УДК 621.311, 621.331 DOI: 10.18324/2077-5415-2018-3-33-40

Метод противоаварийного управления установками распределенной генерации

Ю.Н. Булатов[1a], А.В. Крюков[2,3b]

[1]Братский государственный университет, ул. Макаренко 40, Братск, Россия
[2]Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского 15, Иркутск, Россия
[3]Иркутский национальный исследовательский технический университет, ул. Лермонтова 83, Иркутск, Россия
[a]bulatovyura@yandex.ru, [b]and_kryukov@mail.ru
[a]https://orcid.org/0000-0002-3716-5357, [b]https://orcid.org/0000-0001-6543-1790
Статья поступила 29.06.2018, принята 8.07.2018

В ближайшее время планируется масштабное внедрение установок распределенной генерации (РГ), находящихся в непосредственной близости от потребителей электроэнергии; при этом некоторые из этих установок предполагается реализовать на основе возобновляемых энергоресурсов. В связи с распространением технологий РГ задачи противоаварийного управления, традиционно решаемые в крупных энергосистемах и энергообъединениях, становятся актуальными для распределительных сетей и систем электроснабжения.

В статье представлены результаты исследований, направленных на разработку методов противоаварийного управления (ПАУ) в системах электроснабжения, оснащенных установками распределенной генерации. Основные цели ПАУ состояли в обеспечении статической апериодической устойчивости послеаварийных режимов и высокого качества динамических переходов при разгрузке генераторов РГ. Управляющие воздействия формировались путем изменения вектора регулируемых параметров по траектории, отвечающей кратчайшему расстоянию до гиперповерхности предельных режимов. Качество динамических процессов при реализации управляющих воздействий обеспечивалось на основе согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов, а также путем использования прогностических алгоритмов.

На основе компьютерного моделирования показано, что эффективный ввод послеаварийного режима в область устойчивости может быть выполнен на базе уравнений предельных режимов с использованием стартового алгоритма, обеспечивающего выход режима на ближнюю границу области устойчивости. Применение алгоритмов согласованной настройки регуляторов и прогностических алгоритмов позволяет сформировать качественный динамический переход при выполнении разгрузки установок распределенной генерации.

Ключевые слова: системы электроснабжения; установки распределенной генерации; противоаварийное управление.

Emergency control method for distributed generation plants

Yu.N. Bulatov[1a], A.V. Kryukov[2, 3b]

[1]Bratsk State University; 40, Makarenko St., Bratsk, Russia
[2]Irkutsk State Transport University; 15, Chernyshevsky St., Irkutsk, Russia
[3]Irkutsk National Research Technical University; 83, Lermontov St., Irkutsk, Russia
[a]bulatovyura@yandex.ru, [b]and_kryukov@mail.ru
[a]https://orcid.org/0000-0002-3716-5357, [b]https://orcid.org/0000-0001-6543-1790
Received 29.06.2018, accepted 8.07.2018

In the near future, large-scale implementation of distributed generation (DG) plants in the immediate vicinity of electricity consumers is planned; while some of these installations are expected to be implemented on the basis of renewable energy resources. In connection with the spread of DG technologies, the tasks of emergency control, traditionally solved in large power systems and power connections, become relevant for distribution networks and power supply systems.

The article presents the results of research aimed at developing emergency control (EC) methods in power supply systems equipped with distributed generation plants. The main goals of EC consisted in providing static aperiodic stability of post-emergency regimes and high quality of dynamic transitions during unloading of DG generators. Control actions were formed by changing the vector of adjustable parameters along a path corresponding to the shortest distance to the hypersurface of the limiting regimes. The quality of the dynamic processes in the implementation of control actions was provided on the basis of a coordinated setting of automatic excitation regulator and automatic rotor speed regulator of the generators, as well as using prognostic algorithms.

On the basis of computer simulation, it is shown that the effective input of the post-emergency mode into the stability region can be performed on the basis of the limit-mode equations using the start algorithm that ensures the mode output to the near-boundary of the stability region. The use of algorithms for coordinated adjustment of regulators and prognostic algorithms makes it possible to form a qualitative dynamic transition when performing the unloading of distributed generation.

Keywords: power supply systems; distributed generation plants; emergency control.

Введение

В настоящее время наблюдается большой интерес к установкам распределенной генерации (РГ), находящимся в непосредственной близости от потребителей электроэнергии; при этом предполагается для значительной части объектов РГ использовать возобновляемые энергоресурсы [1; 2]. Широкое применение технологий РГ в электроэнергетических системах (ЭЭС) требует разработки новых алгоритмов управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах [1–5].

Задача, решаемая при противоаварийном управлении (ПАУ), заключается в обеспечении статической устойчивости послеаварийных режимов (ПАР) ЭЭС. Управляющие воздействия в этом случае применяются для ввода ПАР в допустимую область, отвечающую требуемому запасу устойчивости. Ввод осуществляется по некоторой траектории $D\mathbf{Y}$ в пространстве регулируемых параметров $\mathbf{Y}$. На практике траектория $D\mathbf{Y}$ принимается линейной и, как правило, определяется из условия кратчайшего расстояния до предельной гиперповерхности [3].

