

## МЕТОД И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОРАЙОНА

**А.Б. Осака, Е.Я. Бузина**

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Предложен метод решения задачи оценивания состояния параметров режима энергорайона. Данный метод позволяет решить задачу оценивания состояния для расчетной схемы, включающей в себя магистральные и распределительные сети, в том числе сети промышленных предприятий. Данный метод показывает адекватные результаты при недостаточном объеме телеинформации. Помимо телеизмерений, данный метод позволяет задавать ограничения на любые параметры режима, что существенно повышает качество получаемых результатов. Предлагаемый метод реализован в составе программного комплекса ПРРЭС, который работает совместно с ПВК АНАРЭС. Представлены результаты внедрения на промышленном предприятии, входящем в состав Госкорпорации «Росатом». Помимо решения задачи оценивания состояния текущего режима, предлагаемый подход может использоваться для формирования перспективных режимов для задач перспективного планирования.

*Ключевые слова: оценивание состояния, установившиеся режимы, ПВК АНАРЭС.*

### **Введение. Общая постановка задачи оценивания состояния**

Решение аналитических задач оперативного контроля и управления электроэнергетическими системами (ЭЭС) возможно лишь при наличии оперативной и адекватной математической модели ЭЭС, формируемой в темпе процесса по данным измерительной информации о положении коммутационной аппаратуры и значениях параметров режима. Математическая модель ЭЭС формируется на основе схемы замещения электрической сети, параметры которой подразделяются на переменные и условно постоянные. К условно постоянным параметрам схемы замещения относятся параметры элементов электрической сети (линии электропередачи, силовые трансформаторы и т. п.), которые если и меняются во времени, например, под влиянием климатических факторов, то незначительно, что позволяет для многих практических задач принять их постоянными. К переменным параметрам схемы замещения относятся величины нагрузки и генерации в узлах, значения коэффициента трансформации силовых трансформаторов с устройством регулирования под напряжением (РПН), состояние оперативно управляемых коммутационных аппаратов, данные параметры могут достаточно существенно меняться во времени и учет этих изменений приводит к неадекватности результата.

Цель задачи оценивания состояния (ОС) – определение расчетным путем всех параметров сбалансированного установившегося электрического режима ЭЭС (модулей и фаз узловых напряжений, перетоков активных и реактивных мощностей) по данным телеизмерений (ТИ) ряда параметров режима и телесигналов (ТС) о положении коммутационной аппаратуры [1, 2].

Традиционно задача ОС решалась на уровне расчетных схем ЕЭС, ОЭС и региональных энер-

госистем [3–5]. Известно, что количественная и качественная оснащенность телеметрией электрических сетей 220–750 кВ в ЕЭС России в настоящее время достаточно высока, что позволяет эффективно решать задачи ОС на уровне АО «СО ЕЭС» [6–8]. В распределительных сетях, 110 кВ, а особенно в сетях 6–35 кВ, уровень телемеханизации намного ниже в качественном и количественном плане, поэтому там применяются вероятностные подходы [9, 10].

В то же время существует целый ряд задач, требующих решения задачи ОС не только для системобразующих сетей, но и для сетей более низкого класса напряжения. В частности, можно выделить задачу автоматического группового оптимального регулирования напряжений для энергорайона [11–13], а также задачу оценки режимной надежности в реальном времени [14–16]. В данных задачах требуется получение актуализированной расчетной модели энергорайона с детализацией до уровня всех управляемых источников реактивной мощности (ИРМ), в том числе установленных в распределительных сетях. Появление активных потребителей актуализирует данную проблему.

В качестве важных особенностей, которые необходимо учитывать при решении задачи ОС энергорайона, можно выделить следующие:

- расчетные схемы, содержащие узлы разных классов напряжения от 6 до 750 кВ (иногда даже от 0,4 кВ);
- низкая наблюдаемость по телеизмерениям (ТИ);
- наличие ТИ токов, вместо активной и реактивной мощности;
- необходимость получения надежного и адекватного результата в условиях недостаточного числа ТИ;

- необходимость учета положения РПН трансформаторов при отсутствии телеинформации о номере положения;

- необходимость учета дискретно-управляемых ИРМ при отсутствии телесигнализации об их состоянии;

- упрощение работы пользователя (инженера-расчетчика).

Вышеуказанные особенности требуют вместо решения классической задачи ОС перейти к решению задачи ОС с применением методов оптимизационного ввода режима в допустимую область.

