

ИНФОРМАТИКА,
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА
И УПРАВЛЕНИЕ

INFORMATICS,
COMPPUTER ENGINEERING
AND CONTROL

УДК 51-74

DOI: 10.17212/1814-1196-2020-4-17-36

Математические модели для определения предельных режимов в электрических сетях с установками распределенной генерации*

Ю.Н. БУЛАТОВ^{1,a}, А.В. КРЮКОВ^{2,3,b}, А.В. ЧЕРЕПАНОВ^{2,c}

¹ 665709, РФ, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Братский государственный университет

² 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Иркутский государственный университет путей сообщения

³ 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Иркутский национальный исследовательский технический университет

^a bulatovyura@yandex.ru ^b and_kryukov@mail.ru ^c smart_grid@mail.ru

Децентрализация производства электроэнергии на основе установок распределенной генерации является важным сегментом новой технологической платформы электроэнергетики. На базе этого подхода могут быть получены значимые положительные эффекты, заключающиеся в снижении финансовых затрат на энергообеспечение, повышении бесперебойности электроснабжения, улучшении качества электроэнергии и стимулировании применения возобновляемых энергоисточников. Для эффективного использования распределенной генерации в электроэнергетических системах требуется разработка методов и средств, обеспечивающих координированное управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами. Особую актуальность приобретают задачи определения предельных режимов сетей, в узловых точках которых подключены генераторы относительно небольшой мощности. В некоторых ситуациях (например, при использовании малых гидравлических станций) группы таких генераторов могут располагаться на значительных для распределительных сетей 6–10–20 кВ расстояниях от центров потребления; при этом будет иметь место заметное ограничение областей статической апериодической устойчивости.

В статье представлены результаты разработок, направленных на реализацию методов определения предельных режимов по статической апериодической устойчивости в сетях с установками распределенной генерации. В основу предлагаемого подхода положены уравнения предельных режимов, обеспечивающие формирование эффективных алгоритмов для оперативного нахождения точек, принадлежащих границам областей устойчивости. Приведены

* Статья получена 02 октября 2020 г.

Работа выполнена при финансовой поддержке по гранту государственного задания Минобрнауки России на тему «Повышение качества электрической энергии и электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железных дорог, оснащенных устройствами Smart Grid, путем применения методов и средств математического моделирования на основе фазных координат».

результаты построения указанных областей для электрической сети 6 кВ с установками распределенной генерации на основе гидравлических станций малой мощности. Дополнительно в системе Matlab проведено моделирование переходных процессов в исследуемой электроэнергетической системе для различных точек пространства регулируемых параметров режима.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, установки распределенной генерации, уравнения предельных режимов, обеспечение статической устойчивости, статическая апериодическая устойчивость, математические модели, уравнения установившихся режимов, матрица Якоби, моделирование, прогностические регуляторы

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) возникает необходимость определения предельных режимов (ПР) по статической апериодической устойчивости (САУ) [1, 2]. Особую актуальность задачи оперативного расчета ПР приобретают при реализации систем противоаварийного управления ЭЭС [1–4]. Кроме того, с определением ПР связаны другие важные вычислительные процедуры управления, в частности направленные на оптимизацию режимов ЭЭС.

В прошлом столетии задачи определения ПР и построения областей САУ решались применительно к мощным ЭЭС и энергообъединениям с высоковольтными электрическими сетями 110–220–330–750 кВ [1–4]. В связи с переходом к децентрализованным технологиям производства электроэнергии [5–18] на основе установок распределенной генерации (РГ) эти задачи становятся актуальными для распределительных сетей 6–10–20 кВ и систем электроснабжения. Некоторые объекты децентрализованной выработки электроэнергии (например, малые гидравлические электростанции или ветропарки, особенно офшорные) могут располагаться на расстояниях от центров потребления, значительных для класса сетей напряжением 6–10–20 кВ. Этот фактор приводит к существенному ограничению областей САУ и затрудняет противоаварийное управление [19, 20]. Ниже рассматриваются математические модели для оперативного определения ПР в электрических сетях и системах электроснабжения с установками РГ, построенные на основе уравнений предельных режимов.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

При традиционном представлении генераторов и нагрузок ЭЭС в виде активных и реактивных мощностей, подключенных в узловых точках сети, для описания установившихся режимов ЭЭС используются уравнения следующего вида:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{0}, \quad (1)$$

где $\mathbf{F} = [f_1 f_2 \dots f_n]^T$ – нелинейная вектор-функция; $\mathbf{Y} = [y_1 y_2 \dots y_m]^T$ – заданные значения регулируемых параметров; \mathbf{X} – нерегулируемые параметры, которые необходимо определить из решения (1).

При некоторых значениях \mathbf{Y}_L вектора \mathbf{Y} , принадлежащих множеству \mathfrak{Z} , уравнения (1) будут иметь решения $\mathbf{X} = \mathbf{X}_L \in \mathfrak{S}$, в которых выполняется условие

$$a_0 = (-1)^n \det \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = 0, \quad (2)$$

где $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$ – матрица Якоби уравнений

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad (3)$$

в общем случае отличающихся от системы (1), потому что они записываются с учетом характеристик элементов ЭЭС при малых возмущениях. Подробный анализ причин отличия уравнений (1) и (3) приведен в работе [4]. Параметрам \mathbf{Y}_L отвечают предельные по САУ режимы. В пространстве параметров \mathbf{Y} точки \mathbf{Y}_L лежат на гиперповерхности L_W (рис. 1).

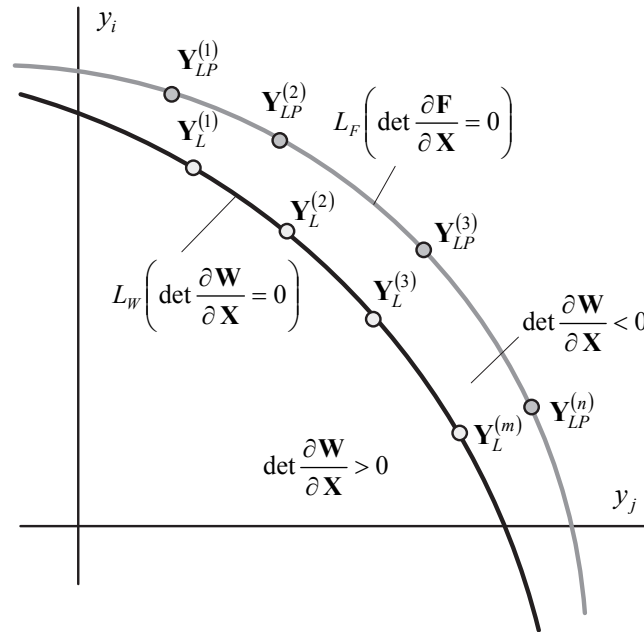


Рис. 1. Сечения областей устойчивости и существования режимов в пространстве \mathbf{Y} координатной плоскостью

Fig. 1. Sections of regions of stability and existence of regimes in the \mathbf{Y} space by the coordinate plane

При значениях $\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{LP}$ уравнения (1) имеют решения

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}_{LP} \in \mathfrak{S}_P,$$

отвечающие режимам, предельным по передаваемой мощности. Для этих режимов выполняется условие

$$\det \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} = 0, \quad (4)$$

где $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ – матрица Якоби уравнений установившихся режимов (УУР) (1).