В связи с масштабным внедрением установок распределенной генерации (РГ) задачи ПАУ становятся актуальными и для распределительных сетей. Особую важность они приобретают в сетях с установками РГ, реализованными на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Такие установки могут быть удалены от центров потребления, что приводит к «сужению» областей статической апериодической устойчивости.

Постановка задачи. Задача ПАУ проиллюстрирована на рис. 1, где показано сечение области устойчивости координатной плоскостью активных генераторных мощностей P_i, P_j; здесь и далее по тексту предполагается, что пределы устойчивости и передаваемой мощности совпадают [3]. На этом рисунке кривая 1 соответствует границе области устойчивости для полной схемы сети. Кривая 2 отвечает аналогичной границе при отключении одной из основных линий электропередачи, а кривая 3 — границе области, соответствующей требуемому значению запаса устойчивости ПАР.

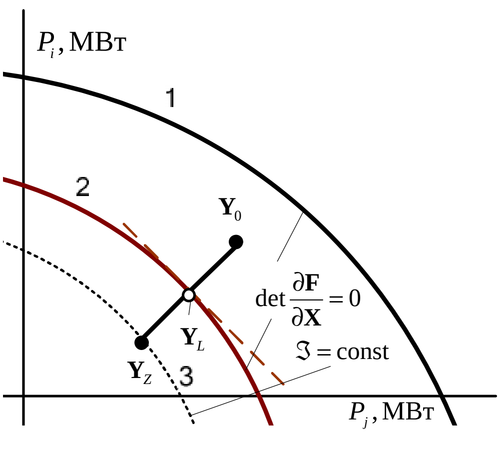


Рис. 1. К задаче ввода ПАР в область устойчивости:

$\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ — матрица Якоби уравнений установившегося режима

При вводе ПАР в допустимую область по кратчайшей траектории задача заключается в достижении точки $\mathbf{Y}_Z$:

$$\mathbf{Y}_Z = \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_0 + t\Delta\mathbf{Y} \; ;$$

где $D\mathbf{Y}$ — траектория изменения режима в пространстве $\mathbf{Y}$; $\Delta\mathbf{Y}$ — направление изменения режима, совпадающее с направлением нормали к предельной гиперповерхности; t — скалярный параметр, определяющий величину разгрузки в направлении $\Delta\mathbf{Y}$.

Разгрузка в направлении $\Delta\mathbf{Y}$ должна обеспечивать приемлемое качество динамических процессов, что может быть достигнуто за счет применения автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ).

Ниже представлены результаты исследований, направленных на разработку методов ввода режима в область устойчивости по кратчайшей траектории, а также на обеспечение качественного динамического перехода при разгрузке генераторов установок РГ.

Метод ввода послеаварийного режима в область устойчивости. Задача ввода ПАР в область устойчивости по кратчайшей траектории в пространстве $\mathbf{Y}$ сформулирована следующим образом.

Определить:

$$\Im_{\min} = \min\left(\mathrm{D}\mathbf{Y}^T \mathbf{M}^2 \mathrm{D}\mathbf{Y}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad (1)$$

при ограничениях:

$$\mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}\right) = \mathbf{0} \; , \qquad (2)$$

где $\mathbf{Y}_0$ — значение m-мерного вектора регулируемых параметров в исходном (доаварийном) режиме; $\mathbf{X}$ — ℓ-мерный вектор нерегулируемых параметров; $\mathbf{F}$ — ℓ-мерная функция, отвечающая уравнениям установившегося режима (УУР); $D\mathbf{Y} = \left[dy_1 \; dy_2 \; ... \; dy_n\right]^T$ — вектор приращений переменных $\mathbf{Y}_0$, обеспечивающих «вывод» режима на гиперповерхность предельных режимов, отвечающую условию $\det \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} = 0$; $\mathbf{M} = diag\mu_i$; μ_i — масштабирующие коэффициенты.

Для решения сформулированной задачи (в предположении, что пределы устойчивости и передаваемой мощности совпадают [3]) записывается функция Лагранжа:

$$L\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}, \mathbf{\Lambda}\right) = \left(D\mathbf{Y}^T \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y}\right)^{\frac{1}{2}} + \mathbf{F}^T\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}\right)\mathbf{\Lambda},$$

где $\mathbf{\Lambda}$ — вектор неопределенных множителей.

Минимуму L соответствуют условия:

$$\frac{\partial L}{\partial D\mathbf{Y}} = \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y}\left(D\mathbf{Y}^T \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y}\right)^{-\frac{1}{2}} + \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{\Lambda} = \mathbf{0} \, ,$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{\Lambda} = \mathbf{0},$$
$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{\Lambda}} = \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}) = \mathbf{0}. \quad (3)$$

Эта система имеет два решения.

1. Тривиальное, отвечающее исходному режиму с параметрами $\mathbf{X}_0$, $\mathbf{Y}_0$, когда $\mathbf{\Lambda} = [0...0]^T$, $D\mathbf{Y} = [0...0]^T$.

