acha E., Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Perrez H. Angeles-Camacho C.**, FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks, England, John Wiley & Sons Ltd, 2004.

[11] **Sakr W.S., El-Sehiemy R.A., Azmy A.M.**, Optimal allocation of TCSCs by adaptive DE algorithm, *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 10, No 15, 2016, p. 3844–3854.

[12] **Bhushan R., Chatterjee K.**, Effects of parameter variation in DFIG-based grid connected system with a FACTS device for small-signal stability analysis, *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 11, No 11, 2017, p. 2762–2777.

[13] **Monteiro Pereira R.M., Machado Ferreira C.M., Barbosa F.M.**, Comparative study of STATCOM and SVC performance on Dynamic Voltage Collapse of an Electric Power System with Wind Generation, *IEEE Latin America Transactions*. Vol. 12, No 2, 2014, p. 138–145.

[14] **Aghaei J., Zarei M., Asban M., Ghavidel S., Heidari A., Agelidis V.G.**, Determining potential stability enhancements of flexible AC transmission system devices using corrected transient energy function, *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 105, No 11, 2017, p. 2099–2115.

[15] **Ulinuha A., Masouma M.A.S., Islam S.M.**, Reactive Power/Voltage Control for Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms, *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014*, Curtin University, Perth, Australia, 28 September – 1 October 2014.

[16] **Tolabi H.B., Ali M.H., Rizwan M.**, Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Vol. 6, No 1, 2015, p. 210–218.

[17] **Fortescue C.L.**, Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase

Networks, *Presented at the 34th annual convention of the AIEE (American Institute of Electrical Engineers) in Atlantic City, N.J. on 28 June 1918*. Published in: *AIEE Transactions*, vol. 37, part II, p. 1027–1140 (1918).

[18] **Gekher K.**, Teoriya chuvstvitelnosti i dopuskov elektronnykh tsepey: Per. s angl. / Pod red. Yu.L. Khotuntseva. M.: Sov. radio, 1973. 200 s. (rus.)

[19] **Korovkin N.V., Chechurin V.L., Hayakawa M.**, Inverse problems in electric circuits and electromagnetics, USA, Springer, 2006.

[20] **Korovkin N.V., Belyaev N.A., Chudny V.S., Frolov O.V.**, Power System State Optimization. Novel Approach, EMC, Roma, September 2012.

[21] **Li S., Li Y., Sun J., Jin Q., Li X.**, A novel control algorithm for inverter-based distributed generation in unbalanced three-phase power systems, *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09*.

[22] **Mahdad B., Bouktir T., Srairi K.**, A Three-Phase Power Flow Modelization: A Tool for Optimal Location and Control of FACTS Devices in Unbalanced Power Systems, *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 – 32nd Annual Conference on*, Nov. 2006, p. 2238–2243.

[23] **Medve D.**, Modeling of Power Systems Using of Matlab/SimPowerSystem, *Elektroenergetika*, Vol. 5, No 2, 2012.

[24] **Bahabadi H.B., Mirzaei A., Moallem M.**, Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms, *2011 21st International Conference on Systems Engineering*, 2011, p. 100–105.

[25] **Jiménez A., García N.**, Voltage unbalance analysis of distribution systems using a three-phase power flow and a Genetic Algorithm for PEV fleets scheduling, *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, p. 1–8.

[26] **Huang C.-M., Huang Y.-C.**, Hybrid optimisation method for optimal power flow using flexible AC transmission system devices, *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 8, No 12, 2014, p. 2036–2045.

THE AUTHORS

VU Quang S. – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university

E-mail: quangsy@gmail.com

KOROVKIN Nikolai V. – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Received: 05.04.2018