В пространстве \mathbf{Y} значениям $\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{LP}$ соответствует гиперповерхность L_F (рис. 1).

Для наиболее общего случая справедливо соотношение

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \neq \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}},$$

что связано с целым рядом факторов, проанализированных в работе [4]. Равными указанные матрицы будут тогда, когда характеристики генераторов и нагрузок, используемые для расчета режимов и исследования устойчивости, не будут отличаться. В этом случае при одинаковых формах записи уравнений (1) и (3) будет выполняться равенство

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}.$$

2. УРАВНЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Для решения задач противоаварийного управления в сетях с установками РГ требуются эффективные методы оперативного определения ПР, которые не используют многошаговые процедуры. Кроме того, применяемые для этой цели алгоритмы должны обеспечивать высокую надежность получения результатов. Такая методика, адаптированная к задачам определения ПР и построения границ L_W и L_F для сетей с установками РГ, может быть реализована на базе уравнений предельных режимов (УПР) [1, 4].

В основе этих уравнений лежит замена соотношения (2) на условие, которое можно представить в двух видах

$$\mathbf{V} = \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}; \quad (5)$$

$$\mathbf{V} = \left(\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}, \quad (6)$$

где $\mathbf{S} = [s_1 s_2 \dots s_n]^T$, $\mathbf{R} = [r_1 r_2 \dots r_n]^T$ – собственные векторы соответствующих матриц, отвечающие собственному значению, равному нулю. Соотно-

шения (5) и (6) являются абсолютно эквивалентными, однако последняя запись является более предпочтительной, так как на ее основе могут быть сформированы модифицированные УПР, позволяющие определять предельные режимы для наиболее опасной траектории утяжеления, выбирать управляющие воздействия противоаварийной автоматики, аппроксимировать границы областей САУ [4].

Из того, что в уравнениях (5) и (6) векторы \mathbf{R}, \mathbf{S} определяются с точностью до произвольного множителя, необходимо их доопределение, наиболее приемлемый способ которого состоит в дополнении систем (5), (6) скалярными уравнениями

$$U(\mathbf{S}) = \mathbf{S}^T \mathbf{S} - 1 = 0$$

или

$$U(\mathbf{R}) = \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0.$$

Следует отметить, что в отличие от (2) и (4) условия (5) и (6) дают аналитическое описание границ L_W или L_F .

На основе соотношений (1) и (5) могут быть записаны уравнения предельных режимов [1, 4]

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{S}, \mathbf{Y}(T)] &= \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}, \\ U(\mathbf{S}) &= \mathbf{S}^T \mathbf{S} - 1 = 0, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где функция $\mathbf{Y}(T) = \mathbf{Y}_0 + T \Delta \mathbf{Y}$ скалярного аргумента T задает в пространстве \mathbf{Y} линейную траекторию изменения вектора \mathbf{Y} ; \mathbf{Y}_0 – значение вектора \mathbf{Y} в исходном режиме.

При использовании соотношения (6) УПР приобретают вид

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{R}, \mathbf{Y}(T)] &= \left(\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}, \\ U(\mathbf{R}) &= \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Для многих практических приложений можно использовать допущение о совпадении матриц $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$, $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$; при этом УПР приобретают следующий вид:

– для прямой матрицы

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{S}, \mathbf{Y}(T)] &= \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}, \\ U(\mathbf{S}) &= \mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{1} = \mathbf{0}. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

– для транспонированной матрицы

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}[\mathbf{X}, \mathbf{Y}(T)] &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{V}[\mathbf{X}, \mathbf{R}, \mathbf{Y}(T)] &= \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}, \\ U(\mathbf{R}) &= \mathbf{R}^T \mathbf{R} - \mathbf{1} = \mathbf{0}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Для определения параметров предельного режима на основе УПР можно использовать метод Ньютона–Рафсона, при этом каждый шаг расчета требует решения следующей системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial T} \\ \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} & \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{S}} & \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial T} \\ \mathbf{0} & \frac{\partial U}{\partial \mathbf{S}} & \frac{\partial U}{\partial T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{X} \\ \Delta \mathbf{S} \\ \Delta T \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{F} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta U \end{bmatrix}.$$

В широко применяемых для определения ПР методов дискретного утяжеления при подходе к точке \mathbf{X}_{LP} требуется решение плохо обусловленных

СЛАУ, что вызвано вырожденностью матрицы $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ при $\mathbf{X} = \mathbf{X}_{LP}$.

УПР свободны от этого недостатка, так как отвечающая им матрица Якоби не вырождена в указанной точке, т. е. можно записать, что при $\mathbf{X} = \mathbf{X}_{LP}$

$$\det \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}} = \det \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial T} \\ \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} & \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{S}} & \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial T} \\ \mathbf{0} & \frac{\partial U}{\partial \mathbf{S}} & \frac{\partial U}{\partial T} \end{bmatrix} \neq 0, \quad (10)$$

где $\mathbf{H} = \{\mathbf{F}, \mathbf{V}, U\}$, $\mathbf{Z} = \{\mathbf{X}, \mathbf{S}, T\}$.

3. НЕВЫРОЖДЕННОСТЬ МАТРИЦЫ ЯКОБИ УРАВНЕНИЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Отличность от нуля определителя матрицы $\frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}}$ в точке решения можно проиллюстрировать на примере формы записи УПР, использующей вектор \mathbf{S} . Если уравнения (1) и (3) различаются, то матрицы $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$ и $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ не совпадают. Поэтому в точках, соответствующих границе L_W ,

$$\det \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \neq 0,$$

что в общем случае обеспечивает выполнение соотношения

$$\det \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}} \neq 0.$$

Доказательство выполнения условия (10) при совпадении матриц $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$ и $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ можно провести при допущении того, что

$$\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial T} = \alpha_1 \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial x_1} + \alpha_2 \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial x_2} + \dots + \alpha_i \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial x_i} + \dots + \alpha_n \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial x_n}; \quad \exists \alpha_i \neq 0, \quad (11)$$

т. е. вектор $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial T}$ в точках, принадлежащих границе L_W , не является линейной комбинацией столбцов матрицы $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$.