2. Искомое, когда хотя бы одна из компонент векторов $\mathbf{\Lambda}$ и $D\mathbf{Y}$ не равна **0**. В этом случае уравнение:

$$\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{\Lambda} = \mathbf{0}$$

соответствует условию:

$$\det\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T = 0 .$$

Следовательно, такое решение отвечает гиперповерхности предельных режимов L_F. Первое уравнение системы обеспечивает в заданной матрицей **M** метрике кратчайшее расстояние от точки $\mathbf{Y}_0$ до гиперповерхности L_F. Второе уравнение системы обеспечивает «вывод» режима на гиперповерхность L_F при ненулевом $\mathbf{\Lambda}$. Третье уравнение системы отвечает сбалансированности режима.

При решении задач ввода ПАР в допустимую область тривиального решения не существует, и обеспечивается гарантированный выход на гиперповерхность предельных режимов.

Уравнения (3) можно представить в виде:

$$\frac{\partial L}{\partial D\mathbf{Y}} = \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y} + \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{\Lambda}\left(D\mathbf{Y}^T \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y}\right)^{\frac{1}{2}} = \mathbf{0};$$
$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{\Lambda} = \mathbf{0}; \quad (4)$$
$$\frac{\partial L}{\partial D\mathbf{Y}} = \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}) = \mathbf{0}.$$

Так как вектор $\mathbf{\Lambda}$ определяется с точностью до множителя, можно сделать замену переменных:

$$\mathbf{R} = \Im_{\min}\mathbf{\Lambda} = \left(D\mathbf{Y}^T \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y}\right)^{\frac{1}{2}} \mathbf{\Lambda},$$

тогда:

$$\frac{\partial L}{\partial D\mathbf{Y}} = \mathbf{M}^2 D\mathbf{Y} + \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0};$$
$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}; \quad (5)$$
$$\frac{\partial L}{\partial D\mathbf{Y}} = \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}) = \mathbf{0}$$

Определив из первого уравнения:

$$D\mathbf{Y} = -\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{R} \quad (6)$$

и подставив в третье уравнение, можно получить систему, представляющую собой модификацию уравнений предельных режимов (УПР), предназначенную для поиска предельного режима в критическом направлении утяжеления:

$$\left.\begin{aligned} &\mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 - \mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T \mathbf{R}\right) = \mathbf{0}. \\ &\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{R} = \mathbf{0}. \end{aligned}\right\} \quad (7)$$

Если компоненты вектора $D\mathbf{Y}$ входят в первую группу уравнений (6) линейно, то:

$$\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T = \mathbf{E}.$$

Это имеет место тогда, когда уравнения установившихся режимов (УУР), записанные в декартовой системе координат, представимы в виде:

$$f_{2i\text{-}1}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = P_{i0} + dP_i - P_{ci}\left(U_1^{'}, U_1^{''}, ... U_p^{'}, U_p^{''}\right) = 0;$$
$$f_{2i}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = Q_{i0} + dQ_i - Q_{ci}\left(U_1^{'}, U_1^{''}, ... U_p^{'}, U_p^{''}\right) = 0 \quad (8)$$

где P_{i0}, Q_{i0} — инъекции мощностей в исходном режиме; $U_i^{'}, U_i^{''}$ — действительные и мнимые составляющие узловых напряжений; dP_i, dQ_i — компоненты вектора $D\mathbf{Y}$; p — число узлов сети, кроме балансирующего. При неявной зависимости **Y** от **X** матрица $\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T$ является блочно-диагональной, и ее элементы определяются по формулам, приведенным в [3].

Рассмотрим применение метода Ньютона для решения уравнений (8). При этом на каждой итерации решается следующая система линейных уравнений (СЛУ):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{R}} \\ \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} & \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{R}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{X} \\ \Delta\mathbf{R} \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}, \quad (9)$$

где $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{R}} = -\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^T; \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{R}} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T.$

Моделирование показало, что на основе уравнений (7) режим ЭЭС может быть введен на границу области устойчивости: точка $\mathbf{Y}_L$ (рис. 1). Для достижения необходимого запаса может быть осуществлена дополнительная разгрузка в направлении $\Delta\mathbf{Y}$ (точка $\mathbf{Y}_Z$).

Однако в некоторых ситуациях использования уравнений (1) возможен выход на «дальнюю границу» области устойчивости [6]: точка $\mathbf{Y}_L^{(db)}$ на рис. 2; при этом получаемое решение, отличающееся инверсией знаков инъекций мощностей, не может быть использовано на практике.

Эффективный способ решения проблемы «дальней границы» может быть реализован на основе стартовых алгоритмов, использующих специальные методы решения уравнений установившегося режима [3; 6].

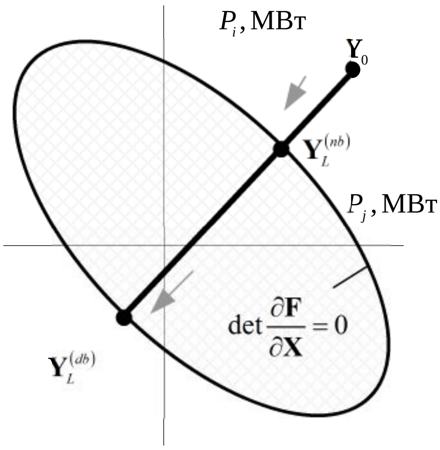


Рис. 2. К проблеме «дальней границы» устойчивости

Стартовый алгоритм может быть построен, в частности, на основе метода В.А. Матвеева, итерационная формула которого имеет вид:

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - \lambda^{(k)} \left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \left(\mathbf{X}^{(k)} \right) \right]^{-1} \mathbf{F}\left(\mathbf{X}^{(k)} \right) , \qquad (10)$$

где $\lambda^{(k)}$ — корректирующий коэффициент, определяемый по выражению:

$$\lambda^k = \begin{cases} \frac{1}{B_k}, & если \ B_k > 1 \\ 1, & если \ B_k \le 1 \end{cases};$$

$$B_k = \frac{1}{2 \max \left| \mathbf{F}\left(\mathbf{X}^{(k)} \right) \right|} \max \left| \sum_{(i)} \sum_{(j)} \frac{\partial^2 f_i \left(\mathbf{X}^{(k)} \right)}{\partial x_i \partial x_j} \Delta x_j^{(k)} \Delta x_i^{(k)} \right| .$$

Второй сомножитель для B_k представляет собой максимальный по модулю элемент вектора, полученного в результате умножения матрицы вторых производных вектор-функции $\mathbf{F}(\mathbf{X})$ на компоненты вектора поправок $\Delta\mathbf{X}$, найденные на k-й итерации. Доказано, что итерационная процедура (10) обеспечивает сходимость вычислительного процесса для любых существующих режимов, а при расчете несуществующих режимов процесс вычислений «зависает» в точке предельной гиперповерхности, где якобиан системы УУР равен нулю.

Другой стартовый алгоритм может быть реализован на базе применения вычислительных методов [6], основанных на дополнительном учете старших членов разложения в ряд Тейлора вектор-функции $\mathbf{X} = \mathbf{\Phi}(\mathbf{Y})$, обратной к $\mathbf{F}(\mathbf{X})$.

В результате разложения $\mathbf{X}$ представляется в виде:

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}_0 + \Delta\mathbf{X}_1(\Delta\mathbf{F}) + \Delta\mathbf{X}_2\left(\Delta\mathbf{F}^2\right) + ... + \Delta\mathbf{X}_k\left(\Delta\mathbf{F}^k\right) + ... ,$$

где $\Delta\mathbf{X}_k\left(\Delta\mathbf{F}^r\right)$ — векторы поправок, зависящие от произведений компонент вектора:

$$\Delta\mathbf{F} = \mathbf{F}(\mathbf{X}) - \mathbf{F}(\mathbf{X}_0) \qquad (11)$$

с суммой степеней, равной r. Причем в точке решения $\mathbf{X}_p$ следует принять:

$$\Delta\mathbf{F} = -\mathbf{F}(\mathbf{X}_0).$$

Поправки $\Delta\mathbf{X}_p$ вычисляются по рекуррентным выражениям:

$$\Delta\mathbf{X}_1^{(k)} = -\left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \left(\mathbf{X}^{(k)} \right) \right]^{-1} \mathbf{F}\left(\mathbf{X}^{(k)} \right);$$

$$\Delta\mathbf{X}_2^{(k)} = \left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \left(\mathbf{X}^{(k)} \right) \right]^{-1} \mathbf{B}_2^{(k)} ;$$

$$\Delta\mathbf{X}_3^{(k)} = \left[\frac{d\mathbf{F}}{d\mathbf{X}} \left(\mathbf{X}^{(k)} \right) \right]^{-1} \mathbf{B}_3^{(k)}, ...$$

где k — номер итерации; $\Delta\mathbf{X}_r^{(k)}$ — вектор r-х поправок; r = 1...3....

Компоненты векторов:

$\mathbf{B}_r^{(k)} = \left[b_{r1}^{(k)} \quad b_{r2}^{(k)} \quad ... \quad b_{ri}^{(k)} \quad ... \quad b_{rn}^{(k)} \right]^T$,

входящих в выражения для второй и третьей поправок, вычисляются по формуле:

$$b_{2i}^{(k)} = \left[\Delta\mathbf{X}_1^{(k)} \right]^T \mathbf{\Gamma}_i^{(k)} \Delta\mathbf{X}_1^{(k)}; \ b_{3i}^{(k)} = \left[\Delta\mathbf{X}_1^{(k)} \right]^T \mathbf{\Gamma}_i^{(k)} \Delta\mathbf{X}_2^{(k)},$$

где $\mathbf{\Gamma}_i^{(k)}$ — матрица Гессе от функции $f_i(\mathbf{X})$, вычисленная в точке $\mathbf{X}^{(k)}$.

Первая поправка совпадает с определенной по методу Ньютона и соответствует линейной аппроксимации $\mathbf{X}$ от $\Delta\mathbf{F}$. Вторые и последующие поправки соответствуют аппроксимации $\mathbf{X}$ полиномами более высокой степени, что и объясняет ускорение итерационного процесса при увеличении числа учитываемых поправок.