Авторами предлагается решать данную задачу путем расчета сбалансированных режимов с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима. Данный метод может применяться не только для решения задачи ОС, но и для решения задач оптимального управления, оценки управляемости ЭЭС, экспресс-анализа работы регуляторов и автоматики при возмущениях в сети и др.

### Математическая модель для расчета сбалансированных режимов с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима для задачи оценивания состояния

В общем случае параметры сбалансированного режима [14, 16], как и функции от них, должны находиться как можно ближе к некоторым значениям  $V \rightarrow \hat{V}$ . Последние мы называем дискретными характеристиками параметров режима. В качестве них могут выступать телеизмерения, планируемые значения параметров режима, прогнозные значения и т. п. Элементы  $v_i \in V$  характеризуются двумя параметрами  $\{\hat{v}_i, \hat{\sigma}_i\}$ . В случае телеизмерения под  $\hat{\sigma}_i$  подразумевается дисперсия  $\hat{v}_i$ , в других случаях это могут быть допустимые отклонения  $v_i$  от  $\hat{v}_i$ , заданные в процентах.

Кроме того, параметры режима  $G$  должны по возможности находиться в некоторых интервалах своих значений  $G \rightarrow [\underline{G}, \bar{G}]$ . Соответственно, каждая интервальная переменная  $g_j$  характеризуется четверкой параметров  $\{\underline{g}_j, \underline{\sigma}_j, \bar{g}_j, \bar{\sigma}_j\}$ , где  $\underline{g}_j, \bar{g}_j$  – верхняя и нижняя границы интервала;  $\underline{\sigma}_j, \bar{\sigma}_j$  – граничные «дисперсии». Из  $\underline{\sigma}_j, \bar{\sigma}_j = 0$  следует, что  $\underline{g}_j \leq g_j \leq \bar{g}_j$ . В качестве интервальных параметров могут выступать плавно и дискретно регулируемые ИРМ, коэффициенты трансформации, активная и реактивная мощность генераторов, перетоки по ЛЭП и трансформаторам или мощности нагрузки. Для идентификации состояния элементов сети не имеющих ТС или для верификации ТС в качестве интервальных параметров могут выступать сопротивления ветвей. Также ТИ и

псевдо-ТИ могут задаваться не только дискретными параметрами, но и интервальными (когда измеренные величины с учетом погрешности задаются интервалом  $G \rightarrow [\underline{G}, \bar{G}]$ , а не измеренной величиной с заданным отклонением  $\{\hat{v}_i, \hat{\sigma}_i\}$ ), что показывает лучшие результаты при наличии систематической погрешности в измерениях.

Необходимость ранжировать роль переменных  $u_j$  при функционировании системы предполагает учитывать их многократно в  $G$  с различными граничными характеристиками и процентными ставками  $(\underline{\sigma}_{ij}, \bar{\sigma}_{ij})$ . Соответственно, чем шире диапазон, тем меньше процентные ставки. В данном подходе и само возмущение, и реакция элементов ЭЭС на возмущение могут быть одновременно заданы в векторе  $G$ .

Наличие ограничений на параметры режима в виде интервальных переменных  $G$  в дополнение к дискретным значениям ТИ ( $V$ ) позволяет получать относительно адекватные результаты в ненаблюдаемой части расчетной схемы, или в части схемы, где при отсутствии избыточности ТИ не удается выявлять грубые ошибки измерений.

Для характеристики меры близости  $V \rightarrow \hat{V}$ ,  $G \rightarrow [\underline{G}, \bar{G}]$  обычно используется функция взвешенных наименьших квадратов:

$$f = \sum_i^n a_i^2 + \sum_i^m b_i^2, \quad (1)$$

где  $a_i = \frac{v_i - \hat{v}_i}{\hat{\sigma}_i} \cdot k_{vi}$ ;

$$b_i = \frac{g_i - g_i^*}{\sigma_i^*} \cdot k_{gi} \cdot k_i;$$

$$g_i \leq \underline{g}_i \rightarrow \{k_i = 1; g_i^* = \underline{g}_i; \sigma_i^* = \underline{\sigma}_i\};$$

$$g_i \geq \bar{g}_i \rightarrow \{k_i = 1; g_i^* = \bar{g}_i; \sigma_i^* = \bar{\sigma}_i\};$$

$$g_i < \underline{g}_i < \bar{g}_i \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} g_i^* = g_i; \\ \sigma_i^* = \underline{\sigma}_i \cdot \alpha + \bar{\sigma}_i \cdot (1 - \alpha); \\ 0 < \alpha < 1; \\ k_i = \frac{1}{1 + d(g_i)}. \end{array} \right.$$