Действительно, равенство (11) выполняется только при нереальных траекториях изменения режима [4] из точек, находящихся за пределами границы L_W (рис. 2).

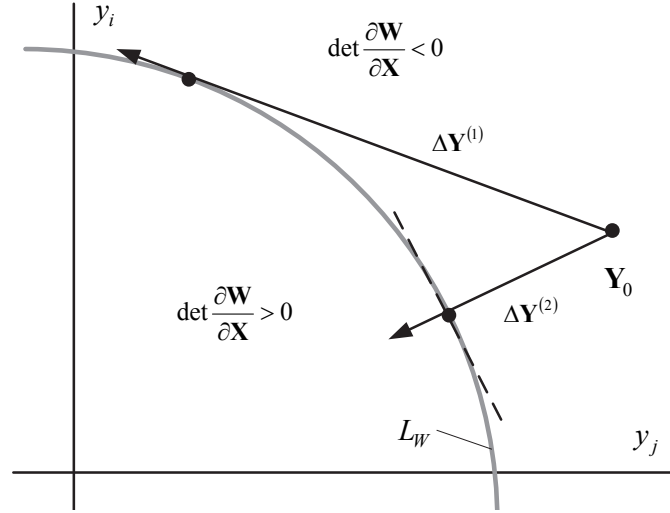


Рис. 2. Изменение режима по траектории, касательной гиперповерхности L_W

Fig. 2. Changing the mode along the trajectory tangent to the hypersurface L_W

Доказательство выполнения условия (10) можно провести от противного, предполагая вначале, что в точке решения \mathbf{Z}_L

$$\det \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}} = 0. \quad (12)$$

При выполнении уравнения (12) матрице $\frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}}$ должен соответствовать собственный вектор $\mathbf{K} \neq 0$, отвечающий собственному значению $\lambda = 0$. Тогда можно записать:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{K}_I + \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{T}} \mathbf{K}_{III} &= \mathbf{0}; \\ \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{K}_I + \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{S}} \mathbf{K}_{II} + \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{T}} \mathbf{K}_{III} &= \mathbf{0}, \\ 2\mathbf{S}' \mathbf{K}_{II} &= \mathbf{0}, \end{aligned} \quad (13)$$

где $\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_I \\ \mathbf{K}_{II} \\ \mathbf{K}_{III} \end{bmatrix}$ $\mathbf{K}_I = [k_1 \ k_2 \ \dots \ k_n]^T$; $\mathbf{K}_{II} = [k_{n+1} \ k_{n+2} \ \dots \ k_{2n}]^T$;

$$\mathbf{K}_{III} = k_{2n+1}.$$

Для принятого выше допущения первое векторное уравнение системы (13) справедливо только при выполнении следующих условий:

$$\mathbf{K}_I = \mathbf{S}; \quad \mathbf{K}_{III} = 0.$$

При выполнении этих соотношений второе и третье уравнения (13) принимают вид

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} + \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{S}} \mathbf{K}_{II} &= \mathbf{0}, \\ 2\mathbf{S}' \mathbf{K}_{II} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

Второе равенство в (14) справедливо только при $\mathbf{K}_{II} = 0$, при этом первое равенство принимает вид

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{S} = \mathbf{0}. \quad (15)$$

Так как \mathbf{S} не собственный вектор матрицы $\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}}$, то соотношение (15) выполняется тогда, когда $\mathbf{S} = 0$.

Таким образом, все компоненты вектора \mathbf{K} являются нулевыми и соотношение

$$\det \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}} \neq 0$$

выполняется в точках, отвечающих границе L_W . Приведенное доказательство распространяется на любую из форм УПР, представленных выше.

Невырожденность матрицы $\frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Z}}$ обеспечивает высокую надежность получения результата, что особенно важно при использовании УПР в задачах определения ПР при противоаварийном управлении в системах электроснабжения с установками распределенной генерации [19, 20].

4. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Определение областей САУ на основе УПР в форме (10) проведено применительно к схеме сети [19, 20], план и схема которой приведены на рис. 3. Мощности установок РГ приняты равными 24 МВт.

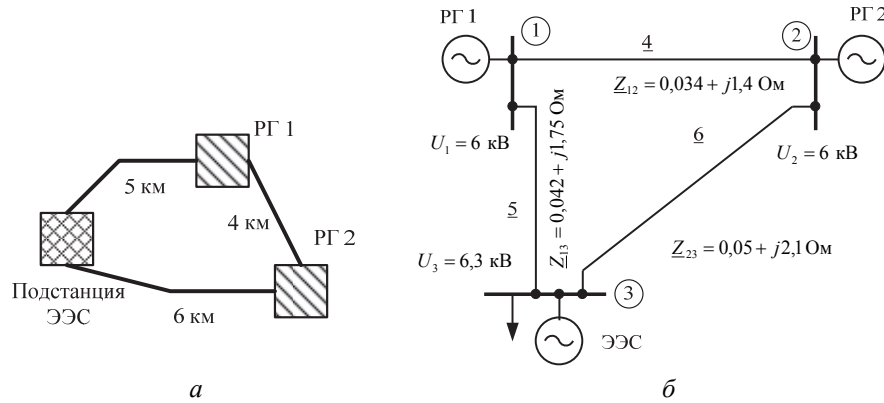


Рис. 3. План (а) и схема сети (б)

Fig. 3. Plan (a) and network diagram (b)

Расчеты выполнялись для трех вариантов сети (см. рис. 3):

- 1) полная схема сети;
- 2) перемычка между установками РГ разомкнута;
- 3) отключена линия, связывающая установку РГ 1 с подстанцией ЭЭС.

Результаты моделирования проиллюстрированы на рис. 4, 5 и в таблице.