В представленном виде рассматриваемый метод вследствие плохой сходимости ряда:

$$\mathbf{X}^{(k)} = \mathbf{X}_0 + \sum_r \Delta\mathbf{X}_r$$

при начальных приближениях, выбранных «вдали» от решения, не обеспечивает большей надежности расчета «тяжелых» режимов, чем метод Ньютона. Повышение надежности метода связано с улучшением сходимости указанного ряда, и с этой целью производится ввод корректирующих коэффициентов, заключающийся в следующем. Вместо поиска точки решения $\mathbf{X}_p$, в которой $\mathbf{F}(\mathbf{X}_p) = \mathbf{0}$, определяется промежуточная точка $\mathbf{X}^*$ со значением функции невязок:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}^*) = (1 - \alpha)\mathbf{F}(\mathbf{X}_0), \ \alpha < 1.$$

Подстановка

$$\Delta\mathbf{F} = \mathbf{F}(\mathbf{X}^*) - \mathbf{F}(\mathbf{X}_0) = -\alpha\mathbf{F}(\mathbf{X}_0)$$

в (11) показывает, что ввод корректирующих коэффициентов приводит к изменению поправок в α^r раз, где r — номер поправки.

Таким образом,

$$\mathbf{X}^{*} = \mathbf{X}_0 + \sum_r \alpha^r \Delta\mathbf{X}_r \ .$$

Подбором α всегда можно обеспечить сходимость ряда и, найдя промежуточную точку $\mathbf{X}^{*}$, перейти к поиску решения $\mathbf{X}_P$ или следующей промежуточной точки, если ряд недостаточно хорошо сходится. В результате или будет получено решение, или процесс поиска «зависнет» над некоторой предельной точкой $\mathbf{X}_L$, если решение отсутствует. Последнее проявляется в том, что коэффициенты α, обеспечивающие сходимость промежуточных рядов, начинают стремиться к нулю, а последовательность промежуточных точек — к точке $\mathbf{X}_L$, в которой якобиан УУР обращается в нуль.

Надежная сходимость ряда обеспечивается при выборе α по условию:

$$\alpha = \sqrt{\beta \frac{\left\|\Delta\mathbf{X}_1^{(k)}\right\|}{\left\|\Delta\mathbf{X}_p^{(k)}\right\|}} \ ,$$

где $0 < \beta < 1$ — коэффициент, обеспечивающий заданную скорость сходимости ряда;

$$\left\|\Delta\mathbf{X}_1^{(k)}\right\| = \left\{\sum_{i=1}^{n}\left[\Delta\mathbf{X}_{1i}^{(k)}\right]^2\right\}^{\frac{1}{2}}; \ \left\|\Delta\mathbf{X}_p^{(k)}\right\| = \left\{\sum_{i=1}^{n}\left[\Delta\mathbf{X}_{pi}^{(k)}\right]^2\right\}^{\frac{1}{2}} \text{ —}$$

нормы векторов первой и старшей поправок.

Очередное приближение вектора зависимых переменных вычисляется следующим образом:

$$\mathbf{X}^{(k)} = \mathbf{X}^{(k)} + \sum_{r=1}^{p} \frac{1}{r!}\alpha^r \Delta\mathbf{X}_r^{(k)} .$$

Большая группа стартовых алгоритмов может быть реализована на методах решения УУР, использующих минимизацию нормы вектора невязок [7]:

$$\aleph(\mathbf{X}) = \mathbf{F}^T(\mathbf{X},\mathbf{Y}_0)\cdot\mathbf{F}(\mathbf{X},\mathbf{Y}_0) .$$

Использование рассчитанных в результате применения стартовых алгоритмов параметров $\mathbf{X}$ в качестве начальных приближений при решении уравнений (7) обеспечивает надежную сходимость к искомым точкам $\mathbf{Y}_L^{(nb)}$, лежащим на «ближних» границах области устойчивости.

Результаты моделирования. Определение точки границы устойчивости на основе уравнений (7) проведено применительно к схеме СЭС, показанной на рис. 3. В этой схеме две мини-ГЭС мощностью по 24 МВт работают на сосредоточенную промышленную нагрузку (предприятия лесопереработки), подключенную в узлах 1 и 2. Выбор напряжения сети обусловлен наличием большого числа высоковольтных двигателей на напряжении 6 кВ. Режим работы предприятий односменный, и в часы вечернего максимума ЭЭС осуществляется выдача мощности по 15 МВт от каждого генератора в приемную систему (узел 3). Сеть выполнена гибкими симметричными токопроводами [8], обеспечивающими передачу таких мощностей. В качестве аварийного режима рассматривалось отключение линии 1–3. Ввод ПАР в область устойчивости на основе уравнений (7) проиллюстрирован на рис. 4.

Многочисленные компьютерные эксперименты показали, что использование УПР и стартового алгоритма, основанного на минимизации функционала невязок, обеспечивает надежный выход на нужную границу области устойчивости.