В принятом подходе  $0 \leq d(g_i) \leq 500$  и зависит от расстояния  $g_i$  от границ интервала, от значения  $f$  и от хода вычислительного процесса. Коэффициенты  $k_{vi}, k_{gi}$  учитывают регулирующий эффект интервальных переменных на переменные  $v_i$  и  $g_i$ . Если существует регулирующий эффект некоторой интервальной переменной  $g_j$  на другую переменную, например,  $v_i$ , то он существует,

если переменная  $g_j$  не вышла на одну из границ. Следовательно,  $k_{vi_{gi}} = 1 - k_j$ .

Режим ЭЭС обычно описывают уравнениями баланса токов или мощностей в узлах сети и в векторном виде обозначают

$$W(X, Y) = 0. \quad (2)$$

Здесь вектор  $Y$  – вектор независимых параметров режима, которые на этапе решения задачи (2) принимают конкретные значения. Вектор  $X$  – вектор зависимых параметров от вектора  $Y$ . Эта неявная зависимость обозначается:  $X = X(Y)$ . Решение поставленной задачи сводится к отысканию такого вектора  $Y$ , при котором достигается:  $\min f(Y)$  и  $w(X, Y) = 0$ .

Будем решать задачу итерационно. Обозначим  $Y_{k+1} = Y_k + Z$ . Линеаризуем  $f$  в точке  $Y_k$ :

$$a_i(Y_{k+1}) = a_i(Y_k) + Z \frac{\partial a_i}{\partial y_k};$$

$$b_i(Y_{k+1}) = b_i(Y_k) + Z \frac{\partial b_i}{\partial y_k}.$$

Поставив полученные выражения в (1), получим квадратичную форму  $f(Z)$ , которая имеет

минимум при  $\frac{\partial f}{\partial z} = 0$ :

$$\frac{\partial f}{\partial z} = A \cdot Z + B = 0. \quad (3)$$

Матрица  $A$ , как правило, невырожденная, поэтому система (3) имеет решение. Невырожденность матрицы  $A$  следует из того, что все элементы вектора  $Y$  принадлежат к  $V$  или  $G$ , и элементы  $Y$  независимы по определению. Поэтому ранг  $A$  равен рангу  $Y$ . Система (3) имеет решение всегда, даже в том случае, если  $V = \emptyset$ . Именно по этой причине  $b_i$  учитываются на всем диапазоне значений  $g_i$ . На следующем шаге ищем решение системы:

$$W(X_k + dX_k, Y_k + Z \cdot t) = 0; t = 1. \quad (4)$$

Решение системы (4) существует, если выполняется следующий критерий:

пусть  $\Delta W = W(X_k, Y_{k+1})$ ,

$$\Delta X = -\Delta W \frac{\partial W(X_k, Y_{k+1})^{-1}}{\partial X_k},$$

$$k = 2 \sqrt{\left\| \Delta X^T \frac{\partial^2 W}{\partial X^2} \Delta X \right\| / \left\| \Delta W \right\|}.$$

При  $k < 1$  решение системы (4), как правило, существует. Данный критерий хорошо работает, если мы находимся близко к границе предела по существованию решения. Более надежен критерий

$k < 2/3$ . Поэтому, если  $k > 2/3$  выбираем  $t = \frac{2}{3 \cdot k}$

и возвращаемся к началу балансировки. Здесь следует отметить, что процедура балансировки занимает 2–3 % от общего времени решения поставленной задачи.

С учетом балансировки  $\tilde{Z} = Z \cdot t$  определим  $f(Y_k + \tilde{Z} \cdot t)$  как квадратичный полином от  $t$ :  $f(Y_k + \tilde{Z} \cdot t) = a_0 + a_1 \cdot t + a_2 \cdot t^2$ . Этот полином имеет минимум при  $t = -\frac{a_1}{2a_2}$ . Если  $t < 1$ , получаем

новое  $\tilde{Z} = \tilde{Z} \cdot t$  и возвращаемся на шаг балансировки режима. Если  $t > 1$ , то берем  $t = 1$  и переходим к следующему шагу решения поставленной задачи. Процесс расчета прекращаем при достижении заданной точности минимизации:  $f(Y_k) - f(Y_{k+1}) < \xi$ .

