

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.004.13

Наталья Ленмировна Бацева

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники, Россия, Томск, e-mail: batsevan@tpu.ru

Юлия Алексеевна Фоос

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», аспирант отделения электроэнергетики и электротехники, Россия, Томск, e-mail: yae3@tpu.ru

Эффективность применения динамического метода оценивания состояния параметров режима электроэнергетической системы

Авторское резюме

Состояние вопроса. Результаты оценивания режимных параметров электроэнергетических систем используются для решения важных технологических задач с помощью программно-аппаратных комплексов реального времени, например для определения максимально допустимых перетоков активной мощности в сечениях системой мониторинга запасов устойчивости. В настоящее время оценивание состояния в программно-аппаратных комплексах системой мониторинга запасов устойчивости выполняется статическим методом, а в качестве исходных данных используется телеметрия, получаемая от оперативно-информационного комплекса. С внедрением систем мониторинга переходных режимов и возможностью получения синхронизированных векторных измерений с высокой частотой обновления открываются перспективы для применения и совершенствования динамических методов оценивания состояния. Несмотря на то что исследованию и совершенствованию динамических методов оценивания состояния и уделяется внимание, сведений о практическом применении и полученных результатах в литературе недостаточно. Целью исследования является совершенствование динамического метода оценивания состояния на основе расширенного фильтра Калмана и анализ его эффективности при определении режимных параметров реальной электроэнергетических систем.

Методы и материалы. Исследования выполнены с помощью усовершенствованного алгоритма динамического метода оценивания состояния, в основе которого лежит расширенный фильтр Калмана. Программный код для работы алгоритма написан на языке C#. Апробация алгоритма оценивания состояния проведена на базе модели энергосистемы, содержащей 55 узлов и 76 ветвей.

Результаты. Предложен усовершенствованный динамический метод оценивания состояния режимных параметров. В результате проведенных экспериментов установлено, что в нормальном режиме работы электроэнергетических систем при несвоевременном обновлении телеизмерений динамический метод работает эффективно как для оценивания режимных параметров, так и для определения максимально допустимых перетоков: ошибка оценивания напряжения и активной мощности мала, за счет чего значение максимально допустимых перетоков определяется точнее по сравнению со значением максимально допустимых перетоков, определенным системой мониторинга запасов устойчивости. Также установлено, что после изменения топологии схемы и режима динамический метод показывает высокую точность оценивания параметров только для той части электроэнергетической системы, которая удалена от места изменения топологии и режима, для части же электроэнергетической системы, в которой произошло изменение схемно-режимной ситуации, наилучший результат показывает статический метод оценивания состояния по телеизмерениям и синхронизированным векторным измерениям.

Выводы. При управлении режимом в реальном времени статические и динамические методы оценивания должны использоваться совместно, так как в послеаварийном режиме применение статического метода оценивания даст возможность сформировать матрицу перехода к динамическому методу. Безусловным является факт, что использование синхронизированных векторных измерений в качестве исходных данных повышает точность оценивания. Результаты исследований предполагаются использовать для совершенствования программной части программно-аппаратных комплексов, содержащих блок оценивания состояния.

Ключевые слова: режимные параметры электроэнергетической системы, максимально допустимый переток активной мощности, статический метод оценивания состояния электроэнергетической системы, динамический метод оценивания состояния электроэнергетической системы, расширенный фильтр Калмана, синхронизированные векторные измерения

Natalia Lenmirovna Batseva

National Research Tomsk Polytechnic University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Electrical Engineering Department, Tomsk, Russia, e- mail: batsevan@tpu.ru

Julia Alekseevna Foos

National Research Tomsk Polytechnic University, Postgraduate Student of Electrical Engineering Department, Tomsk, Russia, e- mail: yae3@tpu.ru

Effectiveness of application of dynamic state estimation method for mode parameters of power system

Abstract

Background. The results of the estimation of power system mode parameters are used to solve important technological tasks by real-time hardware-software packages (HSPs), for instance, the calculation of maximum allowed power flows (MAPFs) via sections by a Control System of Stability Margin (HSP CSSM). Now, in the HSP CSSM the state estimation is realized by the static method. Remote measurements (RMs) obtained from an operative informational complex are used as initial data. With the introduction of Wide-Area Measurement Systems and the possibility to obtain synchronized phasor measurements (SPMs) with a high update rate, it becomes possible to apply and improve state estimation dynamic methods. Even though, many researchers pay attention to the state estimation dynamic method, but practical application of this method and obtained results are presented in papers insufficiently. The goal of the study is to improve the state estimation dynamic method based on the extended Kalman filter and analyze the effectiveness in determining the mode parameters of electric power system.

Materials and methods. The studies are performed by the developed algorithm of the state estimation dynamic method based on extended Kalman filter. C# is the language for software code. Practical evaluation of the state estimation algorithm has been carried out on the basis of a power system model containing 55 nodes and 76 branches.

Results. An improved dynamic method to estimate the state of mode parameters is proposed. The test results show that in steady-state modes, when RMs are not updated on time, the developed dynamic method demonstrates high accuracy for the estimation of mode parameters and MAPFs. The estimation error of a voltage and an active power is low, therefore MAPFs are more specifically than MAPFs obtained by CSSM. Also, this method operates with high accuracy in the post emergency states, but only for that part of the power system, where the topology and mode have not been changed. For the part, where the topology and mode affected, the best result shows the static state estimation method by RMs and SPMs.