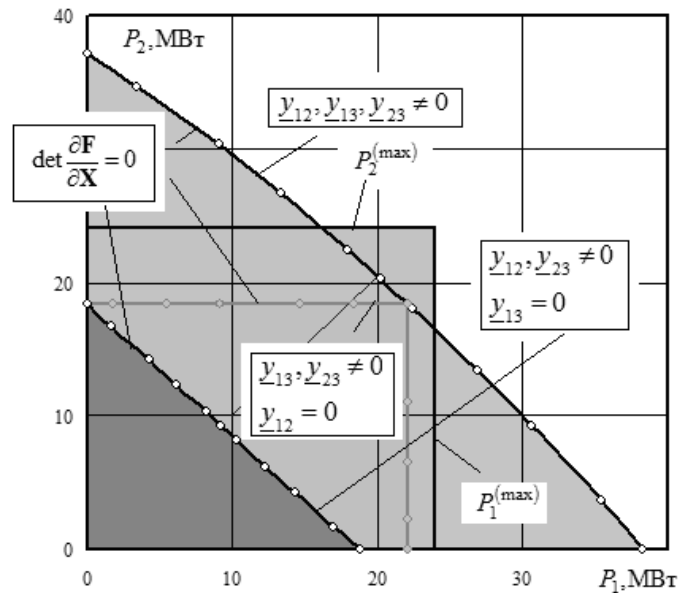


Рис. 4. Области САУ при различных структурах сети

Fig. 4. SAS areas for different network structures

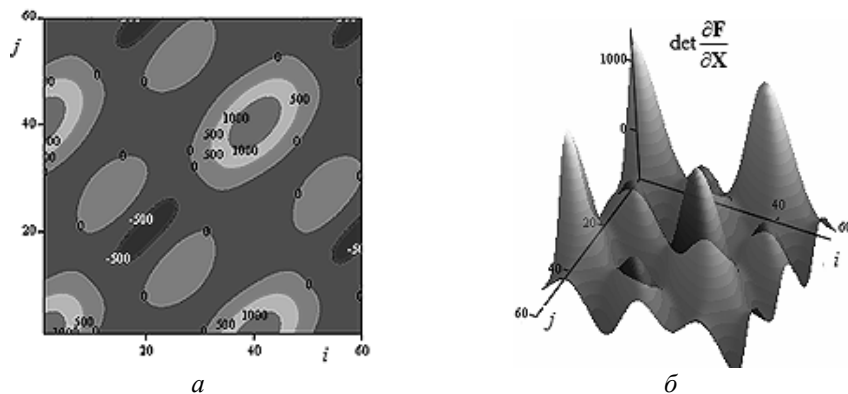


Рис. 5. Графики якобиана при изменении параметров δ_1 и δ_2 для полной схемы сети:

a – контурный график; b – график поверхности $\delta_1(i) = 0,05\pi i$; $\delta_2(j) = 0,05\pi j$

Fig. 5. Jacobian diagrams when parameters δ_1 and δ_2 are changed for the complete network diagram:

a is a contour plot; b is a surface plot $\delta_1(i) = 0,05\pi i$; $\delta_2(j) = 0,05\pi j$

Результаты расчета режимов полной схемы

Results of calculating the complete circuit modes

P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_{ij} , МВт	δ_1 , град	δ_2 , град	Q_1 , Мвар	Q_2 , Мвар
2	2	3,9	5,6	5,9	-0,97	-0,8
5	5	9,88	14,31	15,1	-0,5	-0,36
10	10	19,7	29,49	31	1,54	1,49
15	15	29,3	47,4	49,82	5,62	5,2
20	20	38,3	80,26	84,1	16,5	14,9

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что на основе описанных выше алгоритмов может быть реализована эффективная методика анализа статической аperiodической устойчивости в ЭЭС с установками РГ, применимая в задачах проектирования, а также оперативного и противоаварийного управления (ОУ и ПАУ). Невырожденность матрицы Якоби УПР в точке решения обеспечивает надежность получения результатов, что весьма важно в задачах ОУ и ПАУ.

Дополнительно проведено моделирование переходных процессов в системе Matlab при кратковременном включении на подстанции ЭЭС нагрузки мощностью $25 + j15$ МВ·А для следующих коммутационных ситуаций и величин мощностей установок РГ:

- для схемы a на рис. 3: $P_1 = 18$ МВт; $P_2 = 18$ МВт (устойчивый режим); $P_1 = 22$ МВт; $P_2 = 18$ МВт (неустойчивый режим);

- при отключенной линии, которая связывает РГ1 с подстанцией ЭЭС: $P_1 = 6$ МВт; $P_2 = 6$ МВт (устойчивый режим); $P_1 = 10$ МВт; $P_2 = 8$ МВт (неустойчивый режим).

Полная схема модели исследуемой сети в Matlab, в которой учитываются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и регуляторы скорости (АРС)

вращения ротора генератора, представлена на рис. 6. В ней применялись блоки пакетов моделирования системы Matlab. В качестве установок РГ в исследуемой системе использовались две малые ГЭС с установленной мощностью по 24 МВт каждая, работающие на базе синхронных генераторов (блоки Synchronous Machine на рис. 6).

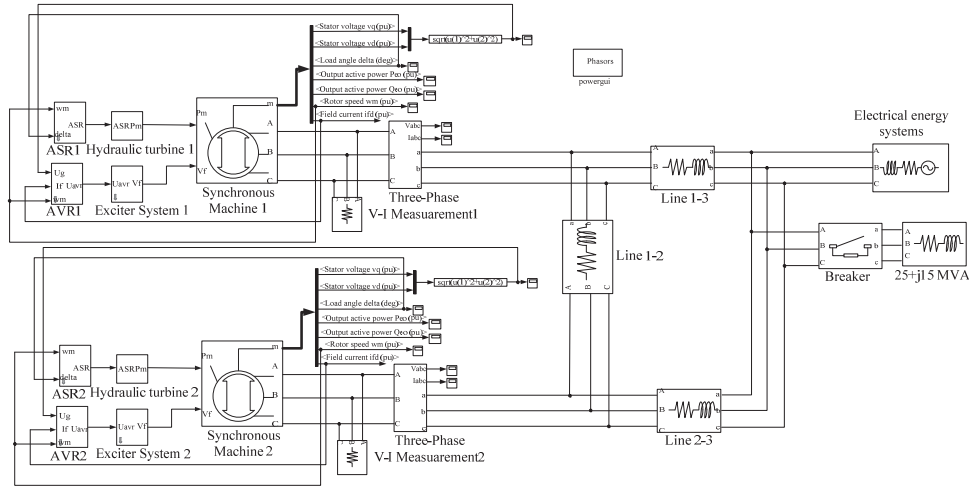


Рис. 6. Внешний вид модели в Matlab

Fig. 6. Diagram of the network model in Matlab

Системы возбуждения генераторов (блоки Excitation System1 и Excitation System 2 на рис. 6) моделировались апериодическим звеном первого порядка с передаточной функцией $\frac{1}{0,025s + 1}$.

Блок Hydraulic Turbine на рис. 6 включал модели главного сервомотора с изодромным регулятором, ограничителя и гидравлической турбины. Сервомотор с регулятором представлен следующей передаточной функцией:

$$\frac{0,1s + 1}{(0,1s + 1)(0,25s + 1) + n_i 0,1s},$$

где $n_i = 10$ отн. единиц – коэффициент усиления изодромного регулятора.