### Особенности предлагаемого метода

Отметим особенности предлагаемого метода для решения задачи оценивания состояния.

1. Используется единообразный подход как к работе с телеизмерениями (ТИ), так и с ограничениями на параметры режима и функции от них.

2. Применяется более широкий спектр ТИ, идентифицируемых и оцениваемых параметров, чем в классической задаче статистического оценивания.

3. Метод всегда сходится к минимуму функции с любого сбалансированного режима. При этом сходимость итерационного процесса приближается к сходимости ньютоновских методов. Так, если режим не находится в некотором предельном состоянии, метод сходится за 4–6 итераций.

4. Метод хорошо работает с плохо обусловленными схемами замещения.

5. Метод позволяет выполнять локальную оценку состояния для той части схемы, где выполняются требования наблюдаемости.

6. При отсутствии телеизмерений (недостаточный объем телеинформации) результатом работы метода будет расчет базового установившегося режима с учетом заданных ограничений (ввод режима в допустимую область).

7. Предлагаемый подход легко адаптируется к решению других задач:

- ввод в допустимую область;
- оценка различных возмущений;
- выбор управляющих воздействий и др.

8. В методе автоматически оцениваются веса (дисперсии) ТИ и ограниченных параметров, если они не заданы с исходными данными.

К недостаткам метода следует отнести то, что он работает с полной матрицей коэффициентов размерности вектора  $Y$ . Если размер  $Y$  превышает 700 и система наблюдаема, предлагается выполнять декомпозицию задачи оценивания состояния, т. е. разбить ее по методам [17–19].

### Программная реализация и внедрение

Изложенная выше методика реализована в программном комплексе ПРРЭС, который работает совместно с ПВК АНАРЭС. Текущая программная реализация блока оценивания состояния в комплексе ПРРЭС позволяет выполнять расчеты с числом параметров типа  $Y$  до 1500, при этом наиболее эффективно данный метод работает при числе  $Y$  не более 700–800.

Имеется промышленное внедрение задачи оценивания состояния на ОАО «ПО ЭХЗ», где ПВК АНАРЭС с функцией ОС комплекса ПРРЭС выполняет различные задачи оптимизации режимов сети электроснабжения завода и городских электросетей г. Зеленогорска [20, 21]. В качестве источника телеинформации используется АСДУ/АСГУЭ НПО «МИР». Различные задачи расчета режимов ОАО «ПО ЭХЗ» решаются на расчетной схеме электрических сетей завода и прилегающего энергорайона размерностью примерно 750 узлов и 1000 ветвей, которая содержит узлы с классом напряжения от 0,4 кВ до 500 кВ, примерно 80 генераторных и 500 нагрузочных узлов, 180 шунтов (дискретно управляемых ИРМ и нагрузок), более 100 трансформатора с РПН. Общее число телеизмерений – менее 400, из них более 50 % – это замеры тока. Непосредственно задача ОС решается на автоматически формируемом фрагменте расчетной схемы электрических сетей завода и прилегающего энергорайона размерностью 311 узлов и 433 ветвей. Далее результаты ОС разворачиваются на полную расчетную схему с использованием базы данных нагрузочных узлов.

Другие известные программные комплексы ОС не позволяют решать задачи с таким объемом и качеством телеметрии (по составу измеряемых параметров). В то же время ПВК АНАРЭС с функцией ОС комплекса ПРРЭС эту задачу успешно решает, дополнительно используя функцию идентификации нагрузки на основе базы данных нагрузочных узлов, в которой учитываются характеристики электроприемников, полученные на основе их индивидуальных математических моделей [22–24]. Полученные результаты расчетов, сопоставленные с показаниями телеметрии и щитовых приборов, показали приемлемую для заказчика точность. А блоки оптимизации с критерием минимизации потерь в заводских сетях дают в реальном времени рекомендации по управлению ИРМ и РПН, что позволяет снижать потери электроэнергии на несколько процентов. Результаты работы были отмечены корпоративной премией ОАО «ТВЭЛ» Госкорпорации «Росатом» в декабре 2013 года [25].