Conclusions. In post emergency states the static state estimation method offers to form the transfer matrix for the dynamic method, therefore, static and dynamic state estimation methods must be used simultaneously in real-time HSPs. It is an undoubted fact that the use of synchronized phasor measurements as input data increases the accuracy of estimation. These results are expected to implement in the software of HSPs, involving the state estimation component.

Key words: mode parameters of the electric power system, maximum allowed active power flow, static and dynamic state estimation methods, extended Kalman filter, synchronized phasor measurements

DOI: 10.17588/2072-2672.2023.3.005-015

Введение. Совершенствованию методов оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем (ЭЭС) уделяется достаточно внимания, так как результаты ОС используются для решения как технологических, так и научных задач [1–3]. Важным результатом при совершенствовании методов ОС и их реализации является получение более точных оценок параметров режима для комплексов, работающих в темпе технологического процесса, например для системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) при определении максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в сечениях. Точное определение МДП позволит максимально использовать пропускную способность сечения, сохраняя устойчивость и надежность работы энергорайонов ЭЭС [4]. В настоящее время ОС в СМЗУ

выполняется циклично, статическим методом оценивания, когда в качестве исходных данных используется набор измерений, соответствующий одному временному срезу, а динамика изменения режимных параметров не учитывается [2].

Учет динамики может быть выполнен с помощью динамических методов ОС, поскольку исходные данные для них – это не только текущая, но и ретроспективная телеметрическая информация [5].

Динамические методы ОС базируются на уравнении динамики системы, связывающем режимные параметры ЭЭС в разные моменты времени. В связи с этим считается, что эти методы, по сравнению со статическим методом, обладают большей устойчивостью к сбоям и помехам, большей надежностью работы в услови-

ях недостаточности телеизмерений (ТИ), а также облегчают поиск выбросов в ТИ [6, 7].

В [6] динамические методы ОС рассматриваются для решения задач фильтрации, прогноза и сглаживания.

Задача фильтрации реализуется с помощью фильтра Калмана, заключающегося в использовании уравнений, связывающих параметры состояния в различные моменты времени, а матрица перехода идентифицируется для каждого рассматриваемого интервала времени. В задаче прогноза модель динамики упрощается и матрица перехода становится единичной. Такая модель соответствует задаче прогнозирования параметров с упреждением на секунды вперед. В случае прогнозирования на часы или сутки вперед матрица перехода дополняется коэффициентом перехода. Задача сглаживания заключается в уточнении полученных ранее оценок на основе текущих измерений.

Отдельно в [6] поставлена задача отслеживания режимных параметров для получения оценок в последовательные дискретные моменты времени. Идея состоит в том, что оценки измеренных параметров, полученные в предшествующие моменты времени, рассматриваются как прогнозы этих величин и используются в качестве стартовой точки для получения оценок в текущий момент времени.

Авторы [8] разделяют динамические методы ОС на три группы: метод ОС, использующий упрощенные модели динамики; метод отслеживания режимных параметров, основанный на обработке ретроспективной информации статическим методом ОС без явного использования динамических моделей; *FASE*-метод (*Forecasting-Aided State Estimation*), основанный на выполнении ОС в каждый момент времени статическим методом с добавлением процедуры прогнозирования параметров режима. Авторы [8] полагают, что для практического применения перспективными являются методы второй и третьей групп, как менее чувствительные к резким изменениям режима и/или топологии схемы. Вместе с этим они отмечают, что методы второй группы требуют избыточности телеизмерений и менее устойчивы к выбросам в ТИ, а третьей – ограничены упрощенной моделью динамики, что может привести либо к расхождению процесса ОС, либо к некорректной оценке параметров режима.

В исследованиях [9] проведен сравнительный анализ методов: статического *SSE*-метода (*Static State Estimation*); стандартного динамического *DSE*-метода (*Dynamic State Estimation*) и двух частных – *FASE*-метода и *TSE*-метода отслеживания состояния системы (*Tracking State Estimation*). Авторы [9] отмечают, что *SSE*-метод, по сравнению с *DSE*-методом, не имеет возможности отслеживать динамику системы и требует, чтобы вектор состояния

можно было наблюдать только с помощью последнего набора доступных ТИ. *FASE*-метод работает с упрощенной моделью динамики и использует линейную модель перехода из одного состояния ЭЭС в другое, поэтому он применим только к медленно изменяющимся режимам, а *TSE*-метод предполагает, что состояние ЭЭС остается статическим.

В [8, 9] отмечено, что при возникновении внезапных изменений схемы и режима результаты, полученные динамическим методом ОС, могут искажаться, так как для составления уравнения динамики требуется время, чтобы адаптироваться к новой схемно-режимной ситуации.

Практические результаты, полученные с помощью динамических методов ОС в условиях изменения схемно-режимной ситуации, приведены только в [10] на примере использования *FASE*-метода. На тестовых схемах показано, что при внезапном изменении мощности нагрузки *FASE*-метод не способен отслеживать динамическое изменение напряжения и угла вектора напряжения.