Для турбины применялась передаточная функция, учитывающая гидроудар

$$\frac{1 - a0,344s}{1 + 0,5a0,344s},$$

где $a = 0 \dots 1$ – положение открытия направляющего аппарата.

Для синхронных генераторов установок РГ при моделировании задавались следующие параметры: номинальная мощность 24 МВ·А; напряжение 6 кВ; частота 50 Гц; постоянная инерции – 2,86 с; число пар полюсов – 3. Линии электропередач (блоки Line на рис. 6) представлялись в виде последовательно соединенных RL -цепей, сопротивления которых указаны на рис. 3.

Подробное описание используемых моделей прогностических АРВ и АРС (блоки AVR, ASR на рис. 6) приведено в работе [21].

На первом этапе для чистоты эксперимента моделировались генераторы установок РГ без АРВ и АРС. Результаты моделирования в виде временных зависимостей мощностей, скоростей вращения роторов и напряжений генератора установки РГ1 представлены на рис. 7 и 8.

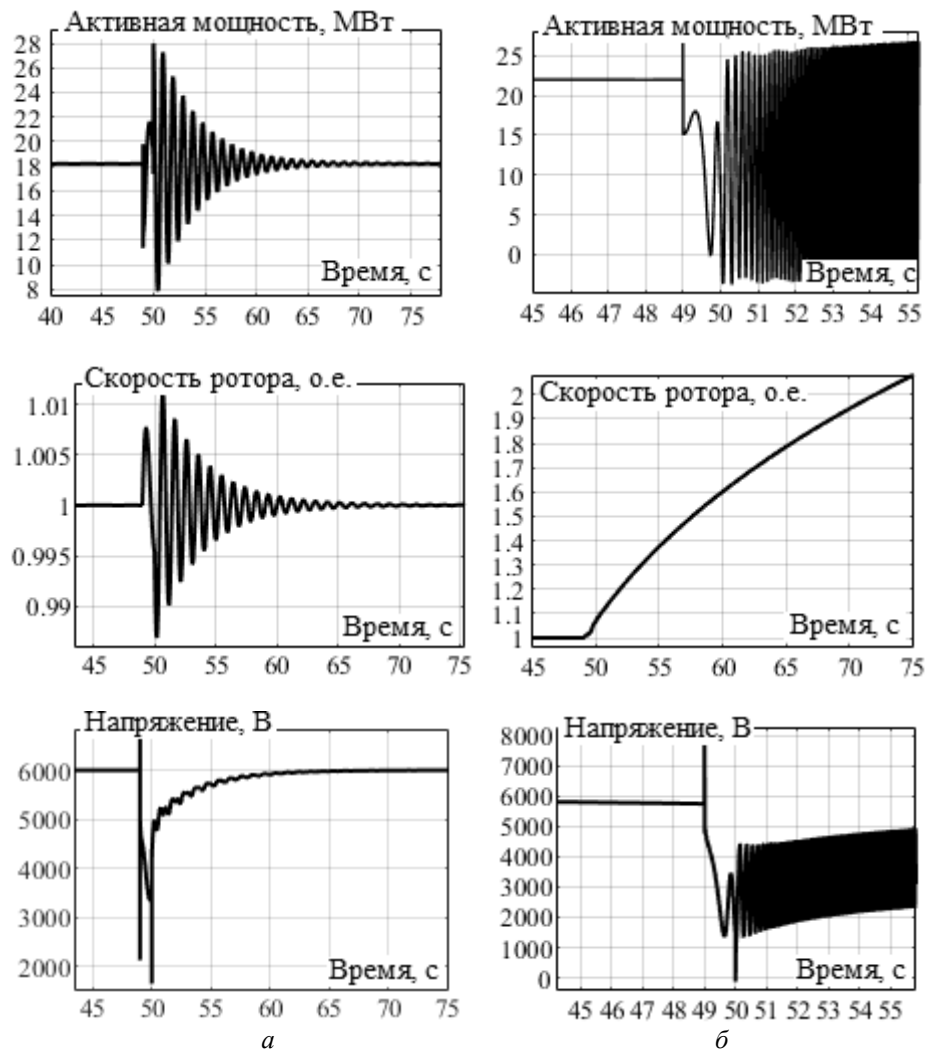


Рис. 7. Временные зависимости мощности, скорости вращения ротора и напряжения генератора установки РГ1 при кратковременном включении дополнительной нагрузки в полной схеме сети:

a – $P_1 = 18$ МВт, $P_2 = 18$ МВт (устойчивый режим); *б* – $P_1 = 22$ МВт, $P_2 = 18$ МВт (неустойчивый режим)

Fig. 7. Time dependencies of power, rotor speed and voltage of the DG1 plant generator with a short-term connection of an additional load in the complete network circuit:

(*a*) $P_1 = 18$ MW, $P_2 = 18$ MW (stable mode); (*b*) $P_1 = 22$ MW, $P_2 = 18$ MW (unstable mode)

Результаты компьютерного моделирования подтверждают правильность расчета точек областей устойчивости ЭЭС с установками РГ с использованием предлагаемой методики. При значениях параметров режима, находящегося на границе области САУ, и вносимом возмущении в ЭЭС в виде подключения дополнительной нагрузки наблюдается ожидаемая потеря устойчивости генераторов установок РГ (рис. 7, б и 8, б).