### Выводы. Применение метода для задач перспективного планирования

Предложен метод решения задачи оценивания состояния параметров режима энергорайона, кото-

рый показал свою эффективность на практике. Задача формирования адекватных математических моделей стоит не только при оперативном управлении ЭЭС, когда оценивание состояния выполняется на основе телеинформации, но и для задач перспективного планирования режимов ЭЭС. Особенность перспективных математических моделей ЭЭС заключается в отсутствии точной информации о параметрах режима и наличии только прогнозных значений нагрузки и диапазонов возможных значений по генерации. Предлагаемый подход позволяет достаточно просто и эффективно решить данную задачу, так как, задавая одни параметры как дискретные, а другие как интервальные, дополнительно варьируя ограничениями на параметры режима, вышеизложенный метод позволит получить требуемый результат.

В работе [13, 16, 26] выполнялось исследование требуемых объемов ИРМ в энергосистеме Иркутской области. Причем в работе [13] проводилось исследование распределительных сетей южной части Иркутской области, а в работах [16, 26] – магистральных сетей северной части Иркутской области. Рассмотренный метод и программное обеспечение для оценивания состояния было использовано как для формирования перспективной расчетной схемы для расчета установившихся режимов Иркутской ЭЭС, так и для определения мощности ИРМ для минимизации потерь и поддержания параметров режима в допустимой области.

В работе [27] предложена методика анализа режимной надежности при планировании развития энергосистем и обосновании мероприятий по электросетевому строительству. Рассмотренный метод и программное обеспечение для оценивания состояния может быть использовано для формирования перспективной расчетной схемы для анализа режимной надежности с учетом возможной работы устройств режимной и противоаварийной автоматики.

### Литература

1. Гамм, А.З. *Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем* / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
2. *Оценивание состояния в электроэнергетике* / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.Н. Колосок и др. – М.: Наука, 1983. – 302 с.
3. *Программно-вычислительный комплекс оценивания состояния энергосистем в реальном времени* / Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина и др. // *Электричество*. – 1999. – № 2. – С. 8–16.
4. Прихно, В.Л. *Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации* / В.Л. Прихно // *Труды Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность*. – Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118–127.

5. Аюев, Б.И. Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений / Б.И. Аюев, А.Т. Демчук, В.Л. Прихно // *Энергетик*. – 2004. – № 5. – С. 9–12.
6. Николаев, А.В. Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока / А.В. Николаев, В.Л. Прихно // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2013. – № 1 (68). – С. 25–40.
7. Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем / П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин, Н.Г. Шубин, Д.М. Максименко // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2012. – № 1 (66). – С. 39–45.
8. Максименко, Д.М. Оценивание состояния на базе оптимизационного алгоритма в ПК RastrWin / Д.М. Максименко, Е.В. Машалов, В.Г. Неуймин // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2013. – № 2 (69). – С. 36–43.
9. Маругин, В.И. Оценивание режимных параметров распределительных электрических сетей в вероятностной форме / В.И. Маругин, В.М. Пейзель, А.С. Степанов // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2013. – № 1. – С. 58–60.
10. Маругин, В.И. К вопросу о вероятностном оценивании состояния распределительных электрических сетей / В.И. Маругин, А.С. Степанов // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2014. – № 3. – С. 12–14.
11. Подходы к созданию автоматического группового регулятора напряжений для энергорайона с функцией координации локальной ПА / Н.И. Воропай, А.Б. Осак, А.В. Домышев и др. // *Сборник докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем»*. – М., 2012. – С. 373–378.
12. Анализ режимной надежности в реальном времени для интеллектуальных устройств режимной автоматики с функциями прогнозирования / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина, А.И. Шалагинов // *Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока*. – 2014. – № 4. – С. 304–308.
13. Осак, А.Б. Повышение режимной надежности распределительных электрических сетей за счет установки источников реактивной мощности и оптимального управления ими / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. ст. Вып. 68: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 535–544.
14. Методы экспресс-анализа в задаче оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы / А.Б. Осак, А.И. Шалагинов, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. ст. Вып. 65: Надежность либерализованных систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 634–643.
15. Анализ режимной надежности работы энергосистемы с учетом прогнозирования изменения режимных параметров и оценки ее управляемости в режиме реального времени / А.Б. Осак, А.И. Шалагинов, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. междунар. конф.* – Сочи, 2015.
16. Методы мониторинга состояния ЭЭС и оценки режимной надежности по критерию управляемости ЭЭС / А.Б. Осак, А.И. Шалагинов, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. ст. Вып. 67: Проблемы надежности систем энергетики / под ред. Н.И. Воропая, Ю.Я. Чукурева*. – Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография», 2016. – С. 337–346.
17. Колосок, И.Н. Декомпозиция задачи ОС ЭЭС с использованием данных РМУ при расчете схем большой размерности / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, А.С. Пальцев // *Либерализация и модернизация электроэнергетических систем: координация мониторинга и управления при формировании интеллектуальных энергосистем: тр. 4-й Междунар. конф. / отв. ред. Н.И. Воропай, К. Ретанц*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – С. 21–29.
18. Колосок, И.Н. Алгоритмы распределенного оценивания состояния больших энергосистем / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, О.А. Суханов // *Электричество*. – 2011. – № 4. – С. 27–36.
19. Колосок, И.Н. Алгоритмы декомпозиции задачи оценивания состояния ЭЭС с использованием измерительных средств WAMS / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, А.С. Пальцев // *Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем: сб. тр. конф. / отв. ред. М.В. Хохлов*. – Сыктывкар: Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера, 2014. – С. 97–103.
20. Качинская, Л.М. Применение программно-вычислительного комплекса для расчета режимов городской электрической распределительной сети / Л.М. Качинская, Д.Э. Кронгауз, В.И. Пантелеев // *Промышленная энергетика*. – 2010. – № 7. – С. 32–35.
21. Кронгауз, Д.Э. К анализу режимов электропотребления / Д.Э. Кронгауз // *Электрооборудование: эксплуатация и ремонт*. – 2013. – № 1. – С. 43–48.
22. Макаренко, А.А. Математическое моделирование многодвигательной синхронно-гистерезисной нагрузки электропривода / А.А. Макаренко, В.И. Иванчура // *Вестник Сибирского государствен-*