Следует также отметить, что развитие динамических методов ОС в определенной степени было затруднено из-за недостаточной частоты обновления телеизмерений, получаемых от устройств телемеханики (УТМ) [11]. С внедрением системы мониторинга переходных режимов (СМНР) появилась возможность получать синхронизированные векторные измерения (СВИ), частота обновления которых достаточна для применения и совершенствования динамических методов ОС [12, 13].

Ниже дан анализ эффективности применения модифицированного *TSE*-метода и усовершенствованного *DSE*-метода для определения параметров режима и МДП в сечении схемы ОЭС с использованием в качестве исходных данных ТИ и СВИ. Модифицированный *TSE*-метод рассмотрен и апробирован в [14].

Теоретические положения. Основой *DSE*-метода являются фильтры Калмана: расширенный (*Extended Kalman Filter – EKF*), сигматочечный (*Unscented Kalman Filter – UKF*) и кубатурный (*Cubature Kalman Filter – CKF*) [15–17]. Существуют *Generalized Maximum (GM)* модификации фильтра Калмана, такие как *GM-EKF* и *GM-UKF* [10].

DSE-метод на базе *EKF* нашел применение для задач обнаружения выбросов в ТИ, сокращения машинного времени ОС, выявления выбросов в ТИ [18, 19]. В [20] *DSE*-метод рассмотрен для задач прогнозирования режимных параметров ЭЭС с применением нейросетевых технологий. В [21] предложен метод прогнозного ОС с использованием трех процедур фильтрации Калмана для повышения точности ОС в режимах с медленными стохастическими изменениями нагрузки и генерации.

Преимуществом *EKF* является простота реализации и настройки, но при этом существует необходимость на каждой итерации вычислять матрицу Якоби для линеаризации системы. Авторы [22, 23] считают, что это приводит к снижению точности ОС и производительности расчетов при росте интервала измерений. Матрица Якоби используется не только для ОС, но и для расчета установившихся режимов, их оптимизации, поиска опасных сечений, эквивалентирования, поэтому расчет матрицы Якоби автоматизирован в программных комплексах для расчета режимов и не требует больших вычислительных затрат.

DSE-метод, основанный на *EKF*, состоит из двух этапов: прогнозирования и корректировки.

Прогнозирование вектора состояния системы в текущий момент времени осуществляется по формуле

$$\hat{x}_k^- = \Phi \hat{x}_{k-1} + B u_{k-1}, \quad (1)$$

где \hat{x}_k^- – спрогнозированный вектор состояния системы в текущий момент времени; Φ – динамическая модель системы (матрица перехода); \hat{x}_{k-1} – вектор состояния системы в предшествующий момент времени; B – матрица управляющего воздействия; u_{k-1} – управляющее воздействие в предшествующий момент времени.

Прогнозирование ошибки ковариации выполняется согласно формуле

$$P_k^- = \Phi P_{k-1}^- \Phi^T + C, \quad (2)$$

где P_k^- – прогнозирование ошибки вектора состояния системы в текущий момент времени; P_{k-1}^- – ошибка вектора состояния системы в предшествующий момент времени; C – ковариация шума процесса.

Параметр Калмана вычисляется как

$$K_k = \frac{P_k^- J^T}{(J P_k^- J^T + Q)}, \quad (3)$$

где K_k – параметр Калмана; J – матрица Якоби; Q – ковариация шума измерений.

Корректировка оценки вектора состояния системы в текущий момент времени выполняется по формуле

$$\hat{x}_k = \hat{x}_k^- + K_k (z_k - J \hat{x}_k^-), \quad (4)$$

где z_k – измерение в текущий момент времени.

Корректировка ошибки ковариации осуществляется по формуле

$$P_k = (I - K_k J) P_k^-, \quad (5)$$

где I – матрица избыточности.

DSE-метод подразумевает задачу оценки параметров режима (r_i) по данным измерений текущего (t) режима с учетом предшествующего режима ($t-1$).

Модель динамики представляется в виде

$$r_t = F_t \cdot r_{t-1}(U) \pm q_k, \quad (6)$$

где $t = 1, \dots, N$ – номера дискретных моментов времени; F_t – диагональная матрица перехода системы из состояния в момент времени ($t-1$) к состоянию t ; q_k – шум динамики.

Если процесс считается стационарным, то динамика изменения измеряемого параметра выглядит следующим образом:

$$r_t = r_{t-1}(U) \pm q_k. \quad (7)$$

DSE-метод с учетом использования СВИ в качестве исходных данных усовершенствован следующим образом: вектор состояния и матрица перехода (1) формируются с учетом измерений углов векторов напряжений. При формировании матрицы Якоби в (3) учитываются первые производные векторов тока и напряжения. Матрица ковариации шума процесса (2) формируется на основе матрицы Якоби. Матрица ковариации шума измерений (3) задается с учетом ошибки измерений (для ТИ ошибка измерений составляет $\sigma = 0,02$, для СВИ – $\sigma = 0,005$) [14]. Вектор измерений (4) расширяется для учета векторов тока и напряжения.