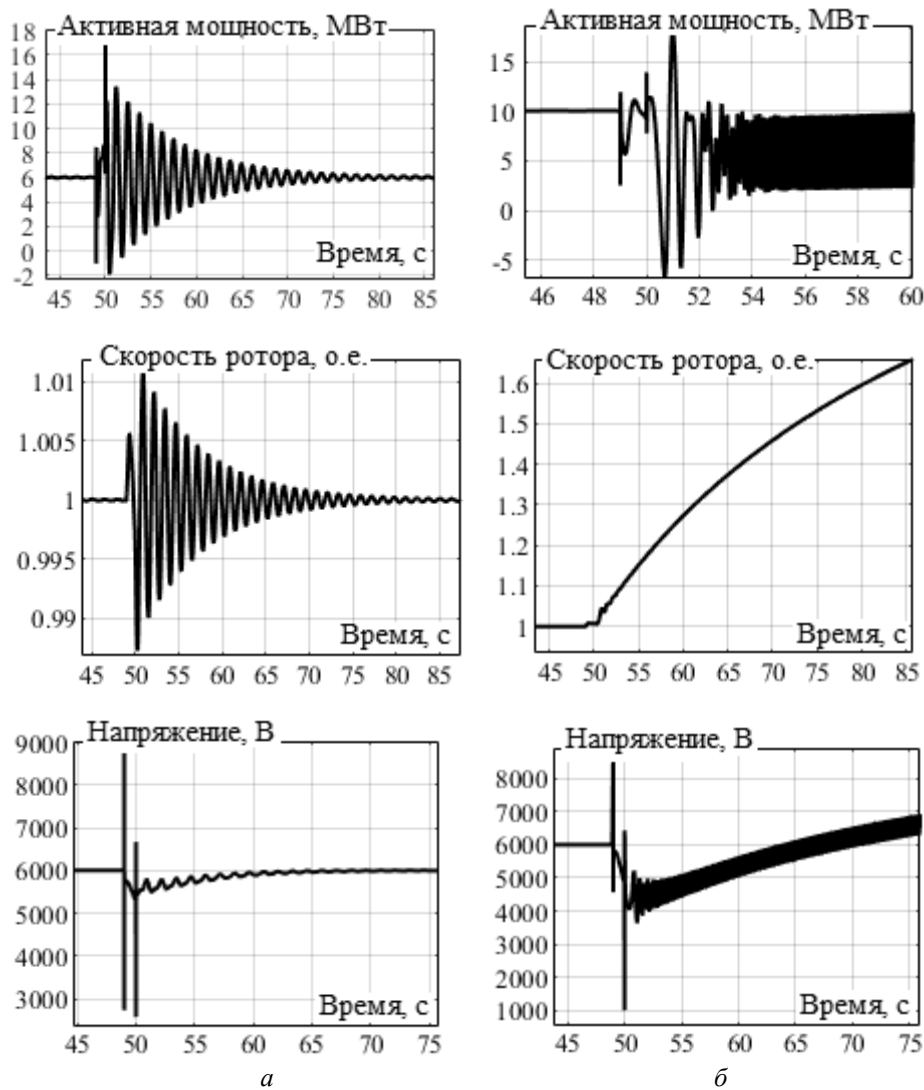


Рис. 8. Временные зависимости мощности, скорости вращения ротора и напряжения генератора установки РГ1 при кратковременном включении дополнительной нагрузки в схеме сети с отключенной линией 1–3:

а – $P_1 = 6$ МВт, $P_2 = 6$ МВт (устойчивый режим); б – $P_1 = 10$ МВт, $P_2 = 8$ МВт (неустойчивый режим)

Fig. 8. Time dependencies of power, rotor speed and voltage of the DG1 plant generator with a short-term connection of an additional load in a network circuit with the disconnected Line 1–3:

а – $P_1 = 6$ MW, $P_2 = 6$ MW (stable mode); б – $P_1 = 10$ MW, $P_2 = 8$ MW (unstable mode)

Также выполнено моделирование переходных процессов при дополнительной нагрузке генераторов установок РГ для сети с отключенной линией 1–3, выводящей режим ЭЭС за пределы области устойчивости. Соответствующие графики представлены на рис. 9, *а*. Использование прогностических АРВ и АРС позволяет расширить границы области САУ. Временные зависимости мощности, скорости вращения ротора и напряжения генератора, подтверждающие данные выводы, показаны на рис. 9, *б*.

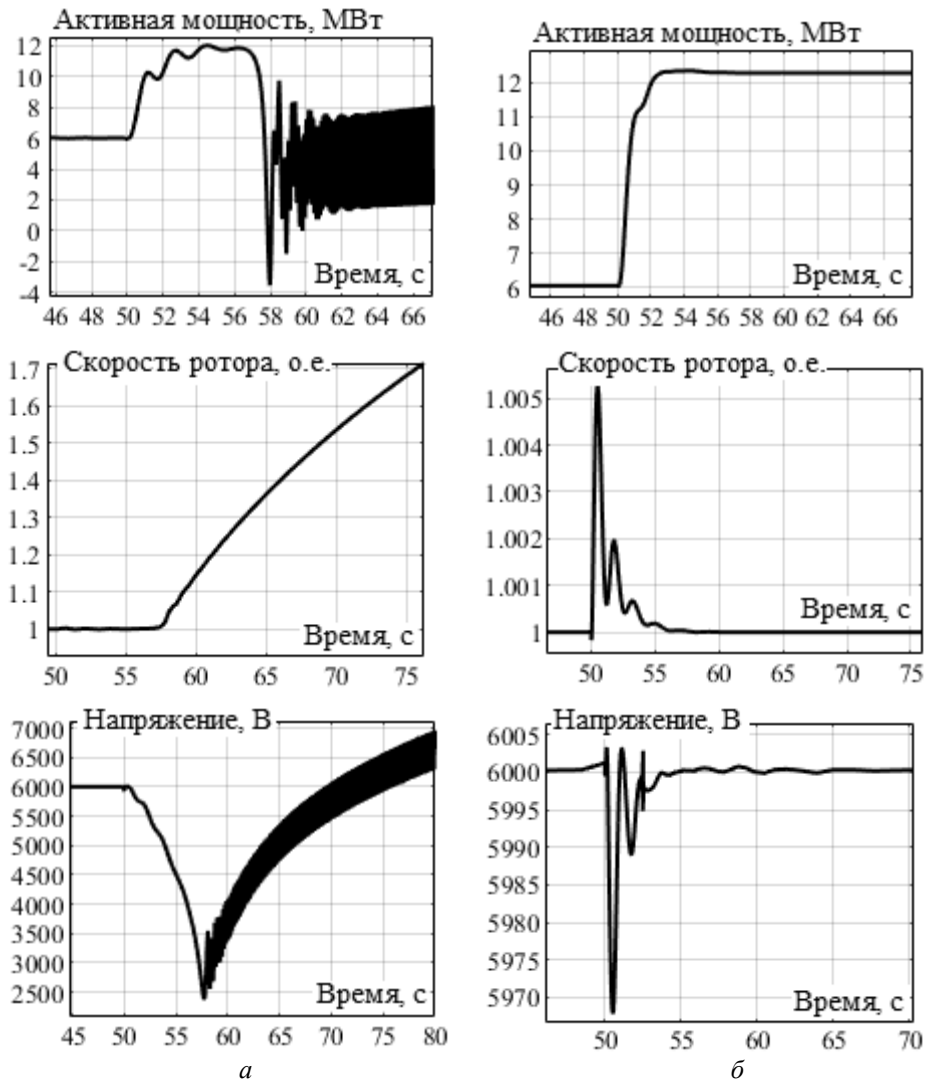


Рис. 9. Временные зависимости мощности, скорости вращения ротора и напряжения генератора установки РГ1 при увеличении загрузки генераторов с $P_1 = 6$ МВт, $P_2 = 6$ МВт до $P_1 = 12$ МВт, $P_2 = 10$ МВт в схеме сети с отключенной линией 1–3:

а – без регуляторов; *б* – с использованием прогностических АРВ и АРС

Fig. 9. Time dependencies of power, rotor speed and voltage of the DG1 plant generator with an increase in the generators load from $P_1 = 6$ MW, $P_2 = 6$ MW to $P_1 = 12$ MW, $P_2 = 10$ MW in the network diagram with the disconnected Line 1–3:

a – without regulators; *b* – using prognostic AVR and ASR

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные расчеты ПР и результаты компьютерного моделирования дают возможность сделать следующие выводы.