венного аэрокосмического университета им. академика М.Ф. Решетнева. – 2008. – № 2 (19). – С. 18–23.

23. Макаренко, А.А. Управление электропитанием в электротехнической системе разделительного производства: автореф. дис. ... канд. техн. наук / А.А. Макаренко. – Красноярск: СФУ, 2009. – 20 с.

24. Кронгауз, Д.Э. Генерирование реактивной мощности в системах электроснабжения с полупроводниковым электроприводом / Д.Э. Кронгауз // Энергетик. – 2013. – № 7. – С. 029–031.

25. Валентинов, Р. За наградой – реальные дела / Р. Валентинов // Элемент будущего. – 2014. – № 1 (129). – С. 1.

26. Смирнов, С.С. Управляемый подмагничиванием трансформатор как эффективное средство регулирования напряжения в сети / С.С. Смирнов, А.Б. Осак // Вестник ИрГТУ. – 2016. – № 6 (113). – С. 146–155.

27. Osak, A. Analysis of the security during power system expansion planning / A. Osak, D. Panasetky, E. Buzina // E3S Web Conf. – 2017. – Vol. 25. – Article Number 03004. DOI: 10.1051/e3sconf/20172503004

**Осак Алексей Борисович**, научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск; osakalexey@mail.ru.

**Бузина Елена Яковлевна**, старший инженер, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск; buzina\_elena@mail.ru.

Поступила в редакцию 21 января 2018 г.

DOI: 10.14529/power180107

## METHOD AND SOFTWARE FOR IDENTIFYING THE PARAMETERS OF A POWER DISTRICT

**A.B. Osak**, osakalexey@mail.ru,  
**E.Ya. Buzina**, buzina\_elena@mail.ru

*Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation*

We herein propose a method for evaluating the operating parameters of a power district. The method can be used to evaluate the state of a district for a computation chart that covers mainlines and distribution grids, including industrial grids. The method provides adequate results even in case of insufficient telemetry data. Beside telemetry, the method enables constrains on any parameter for a better quality of results. The proposed method has been implemented in the PRES software suit that operates in conjunction with the ANARES software. We herein present the results of implementing the method at an industrial enterprise, a subsidiary of Rosatom State Corporation. Beside solving the problem of evaluating the current state of a power district, the approach can be used for parameter optimization in long-term planning tasks.