Предварительно задается предельное число итераций k_{max} , допустимая погрешность оценки величин векторов напряжений ε , приращение напряжения ΔU и временной промежуток Δt . Значение погрешности ε представляет собой разность оцененных значений напряжений в узлах ЭЭС на итерациях k и $k-1$ и характеризует сходимость итерационного процесса. Приращение напряжения ΔU характеризует степень инертности системы.

При проведении экспериментов принято, что $\Delta U = 0$. Интервал времени $\Delta t = 10$ мин – это время, за которое формировался набор ТИ и СВИ.

Алгоритм усовершенствованного *DSE*-метода на основе *EKF* выглядит следующим образом:

1. Задать номер итерации $k = 0$.

2. Составляют вектор состояния U_k :

$$U_k = \{U_i^{СВИ} \parallel U_i^{TM} \parallel U_i^{НОМ}, \delta_i^{СВИ} \parallel \delta_i^{BP}\}, \quad (8)$$

где $U_i^{СВИ}$ – измерение напряжения в узле, в котором установлены устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ); $\delta_i^{СВИ}$ – измерение угла вектора напряжения в узле, в котором установлены УСВИ.

3. Составляют вектор измерений R_k размерностью M , соответствующей количеству измерений в массиве:

$$R_k = \{U_i, \delta_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, I_{ij}, \gamma_{ij}\}, \quad (9)$$

где γ_{ij} – измерение угла вектора тока.

4. Составляют вектор-функцию $R_k(U)$, определяющую режимные параметры через узловые напряжения:

$$R_k(U) = \{U_i, \delta_i, P_i(U), Q_i(U), P_{ij}(U), Q_{ij}(U), I_{ij}(U), \gamma_{ij}(U)\}. \quad (10)$$

5. Вычисляют матрицу перехода Φ_k из одного состояния ЭЭС в другое по алгоритму:

5.1. Вектор U_k интегрируют на заданном временном промежутке.

5.2. К первому элементу вектора U_{k-1} добавляют заданное приращение и интегрируют на таком же временном промежутке, что и вектор U_k .

5.3. Из вектора, полученного в п. 5.1, поэлементно вычитают вектор, полученный в п. 5.2, делят на приращение напряжения, получая первый столбец матрицы Φ_k .

5.4. Повторяют пп. 5.2 и 5.3 до тех пор, пока не будут пройдены все элементы вектора U_{k-1} .

Формульное описание пп. 5.1–5.4 выглядит следующим образом:

$$\Phi_k = \Delta U + \frac{\partial f(U, t)}{\partial U} \Delta t. \quad (11)$$

6. Рассчитывают прогнозный вектор состояния системы в текущий момент времени:

если $k = 0$, то

$$\underline{U}_k = \Phi_k \underline{U}_k, \quad (12)$$

если $k > 0$, то

$$\underline{U}_k = \Phi_k \underline{U}_{k-1}. \quad (13)$$

7. Вычисляют матрицу Якоби размером $[M; 2N-1]$:

$$J_k = \frac{\partial R_k(U)}{\partial U_k}. \quad (14)$$

8. Определяют матрицу весовых коэффициентов:

$$C_k = \frac{1}{\sum_{j=1}^M J_{ij}^2}, \quad (15)$$

где J_{ij} – элемент матрицы Якоби.

9. Вычисляют прогнозную ковариационную матрицу ошибки:

$$P_k^- = \Phi_k P_{k-1} \Phi_k^T + C_k. \quad (16)$$

10. Рассчитывают прогнозный вектор измерений:

$$R_k^- = J_k \underline{U}_k. \quad (17)$$

11. Определяют параметр Калмана:

$$K_k = \frac{P_k^- J_k^T}{(J_k P_k^- J_k^T + Q)}, \quad (18)$$

где Q – матрица ковариации шума измерений, учитывающая ошибки измерений σ . Диагональные элементы матрицы Q равны дисперсии измерений σ^2 .

12. Корректируют искомый вектор состояния системы:

$$U_k = U_k^- + K_k (R_k - R_k^-). \quad (19)$$

13. Корректируют ковариационную матрицу ошибки ОС:

$$P_k = (1 - K_k J_k) P_k^-. \quad (20)$$

14. Проверяют выполнение условия

$$\max |U_k - U_{k-1}| < \varepsilon. \quad (21)$$

Если условие выполняется, то уточнение узловых напряжений окончено и необходимо выполнить п. 16, если – нет, то переходят к п. 15.

15. Принимают $k = k + 1$. Если $k < k_{max}$, то переходят к п. 6, иначе – расчет прекращают из-за расходимости итерационного процесса.

16. Рассчитывают параметры режима по U_k .

17. Вычисляют ошибку оценивания по среднеквадратичному отклонению (СКО):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (r_i - \bar{r})^2}{n-1}}. \quad (22)$$

где r_i – значение параметра режима; \bar{r} – среднее значение параметра режима в выборке; n – количество значений в выборке.

Исследования и анализ результатов.

Апробация метода проведена на схеме электрической сети 500–220 кВ ОЭС (рис. 1).