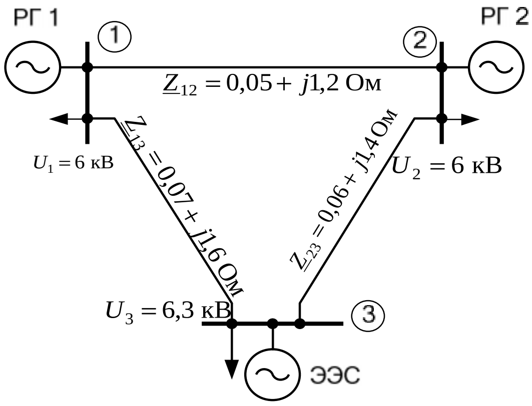
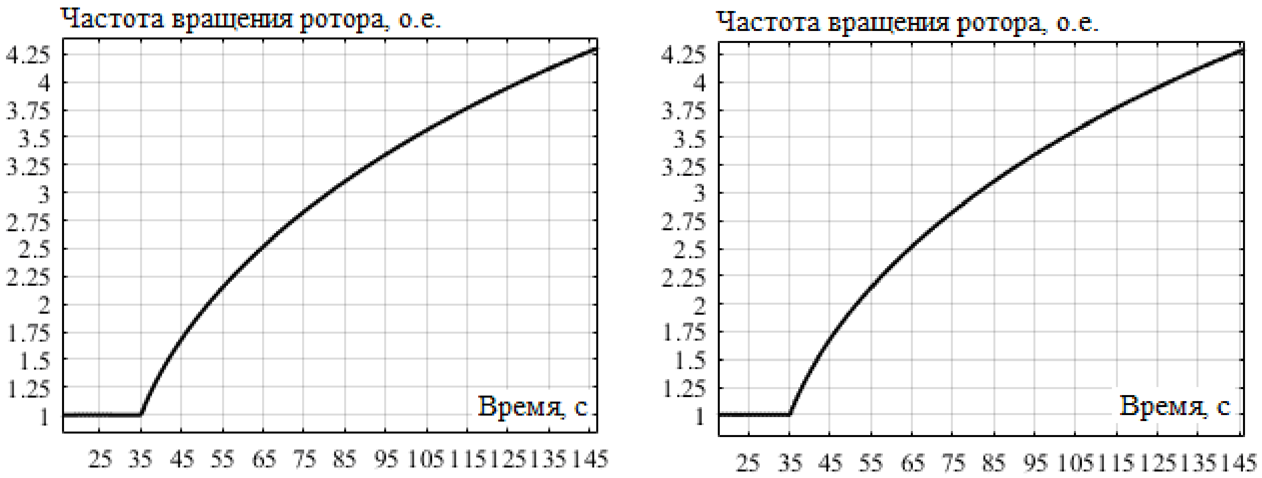


Рис. 3. Схема сети

Дополнительно было проведено моделирование в системе MATLAB с учетом моделей АРВ и АРЧВ, описание которых представлено в работах [9; 10]; при этом методом согласованной настройки [11–14] с использованием генетического алгоритма [15–19] были определены параметры регуляторов. Для повышения эффективности и качества управления использовался также автопрогностический АРЧВ [20]. Необходимо отметить, что в случае отключения одной из линий без использования разгрузки генераторов система теряет устойчивость. Соответствующие осциллограммы частоты представлены на рис. 5.

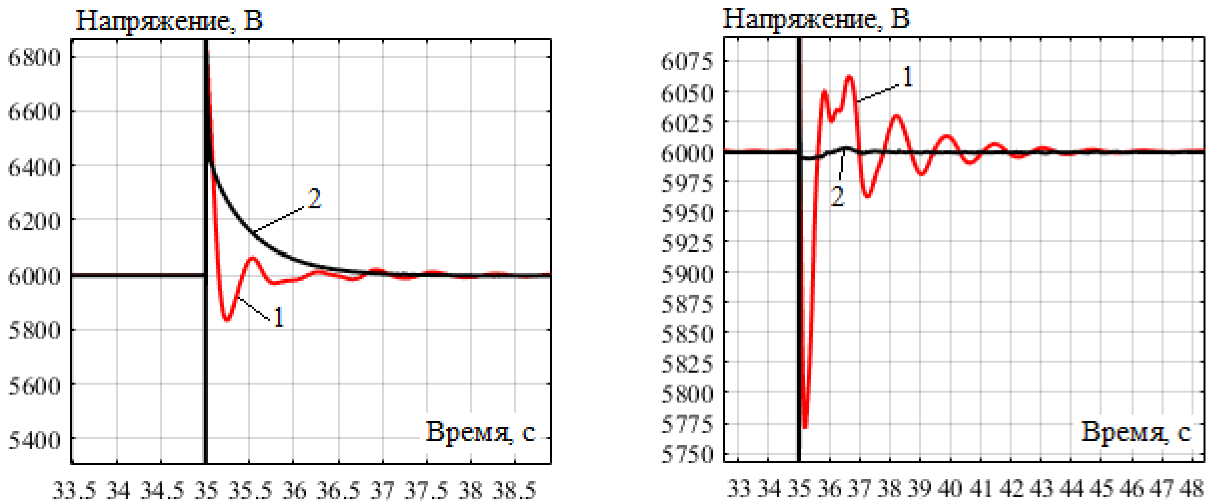
Использование разгрузки генераторов и согласованно настроенных АРВ и АРЧВ с применением прогностических алгоритмов управления позволяет обеспечить качественный динамический переход в послеаварийном режиме. Соответствующие осциллограммы напряжения, частоты и мощности установок РГ при отключении линии 1–3 представлены на рис. 6–8.