*Keywords: state evaluation, steady states, ANARES software.*

### References

1. Gamm A.Z. *Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Statistical Methods for Evaluating the State of a Power System]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 220 p.
2. Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., Grishin Yu.A., Kolosok I.N. *Otsenivanie sostoyaniya v elektroenergetike* [State Evaluation in Power Engineering]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 302 p.
3. Grishin Yu.A., Kolosok I.N., Korkina E.S., Em L.V., Ornov V.G., Shelukhin N.N. [Software for Real-Time Power System State Evaluation]. *Elektrichestvo* [Electricity], 1999, no. 2, p. 8–16. (in Russ.)
4. Prikhno V.L. [KOSMOS Software for Fast Telemetry-Based Computing of Power System States]. *Trudy Instituta elektrodinamiki NANU. Energoeffektivnost!* [Scientific Reports of Institute of Electrodynamics NANU Ukraine. Energy Efficiency]. Kiev, IED NAN Ukraine Publ., 2000, pp. 118–127. (in Russ.)
5. Ayuev B.I., Demchuk A.T., Prikhno V.L. [Hierarchical System for Telemetry-Based Computing of the Current Operating Parameters of the Unified Power System]. *Energetik* [Power Engineer], 2004, no. 5, pp. 9–12. (in Russ.)

6. Nikolaev A.V., Prikhno V.L. [State Evaluation Problem as a Part of Centralized Emergency Control of UPS East]. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [Bulletin of the UPS Science Center], 2013, no. 1 (68), pp. 25–40. (in Russ.)

7. Erokhin P.M., Neuymin V.G., Shubin N.G., Maksimenko D.M. [Using Interior Point Methods to Evaluate the State of a Power System]. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [Bulletin of the UPS Science Center], 2012, no. 1 (66), pp. 39–45. (in Russ.)

8. Maksimenko D.M., Mashalov E.V., Neuymin V.G. [Using RastrWin Optimization Algorithm for State Evaluation]. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [Bulletin of the UPS Science Center], 2013, no. 2 (69), pp. 36–43. (in Russ.)

9. Marugin V.I., Peyzel' V.M., Stepanov A.S. [Probabilistic Evaluation of State Parameters of Distribution Grids]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2013, no. 1, pp. 58–60. (in Russ.)

10. Marugin V.I., Stepanov A.S. [Probabilistic Evaluation of Distribution Grid States]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2014, no. 3, pp. 12–14. (in Russ.)

11. Voropay N.I., Osak A.B., Domyshev A.V., Panasetkiy D.A., Buzina E.Ya. [Approaches to Designing an Automated Power-District Voltage Controller to Coordinate the Local Automated Emergency Controls]. *Sbornik dokladov XXI konferentsii "Releynaya zashchita i avtomatika energosistem"* [Proceedings of XXI Conference on Power System Relay Protection and Automation]. Moscow, 2012, pp. 373–378. (in Russ.)

12. Osak A.B., Panasetkiy D.A., Buzina E.Ya., Shalaginov A.I. [Real-Time Reliability Smart Parameter-Controlling Automation Devices with Prediction Functionality]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Scientific Problems of Transport in Siberia and the Far East], 2014, no. 4, pp. 304–308. (in Russ.)

13. Osak A.B., Panasetkiy D.A., Buzina E.Ya. [Improving the Reliability of Distribution Grids by Installing Optimally-Controlled Reactive Power Sources]. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki: Sbornik nauchnykh statey. Vyp. 68: Issledovanie i obespechenie nadezhnosti sistem energetiki* [Problems of Researching the Reliability of Large-Scale Power Systems. Vol. 68: Researching and Ensuring the Reliability of Power Systems]. Editor-in-chief Voropai N.I. ESI SB RAS Publ., 2017, pp. 535–544. (in Russ.)

14. Osak A., Shalaginov A., Panasetkiy D., Buzina E. [Methods for Rapid Analysis as a Part of Reliability Evaluations with Short-Term Prediction of System Behavior]. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. Vyp. 65: Nadezhnost' liberalizovannykh sistem energetiki* [Problems of Researching the Reliability of Large-Scale Power Systems. Vol. 65: Reliability of Liberalized Power Systems]. Editor-in-chief Voropai N.I. ESI SB RAS Publ., 2015, pp. 634–643. (in Russ.)

15. Osak A.B., Shalaginov A.I., Panasetkiy D.A., Buzina E.Ya. [Analyzing the Operating Reliability of a Power System With Consideration of Predicted Alterations in Operating Parameters and Real-Time Controllability Evaluation]. *Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releynoy zashchity i avtomatiki energosistem: sb. dokl. v mezhdunar. konf.* [Actual Development Trends in Power System Relay Protection and Automation. 5th International Scientific and Technical Conference Proceedings]. Sochi, 2015. (in Russ.)