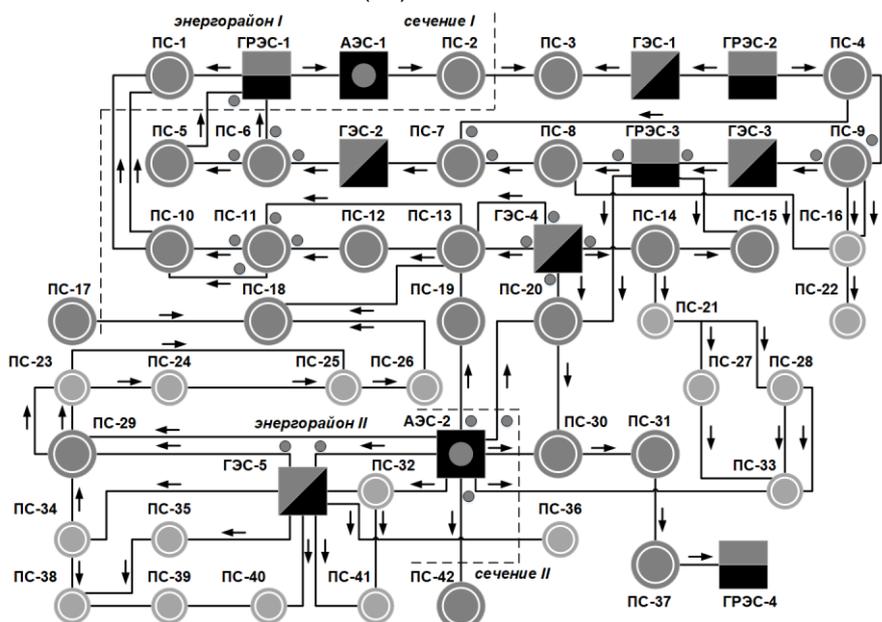


Рис. 1. Топология схемы системообразующей сети 500–220 кВ ОЭС

Схема содержит 55 узлов и 76 ветвей. УСВИ установлены на объектах, представленных в табл. 1.

Таблица 1. Размещение УСВИ

Объект	ВЛ 500 кВ
ГРЭС-1	ГРЭС-1 – ПС-5
ПС-6	ПС-6 – ПС-5; ПС-6 – ГРЭС-1; ПС-6 – ГЭС-2
ПС-7	ПС-7 – ПС-4; ПС-7 – ПС-8
ГРЭС-3	ГРЭС-3 – ПС-8; ГРЭС-3 – ГЭС-3
ПС-9	ПС-9 – ГЭС-3; ПС-9 – ПС-4
ПС-11	ПС-11 – ПС-10; ПС-11 – ПС-12; ПС-11 – ПС-13
ГЭС-4	ГЭС-4 – ПС-13; ГЭС-4 – ПС-14; ГЭС-4 – ПС-2
ГЭС-5	ГЭС-5 – ПС-29; ГЭС-5 – АЭС-2
АЭС-2	АЭС-2 – ПС-19; АЭС-2 – ПС-20; АЭС-2 – ПС-42

Согласно схеме (рис. 1), сечение I разделяет энергорайон I и ОЭС. Контроль перетока активной мощности в сечении I осуществляется в двух направлениях: в часы дневного максимума – из ОЭС в энергорайон I; в часы вечернего минимума – в обратном направлении.

Сечение II разделяет избыточный энергорайон II и ОЭС. Контроль перетоков активной мощности в сечении II осуществляется по допустимой токовой нагрузке сети 220–500 кВ, осуществляющей выдачу мощности от АЭС-2, а также по условию предотвращения нарушения динамической устойчивости энергоблоков АЭС-2.

Контроль режима в энергорайонах производится во всех схемно-режимных ситуациях.

СМЗУ работает в циклическом режиме непрерывно [2]. Данные ТИ поступают в СМЗУ из оперативно-информационного комплекса. Цикл расчета начинается с выполнения ОС статическим методом. Затем запускается процесс расчета МДП в заданных сечениях с помощью последовательного утяжеления оцененного режима. По завершении цикла представляется информация о рассчитанных значениях МДП на монитор диспетчеру.

Динамический метод реализован на основе формул (8)–(22). Расчет установившегося режима выполнен в ПК RastrWin3. Оценивание состояния статическим и динамическим методами проведено с помощью программного обеспечения, описанного в [24, 25].

В эксперименте № 1 ОС выполняется в нормальном и послеаварийном режимах, в эксперименте № 2 – в послеаварийном режиме.

Эксперимент № 1.1. Рассмотрен случай, когда имеет место обновление ТИ, поступающих по энергорайону I. В табл. 2 представлены режимные параметры.

На рис. 2 и 3 представлены результаты распределения ошибки оценивания напряжения и активной мощности для граничных узлов.