Рис. 4. Ввод режима в область устойчивости с использованием уравнений (7): $\mathbf{Y}_0 = [15 \quad 15]^T$; $\mathbf{Y}_L = [14{,}2 \quad 14{,}2]^T$; $\mathbf{Y}_Z = [6 \quad 6]^T$



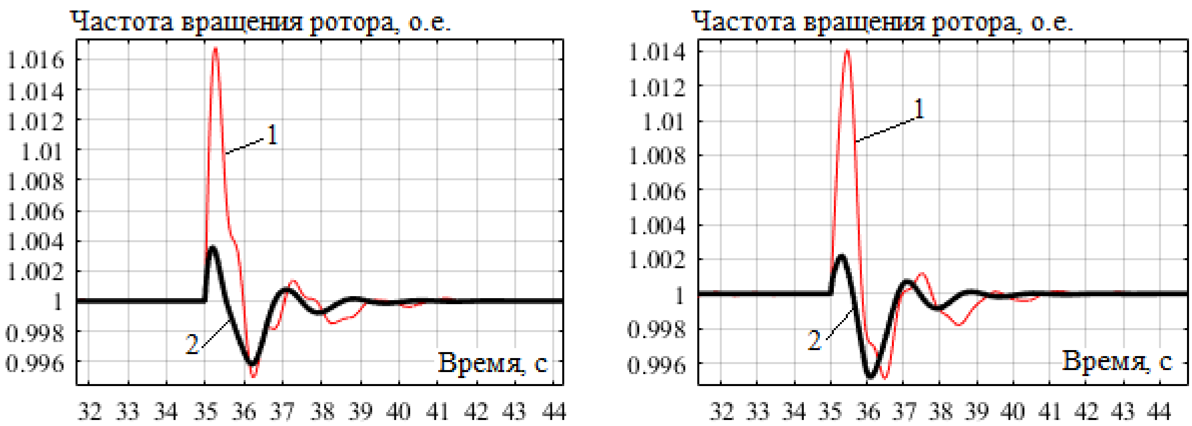
а) *б)*

Рис. 5. Осциллограммы частоты вращения ротора генераторов установок РГ с АРВ и АРЧВ при отключении линии 1–3 без разгрузки генераторов: *а* — РГ1; *б* — РГ2



а) *б)*

Рис. 6. Осциллограммы напряжения установок РГ с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ при отключении линии 1–3: 1 — без применения прогностических алгоритмов; 2 — с использованием прогностических алгоритмов; *а* — РГ1; *б* — РГ2



а) *б)*

Рис. 7. Осциллограммы частоты установок РГ с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ при отключении линии 1–3: 1 — без применения прогностических алгоритмов; 2 — с использованием прогностических алгоритмов; *а* — РГ1; *б* — РГ2

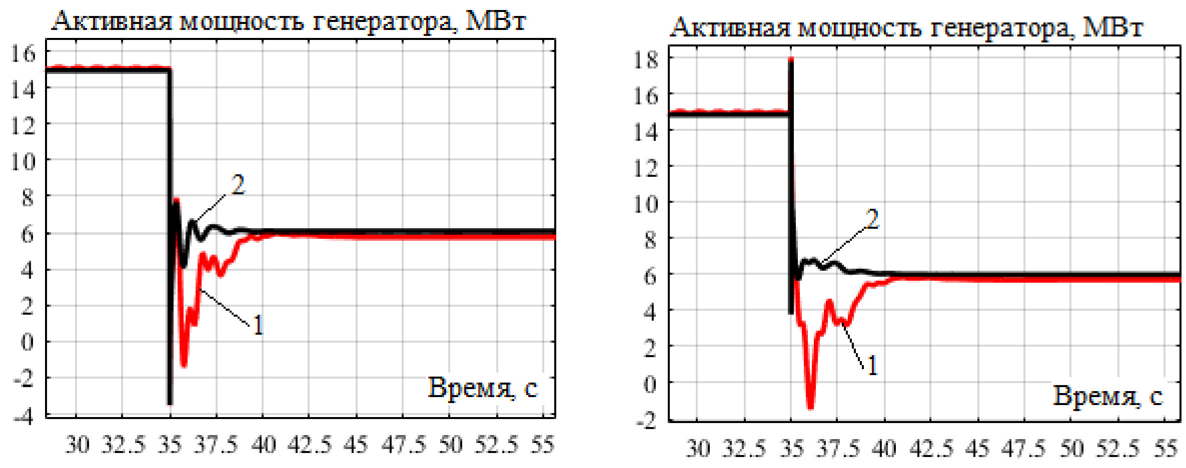


Рис. 8. Осциллограммы мощности установок РГ с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ при отключении линии 1–3: 1 — без применения прогностических алгоритмов; 2 — с использованием прогностических алгоритмов; *а* — РГ1; *б* — РГ2

Заключение

На основе выполненных расчетов и компьютерного моделирования можно сформулировать следующие выводы:

1. Эффективный ввод послеаварийного режима в область устойчивости может быть выполнен на основе уравнений предельных режимов с использованием стартового алгоритма, обеспечивающего выход режима на ближнюю границу области устойчивости.

2. Применение метода согласованной настройки АРВ и АРЧВ позволяет сформировать качественный динамический переход при выполнении разгрузки установок РГ в послеаварийном режиме.

3. Применение прогностических алгоритмов в АРВ и АРЧВ позволяет улучшить качество переходных процессов напряжения, частоты и мощности при разгрузке генераторов установок РГ.

Литература

1. Инновационная электроэнергетика – 21 / под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М.: ИЦ «Энергия», 2017. 584 с.

2. Voropai N.I., Stychinsky Z.A Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.

3. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 236 с.

4. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах. Новосибирск: Наука, 2016. 332 с.

5. Suslov K.V., Solonina N., StepanovV A principle of power quality control in the intelligent distribution networks // International symposium on smart electric distribution systems and technologies EDST 2015 Proceedings. 2015. P. 260-264.

6. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество. 2010. № 11. С. 3-11.

7. Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 2002. 344 с.

8. Семчинов А.М. Токопроводы промышленных предприятий. Л.: Энергия, 1972. 200 с.

9. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // Proc. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering Applications and Manufacturing (ICIEAM) IEEE Conference Publications. P. 1-6. doi: 10.1109/ ICIEAM.2016.7911456.

10. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation // Proc. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) IEEE Conference Publications. P. 1-4. doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378834.

11. Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation // Far East Journal of Electronics and Communications, 2017. T.17, № 5. P. 1127-1140.

12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Application of genetic algorithms for setting adjustment controllers of distributed generation plants // Information and mathematical technologies in science and management. 2016. № 2. P. 30-45.

13. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. Vol. 17, № 5. P. 1197-1212.

14. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. A multi-agent control system of distributed generation plants // Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017. IEEE Conference Publications. 2017. P. 1-7.

15. Holland J.H. Adaptation in Natural and Artificial Systems. Cambridge, MA: MIT Press. Second edition (1992). (First edition, University of Michigan Press, 1975).

16. Saad M.S., Jamaluddin H., Darus I.Z.M. Implementations of PID-controller tuning using differential evolution and genetic algorithm // International Journal of Innovate Computing, Information and Control. 2012. Vol. 8, № 11. P. 7761-7779.

17. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization // Telkomnika. 2013. Vol. 11, № 3. P. 1524-1530.

18. Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L. Osornio-Rios R.A. PID-Controller Tuning Optimization with Genetic Algorithms in Servo Systems // International Journal of Advanced Robotic Systems. 2013. Vol. 10. P. 324-337. doi: 10.5772/56697.

19. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной гене-

рации // Науч. вестн. Новосиб. гос. техн. ун-та. 2016. Т. 63, № 2. С. 7-22.

20. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Науч. вестн. НГТУ. 2017.№ 1 (66). С. 15-25.

References

1. Innovative Power Engineering - 21 / pod red. V.M. Batenina, V.V. Bushueva, N.I. Voropaya. M.: IC «Energiya», 2017. 584p.

2. Voropai N.I., Stychinsky Z.A Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.

3. Kryukov A.V. Limiting regimes of electric power systems. Irkutsk: IrGUPS, 2012. 236 p.

4. Voropaj N.I., Kurbackij V.G., Tomin N.V. Complex of intellectual means for prevention of major accidents in power systems. Novosibirsk: Nauka, 2016. 332 p.

5. Suslov K.V., Solonina N., StepanovV. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks // International symposium on smart electric distribution systems and technologies EDST 2015 Proceedings. 2015. P. 260-264.

6. Ayuev B.I., Davydov V.V., Erohin P.M. Optimization model of limiting modes of electrical systems // Electrichestvo (Electricity). 2010. № 11. P. 3-11.

7. Tarasov V.I. Theoretical bases of the analysis of the steady-state regimes of electric power systems. Novosibirsk: Nauka, 2002. 344 p.

8. Semchinov A.M. Current conductors of industrial enterprises. L.: Energiya, 1972. 200 p.

9. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // Proc. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering Applications and Manufacturing (ICIEAM) IEEE Conference Publications. P. 1-6. doi: 10.1109/ ICIEAM.2016.7911456.

10. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation // Proc. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) IEEE Conference Publications. P. 1-4. doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378834.

11. Kryukov A.V., Kargapol’cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation // Far East Journal of Electronics and Communications, 2017. T.17, № 5. P. 1127-1140.

12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Application of genetic algorithms for setting adjustment controllers of distributed generation plants // Information and mathematical technologies in science and management. 2016. № 2. P. 30-45.

13. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. Vol. 17, № 5. P. 1197-1212.

14. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. A multi-agent control system of distributed generation plants // Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017. IEEE Conference Publications. 2017. P. 1-7.

15. Holland J.H. Adaptation in Natural and Artificial Systems. Cambridge, MA: MIT Press. Second edition (1992). (First edition, University of Michigan Press, 1975).

16. Saad M.S., Jamaluddin H., Darus I.Z.M. Implementations of PID-controller tuning using differential evolution and genetic algorithm // International Journal of Innovate Computing, Information and Control. 2012. Vol. 8, № 11. P. 7761-7779.

17. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization // Telkomnika. 2013. Vol. 11, № 3. P. 1524-1530.

18. Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L. Osornio-Rios R.A. PID-Controller Tuning Optimization with Genetic Algorithms in Servo Systems // International Journal of Advanced Robotic Systems. 2013. Vol. 10. P. 324-337. doi: 10.5772/56697.

19. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Application of wavelet transform and genetic algorithms to tune automatic regulators of distributed generation plants // Scientific Bulletin of NSTU. 2016. T. 63, № 2. P. 7-22.

20. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen Van Huan. Distributed generator rotor speed automatic prognostic controller // Scientific Bulletin of NSTU. 2017. № 1 (66). P. 15-25.