16. Osak A.B., Shalaginov A.I., Panasetkiy D.A., Buzina E.Ya. [Methods for Monitoring the State of EPS and Evaluating the Operating Reliability by the EPS Controllability Criterion]. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki: sb. nauch. statey. Vyp. 67: Problemy nadezhnosti sistem energetiki* [Problems of Researching the Reliability of Large-Scale Power Systems. Vol. 67: Power System Reliability Problems]. Editor-in-chief Voropay N.I., Chukreyev Yu.Ya. Syktyvkar, Komi Respublikanskaya Tipografiya Publ., 2016, pp. 337–346. (in Russ.)

17. Kolosok I.N., Korkina E.S., Pal'tsev A.S. [Decomposition of Power System State Evaluation Problem Using PMU Data for Large-Dimension Circuitry]. *Liberalizatsiya i modernizatsiya elektroenergeticheskikh sistem: koordinatsiya monitoringa i upravleniya pri formirovanii intellektual'nykh energosistem: trudy 4-y Mezhdunarodnoy konferentsii* [Liberalization and Modernization of Power Systems: Coordinated Monitoring and Control Towards Smart Grids. Proc. of the 4<sup>th</sup> International Conference]. Editor-in-chief Voropay N.I. and Retants C. Irkutsk, ESI SB RAS Publ., 2011, pp. 21–29. (in Russ.)

18. Kolosok I.N., Korkina E.S., Soukhanov O.A. [Algorithms for Distributed State Evaluation of Large-Scale Power Systems]. *Elektrichestvo* [Electricity], 2011, no. 4, pp. 27–36. (in Russ.)

19. Kolosok I.N., Korkina E.S., Pal'tsev A.S. [Decomposition of Power System State Estimation Problem Using WAMS Measurements]. *Sovremennye podkhody k obespecheniyu nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem: sb. trudov konf* [Modern Approaches to Power System Reliability Support. Proceedings], Editor-in-chief Khokhlov M. Syktyvkar, Institute of Social, Economic and Power Problems of the North Publ., 2014, pp. 97–103. (in Russ.)

20. Kachinskaya L.M., Krongauz D.E., Panteleev V.I. [Application of a Software Suit to Computing the Steady State of an Urban Power Grid]. *Industrial Power Engineering*, 2010, no. 7, pp. 32–35. (in Russ.)

21. Krongauz D.E. [Analyzing Power Consumption Conditions]. *Electrical equipment: operation and repair*, 2013, no. 1, pp. 43–48.

22. Makarenko A.A., Ivanchura V.I. [Mathematical Modeling of Synchronous Hysteresis Loads in Electric Drive]. *Bulletin of M.F. Reshetnev Siberian State Aerospace University*, 2008, no. 2 (19), pp. 18–23. (in Russ.)

23. Makarenko A.A. *Upravlenie elektropitaniey v elektrotekhnicheskoy sisteme razdelitel'nogo proizvodstva. Avtoreferat dis. kand. tekhn. nauk* [Controlling Power Supply in the Electrical Power System of a Separation Plant. Abstract of a Post-Graduate Thesis in Technology]. Krasnoyarsk, 2009. 20 p.

24. Krongauz D.E. [Generation of Reactive Power in Power Supply Systems with a Semiconductor Electric Drive]. *Energetik* [Power Engineer], 2013, no. 7, pp. 029–031. (in Russ.)

25. Valentinov R. [It Is Real Deeds Behind the Reward]. *Element budushchego* [Element of Future], 2014, no. 1 (129), p. 1. (in Russ.)

26. Smirnov S.S., Osak A.B. [Magnetic Bias-Controlled Transformer as an Efficient Grid Voltage Controller]. *Bulletin of Irkutsk State Technical University*, 2016, no. 6, pp. 146–155. (in Russ.)

27. Osak A., Panasetsky D., Buzina. E. Analysis of the Security During Power System Expansion Planning. *E3S Web Conf*, 2017, vol. 25, Article Number 03004. DOI: 10.1051/e3sconf/20172503004

*Received 21 January 2018*

---

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Осак, А.Б. Метод и программное обеспечение для оценивания состояния параметров режима энерго-района / А.Б. Осак, Е.Я. Бузина // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 53–60. DOI: 10.14529/power180107

### FOR CITATION

Osak A.B., Buzina E.Ya. Method and Software for Identifying the Parameters of a Power District. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 53–60. (in Russ.) DOI: 10.14529/power180107