1. На основе УПР может быть реализована эффективная методика определения точек областей устойчивости ЭЭС с установками РГ при различных структурах сети. Невырожденность матрицы Якоби УПР в точке решения обеспечивает надежность получения результатов, что весьма важно в задачах оперативного и особенно противоаварийного управления.

2. Результаты компьютерного моделирования подтверждают правильность расчета точек областей устойчивости ЭЭС с установками РГ с использованием предлагаемой методики. При значениях параметров режима, находящегося на границе области устойчивости, и вносимом возмущении в ЭЭС в виде подключения дополнительной нагрузки наблюдается ожидаемая потеря устойчивости генераторов установок РГ.

3. Использование прогностических регуляторов установок РГ позволяет расширить границы области САУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Конторович А.М., Крюков А.В.* Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. – № 3. – С. 25–33.
2. *Makarov Yu.V., Ma J., Dong Zh.Y.* Determining static stability boundaries using a non-iterative method // Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting. – St. Louis, 2007. – P. 1–9. – DOI: 10.1109/PES.2007.385897.
3. *Ayuev B.I., Davydov V.V., Erokhin P.M.* Fast and reliable method of searching power system marginal states // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – P. 4525–4533. – DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2538299.
4. *Крюков А.В.* Предельные режимы электроэнергетических систем. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – 236 с.
5. *Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S.* Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system // International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. – 2012. – N 6. – P. 385–389. – DOI: 10.5281/zenodo.1327636.
6. *Buchholz B.M., Styczynski Z.* Smart Grids – fundamentals and technologies in electricity networks. – Heidelberg: Springer, 2014. – 396 p.
7. *Mahmoud M.S., AL-Sunni F.M.* Control and optimization of distributed generation systems. – Cham: Springer, 2015. – 578 p.
8. *Barker P.P., Mello R.W. de.* Determining the impact of distributed generation on power systems. Pt. 1. Radial distribution systems // 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. – Seattle, WA, 2000. – P. 222–233. – DOI: 10.1109/PESS.2000.868775.
9. *Voropai N.I., Stychinsky Z.A.* Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics. – Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. – 223 p.
10. Impact of clustering microgrids on their stability and resilience during blackouts / M.S. Saleh, A. Althaibani, Y. Esa, Y. Mhandi, A.A. Mohamed // Proceedings on International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE). – Offenburg, Germany, 2015. – P. 195–200.
11. *Mohsen F.N., Amin M.S., Hashim H.* Application of smart power grid in developing countries // IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO). – Langkawi, 2013. – P. 427–431. – DOI: 10.1109/PEOCO.2013.6564586.
12. Smart Grid technologies / J. Wang, A.Q. Huang, W. Sung, Y. Liu, B.J. Baliga // IEEE Industrial Electronics Magazine. – 2009. – N 3. – P. 16–23. – DOI: 10.1109/MIE.2009.932583.
13. Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed Energy Storage System / X. Shen, S. Zhu, J. Zheng, Y. Han, Q. Li, J. Nong, Sh. Mohammad // 2015

Power and Energy Society General Meeting. – Denver, CO, 2015. – P. 1–5. – DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286069.

14. *Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P.* Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. – 2016. – N 7. – P. 348–357. – DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741088.

15. Trends in microgrid control / D.E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A.H. Etemadi, C.A. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A.H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G.A. Jimenez-Estevez, N.D. Hatziaargyriou // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – N 5. – P. 1905–1919.

16. *Ackermann T., Anderson G., Söder L.* Distributed generation: a definition // Electric Power Systems Research. – 2001. – Vol. 57. – P. 195–204. – DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.

17. *Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F.* Renewable energy resources: current status, future prospects and their enabling technology // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – Vol. 39. – P. 748–764. – DOI: 10.1016/J.RSER.2014.07.113.

18. *Xie W., Xia X.* Distributed energy dispatch of electrical energy storage systems using consensus control approach // IFAC-PapersOnLine. – 2018. – Vol. 51. – P. 229–234. – DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.07.283.

19. *Bulatov Yu.N., Kryukov A.V.* Prevention of outages in power systems with distributed generation plants // Energy Systems Research. – 2019. – N 2. – P. 68–83.

20. Ensuring postemergency modes stability in power supply systems equipped with distributed generation plants / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov, N. Shamarova // 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering (Elektroenergetika 2019): Proceedings. – Stara Lesna, Slovakia, 2019. – P. 38–42.

21. *Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Huan N.V.* Automatic prognostic regulators of distributed generators // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – Vladivostok, Russia, 2018. – P. 1–4. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602718.

Булатов Юрий Николаевич, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем. Имеет более 150 публикаций. E-mail: bulatovyura@yandex.ru.

Крюков Андрей Васильевич, доктор технических наук, профессор Иркутского государственного университета путей сообщения, профессор Иркутского национального исследовательского технического университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения железных дорог. Имеет более 600 публикаций. E-mail: and_kryukov@mail.ru.

Черепанов Александр Валерьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики транспорта Иркутского государственного университета путей сообщения. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами ЭЭС и систем электроснабжения железных дорог. Имеет более 60 публикаций. E-mail: smart_grid@mail.ru.

Bulatov Yuri N., PhD (Eng.), associate professor, head of the department of electric power and electrical engineering of Bratsk State University. The main area of his scientific research is modeling and control of the modes of electric power systems. He has over 150 publications. E-mail: bulatovyura@yandex.ru.

Kryukov Andrey V., D.Sc. (Eng.), professor, Irkutsk State Transport University, Irkutsk National Research Technical University. The main area of his scientific research is modeling and control of regimes of electric power systems and railway power supply systems. He has over 600 publications. E-mail: and_kryukov@mail.ru.

Cherepanov Aleksandr V., PhD (Eng.), associate professor at the transport electric engineering department at Irkutsk State Transport University. The main area of his scientific research is modeling and management of electric power systems and railroad power supply systems. He has over 60 publications. E-mail: smart_grid@mail.ru.