Таблица 2. Режимные параметры

Объект	Напряжение в граничных узлах сечения I U , кВ
ПС-1	504,9
ГРЭС-1	509,25
ПС-2	509,9
ПС-3	510
ПС-10	505,7
ПС-5	512
ПС-6	514,3
ПС-18	508,3
ПС-17	508,63
Объект	Перетоки активной мощности по основным связям сечения I P_{ij} , МВт
ПС-17 – ПС-18	232
ПС-1 – ПС-1 I цепь	67
ПС-1 – ПС-1 II цепь	67
ГРЭС-1 – ПС-5	232
ГРЭС-1 – ПС-6	152
ПС-2 – ПС-3	111

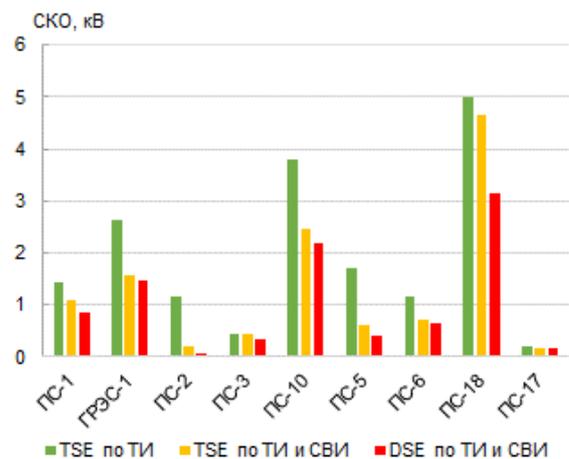


Рис. 2. Эксперимент № 1.1. Распределение ошибки оценивания напряжения в граничных узлах сечения I

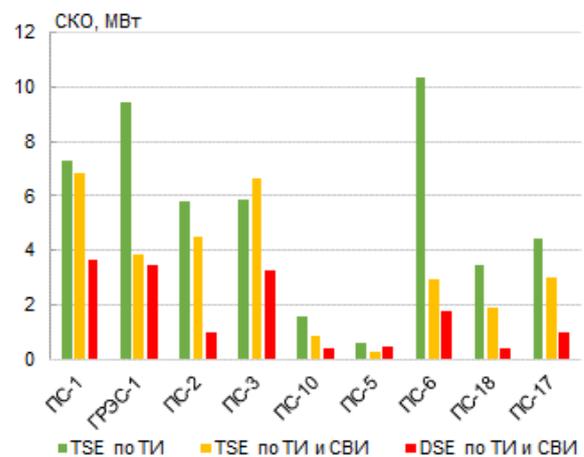


Рис. 3. Эксперимент № 1.1. Распределение ошибки оценивания активной мощности в граничных узлах сечения I

При применении *TSE*-метода по ТИ и СВИ СКО оценивания напряжения и активной мощности меньше, чем при применении *TSE*-метода по ТИ. Это связано с тем, что использование СВИ повышает наблюдаемость ОЭС, следовательно, повышается и качество ОС в условиях необновления ТИ.

В свою очередь, при применении *DSE*-метода СКО оценивания напряжения и активной мощности меньше, чем при применении *TSE*-метода по ТИ и СВИ. Это обусловлено тем, что учитываются измерения не за один временной срез, а за интервал времени, предшествующий выполнению ОС. Таким образом, снижается влияние выбросов в ТИ на ОС.

Результаты расчета МДП в сечении I представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчета МДП в сечении I

Метод	МДП, МВт
<i>TSE</i> -метод по ТИ (СМЗУ)	3920
<i>TSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3986
<i>DSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3994

В случае применения *TSE*-метода по ТИ отсутствие обновлений ТИ приводит к некорректному ОС – заниженному значению МДП в СМЗУ по сечению I, что не позволяет использовать всю пропускную способность сечения. *DSE*-метод показывает, что реальный МДП на 74 МВт больше по сравнению с перетоком, определенным СМЗУ.

Эксперимент № 1.2. Рассмотрено отключение одной цепи ВЛ 500 кВ ПС-1–ПС-10 со стороны ПС-10 действием релейной защиты. В табл. 4 представлены режимные параметры.

Таблица 4. Режимные параметры

Объект	Напряжение в граничных узлах сечения I U_i , кВ
ПС-1	520,1
ГРЭС-1	516,3
ПС-2	512,3
ПС-3	515
ПС-10	517,5
ПС-5	517,4
ПС-6	518,1
ПС-18	514
ПС-17	512
Объект	Перетоки активной мощности по основным связям сечения I P_{ij} , МВт
ПС-17 – ПС-18	55
ПС-1 – ПС-10 I цепь	117
ПС-1 – ПС-10 II цепь	0
ГРЭС-1 – ПС-5	176
ГРЭС-1 – ПС-6	117
ПС-2 – ПС-3	148

На рис. 4 и 5 представлены результаты распределения ошибки оценивания напряжения и активной мощности для граничных узлов сечения I.

При отключении ВЛ 500 кВ ПС-1–ПС-10 фиксируется наброс активной мощности на ЛЭП, входящих в состав сечения I, в диапазоне от 3 до 28 МВт. Напряжение в граничных узлах изменяется до 1 кВ.

Для узлов ГРЭС-1 и ПС-6, в которых установлены УСВИ, применение *TSE*-метода по ТИ и СВИ имеет меньшую ошибку оценивания напряжения и активной мощности по сравнению с применением *TSE*-метода по ТИ: СКО отличается на 0,7 кВ – для напряжения и на 4,5 МВт – для активной мощности.