Mathematical models for determining limit operating modes in electrical networks with distributed generation plants*

Yu.N. BULATOV^{1,a}, A.V. KRYUKOV^{2,3,b}, A.V. CHEREPANOV^{2,c}

¹ Bratsk State University, 40 Makarenko Street, Bratsk, 665709, Russian Federation

² Irkutsk State Transport University, 15 Chernishevskaya Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation

³ Irkutsk National Research Technical University, 83 Lermontov Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation

Abstract

Decentralization of electricity generation based on distributed generation plants is an important segment of the new technology platform for the power industry. On the basis of this approach, significant positive effects can be obtained, which consist in reducing financial costs of energy supply, increasing the uninterrupted power supply, improving the quality of electricity and stimulating the use of renewable energy sources. Effective use of distributed generation in electric power systems requires the development of methods and tools that provide coordinated management of normal, emergency and post-emergency modes. Of particular relevance is the problem of determining the limit operating modes of networks, at the nodal points of which relatively low power generators are connected. In some situations, for example, when using small hydraulic stations, groups of such generators can be located at significant distances for 6-10-20 kV distribution networks from consumption centers. In this case there will be a noticeable limitation of the regions of static aperiodic stability.

The article presents the results of developments aimed at implementing methods for determining the limit operating modes by static aperiodic stability in networks with distributed generation plants. The proposed approach is based on the limit modes equations which provide the formation of effective algorithms for the operational finding of points belonging to the boundaries of stability regions. The results of the construction of the indicated areas for a 6 kV electric network with distributed generation plants based on low-power hydraulic stations are presented. Additionally, the transient processes in the studied electric power system were simulated in the Matlab system for various space points of the controlled mode parameters.

Keywords: electric power systems; distributed generation plants; limit modes equations; ensuring static stability; static aperiodic stability; mathematical models; steady state equations; Jacobi matrix; modeling; predictive regulators

REFERENCES

1. Kontorovich A.M., Kryukov A.V. Ispol'zovanie uravnenii predel'nykh rezhimov v zadachakh upravleniya energosistemami [The use of equations of limiting regimes in problems of control of power systems]. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Energetika i transport = Proceedings of Academy of Sciences. Power Engineering and Transport*, 1987, no. 3, pp. 25–33.
2. Makarov Yu.V., Ma J., Dong Zh.Y. Determining static stability boundaries using a non-iterative method. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, St. Louis, 2007, pp. 1–9. DOI: 10.1109/PES.2007.385897.

* Received 02 October 2020.

This research was financially supported by the grant “Improving the quality of electric energy and electromagnetic safety in power supply systems of railways equipped with Smart Grid devices by applying methods and means of mathematical modeling based on phase coordinates”.

3. Ayuev B.I., Davydov V.V., Erokhin P.M. Fast and reliable method of searching power system marginal states. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, vol. 31, pp. 4525–4533. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2538299.
4. Kryukov A.V. *Predel'nye rezhimy elektroenergeticheskikh sistem* [Limiting regimes of electric power systems]. Irkutsk, IrGUPS Publ., 2012. 236 p.
5. Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S. Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2012, no. 6, pp. 385–389. DOI: 10.5281/zenodo.1327636.
6. Buchholz B.M., Styczynski Z. *Smart Grids – fundamentals and technologies in electricity networks*. Heidelberg, Springer, 2014. 396 p.
7. Mahmoud M.S., AL-Sunni F.M. *Control and optimization of distributed generation systems*. Cham, Springer, 2015. 578 p.
8. Barker P.P., Mello R.W. de. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pt. 1. Radial distribution systems. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, 2000, pp. 222–233. DOI: 10.1109/PESS.2000.868775.
9. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*. Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
10. Saleh M.S., Althaibani A., Esa Y., Mhandi Y., Mohamed A.A. Impact of clustering microgrids on their stability and resilience during blackouts. *Proceedings on International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, Offenburg, Germany, 2015, pp. 195–200.
11. Mohsen F.N., Amin M.S., Hashim H. Application of smart power grid in developing countries. *IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Langkawi, 2013, pp. 427–431. DOI: 10.1109/PEOCO.2013.6564586.
12. Wang J., Huang A.Q., Sung W., Liu Y., Baliga B.J. Smart Grid technologies. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2009, no. 3, pp. 16–23. DOI: 10.1109/MIE.2009.932583.
13. Shen X., Zhu S., Zheng J., Han Y., Li Q., Nong J., Mohammad Sh. Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed Energy Storage System. *2015 Power and Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286069.
14. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transaction on Smart Grid*, 2016, no. 7, pp. 348–357. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741088.
15. Olivares D.E., Mehrizi-Sani A., Etemadi A.H., Canizares C.A., Iravani R., Kazerani M., Hajimiragha A.H., Gomis-Bellmunt O., Saeedifard M., Palma-Behnke R., Jimenez-Estevez G.A., Hatziargyriou N.D. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, no. 5, pp. 1905–1919.
16. Ackermann T., Anderson G., Söder L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 2001, vol. 57, pp. 195–204. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
17. Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 39, pp. 748–764. DOI: 10.1016/J.RSER.2014.07.113.
18. Xie W., Xia X. Distributed energy dispatch of electrical energy storage systems using consensus control approach. *IFAC-PapersOnLine*, 2018, vol. 51, pp. 229–234. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.07.283.
19. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Prevention of outages in power systems with distributed generation plants. *Energy Systems Research*, 2019, no. 2, pp. 68–83.
20. Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K., Shamarova N. Ensuring postemergency modes stability in power supply systems equipped with distributed generation plants. *10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering (Elektroenergetika 2019): Proceedings*, Stara Lesna, Slovakia, 2019, pp. 38–42.
21. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Huan N.V. Automatic prognostic regulators of distributed generators. *2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarFastCon)*, Vladivostok, Russia, 2018, pp. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602718.

Для цитирования:

Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Черепанов А.В. Математические модели для определения предельных режимов в электрических сетях с установками распределенной генерации // Научный вестник НГТУ. – 2020. – № 4 (80). – С. 17–36. – DOI: 10.17212/1814-1196-2020-4-17-36.

For citation:

Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Cherepanov A.V. Matematicheskie modeli dlya opredeleniya predel'nykh rezhimov v elektricheskikh setyakh s ustanovkami raspredelennoi generatsii [Mathematical models for determining limit operating modes in electrical networks with distributed generation plants]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* = *Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2020, no. 4 (80), pp. 17–36. DOI: 10.17212/1814-1196-2020-4-17-36.