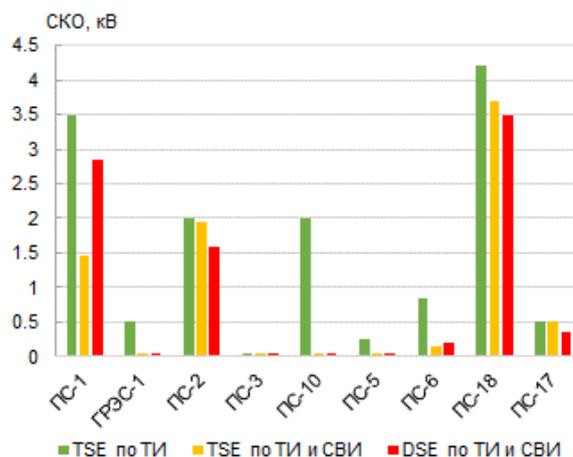


Рис. 4. Эксперимент № 1.2. Распределение ошибки оценивания напряжения в граничных узлах сечения I

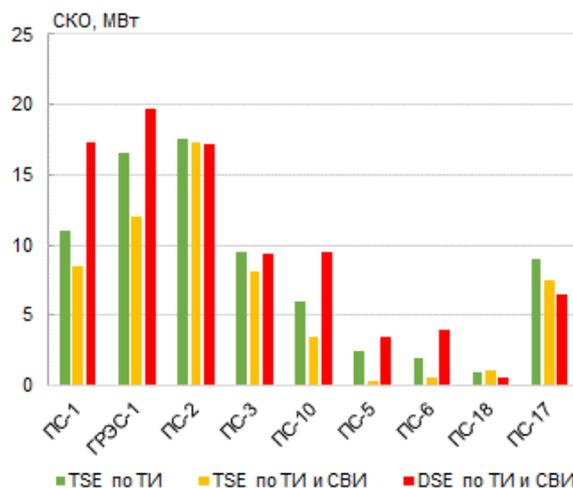


Рис. 5. Эксперимент № 1.2. Распределение ошибки оценивания активной мощности в граничных узлах сечения I

В узлах, в которых УСВИ отсутствуют, СКО отличается на 2 кВ – для напряжения и на 2,5 МВт – для активной мощности. Из-за изменения топологии схемы и режима наибольшая ошибка оценивания активной мощности наблюдается при применении *DSE*-метода и фикси-

руется для ПС-1: СКО по активной мощности на 6,25 МВт больше СКО, полученного при применении *TSE*-метода по ТИ. Однако для узлов ПС-2, 3, 17 и 18, удаленных от места изменения топологии, СКО активной мощности, полученное при применении *DSE*-метода, меньше, чем при применении *TSE*-метода по ТИ, на 2,5 МВт, а СКО напряжения – меньше на 2 кВ. Точность *DSE*-метода становится выше по мере отдаления от места изменения схемно-режимной ситуации.

Результаты расчета МДП в сечении II представлены в табл. 5.

TSE-метод по ТИ показывает завышенное на 4 МВт значение МДП по сечению II относительно *TSE*-метода по ТИ и СВИ.

DSE-метод показывает завышенное на 10 МВт значение МДП по сечению II относительно применения *TSE*-метода по ТИ и СВИ.

Таблица 5. Результаты расчета МДП в сечении II

Метод	МДП, МВт
<i>TSE</i> -метод по ТИ	3504
<i>TSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3500
<i>DSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3510

Эксперимент № 2. Рассмотрено отключение ВЛ 500 кВ АЭС-2–ПС-19 действием релейной защиты. В табл. 6 представлены режимные параметры.

Таблица 6. Режимные параметры

Объект	Напряжение в граничных узлах сечения II U , кВ
АЭС-2	515,7
ПС-19	505,5
ПС-20	511,9
ПС-30	509,5
ПС-33	234,2
ПС-36	235,4
ПС-42	500
Объект	Перетоки активной мощности по основным связям сечения II P_j , МВт
АЭС-2 – ПС-19	0
АЭС-2 – ПС-20	1285
АЭС-2 – ПС-30	1651
АЭС-2 – ПС-33	68
ГЭС -3 – ПС-36	89
АЭС-2 – ПС-42	292

На рис. 6 и 7 представлены результаты распределения ошибки оценивания напряжения и активной мощности для граничных узлов сечения II.

При отключении ВЛ 500 кВ АЭС-2–ПС-19 фиксируется: снижение напряжения на ПС-19 на 1 кВ; повышение напряжения на АЭС-2 и ПС-42 на 2 кВ, на ПС-20 и 30 на 1 кВ; наброс

активной мощности на ЛЭП, входящих в состав сечения II, в диапазоне от 5 до 24 МВт.

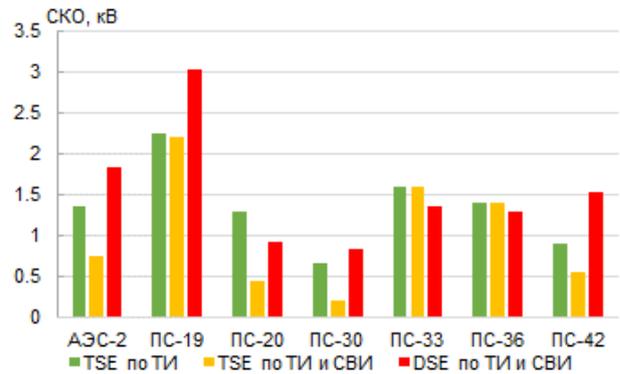


Рис. 6. Эксперимент № 2. Распределение ошибки оценивания напряжения в граничных узлах сечения II

Так как УСВИ установлены по всем ВЛ 500 кВ, входящим в состав сечения II, применение *TSE*-метода по ТИ и СВИ имеет меньшую ошибку оценивания напряжения и активной мощности для АЭС-2, ПС-20, 30 и 42 по сравнению с применением *TSE*-метода по ТИ: СКО отличается на 0,85 кВ – для напряжения и на 7,26 МВт – для активной мощности.

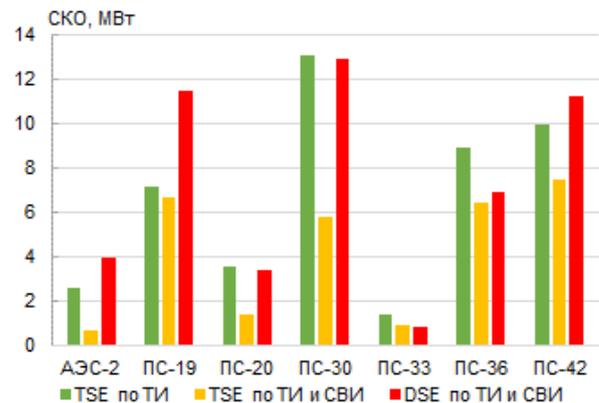


Рис. 7. Эксперимент № 2. Распределение ошибки оценивания активной мощности в граничных узлах сечения II

Отсутствие УСВИ на присоединениях ПС-33, 36, 19 дает незначительное отличие СКО при применении *TSE*-метода по ТИ и СВИ и *TSE*-метода по ТИ: 0,5 кВ – для напряжения и 2,5 МВт – для активной мощности. Из-за изменения топологии схемы и режима наибольшее СКО напряжения наблюдается при применении *DSE*-метода и фиксируется для ПС-19: на 0,84 кВ больше СКО, полученного при применении *TSE*-метода по ТИ, а по активной мощности – на 4,3 МВт. Для узлов ПС-36 и 33, удаленных от места изменения топологии, СКО по напряжению, полученное *DSE*-методом, меньше, чем при применении *TSE*-метода по ТИ, на 0,25 кВ – по напряжению и на 0,5 МВт – по активной мощности. Как и в эксперименте № 1.2, точность *DSE*-метода снизилась локально.

Результаты расчета МДП в сечении II представлены в табл. 7.

Таблица 7. Результаты расчета МДП в сечении II

Метод	МДП, МВт
<i>TSE</i> -метод по ТИ (СМЗУ)	3820
<i>TSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3810
<i>DSE</i> -метод по ТИ и СВИ	3845

Применение *TSE*-метода по ТИ показывает завышенное на 10 МВт значение МДП по сечению II относительно применения *TSE*-метода по ТИ и СВИ. Применение *DSE*-метода показывает завышенное на 35 МВт значение МДП по сечению II относительно применения *TSE*-метода по ТИ и СВИ.

Выводы. По проведенным исследованиям сделаны следующие выводы:

1. Для оценивания режимных параметров и МДП в нормальном режиме работы ЭЭС даже при несвоевременном обновлении ТИ, а также для оценивания режимных параметров при изменении схемно-режимной ситуации для узлов, удаленных от места ее изменения, лучшие результаты показывает *DSE*-метод. Последнее подтверждается результатами экспериментов №№ 1.2 и 2.

2. Для оценивания режимных параметров и МДП по месту изменения схемы и режима наилучший результат дает *TSE*-метод по ТИ и СВИ, что говорит о перспективности использования СВИ для ОС.

3. При изменении схемно-режимной ситуации ОС должно выполняться *TSE*-методом на заданном интервале времени Δt . Полученные этим методом результаты ОС позволят сформировать для текущей схемно-режимной ситуации матрицу перехода Φ_k , которая будет использоваться в качестве исходных для дальнейшего выполнения ОС *DSE*-методом. Это подтверждает утверждение [6] о том, что при отслеживании режимных параметров и управлении режимом в реальном времени *TSE*- и *DSE*-методы должны использоваться совместно, поэтому дальнейшие исследования будут посвящены синтезу модифицированного статического метода ОС [14] и усовершенствованного *DSE*-метода в целях повышения точности оценивания режимных параметров в послеаварийных режимах.

Список литературы

1. Чувашева Н.Н. Учет локальной противоаварийной автоматики в технологическом алгоритме ЦСПА // Электроэнергетика глазами молодежи – 2020: материалы XI Междунар. науч.-техн. конф., Ставрополь, 15–17 сентября 2020 г. В 2 т. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2020. – С. 63–66.
2. Система мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнер-

гетическим режимом ЭЭС России / В.Г. Неуймин, А.С. Александров, Е.И. Сацук и др. // Электроэнергетика глазами молодежи – 2020: материалы XI Международ. науч.-техн. конф., Ставрополь, 15–17 сентября 2020 г. В 2 т. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2020. – С. 42–45.

3. **Batseva N.L., Foos J.A.** The Application of Modified Gausse-Newton Method for Improving Accuracy of Regime Parameters State Estimation and Control Action Adjustment in The Centralized Emergency Control System // 2020 3rd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA). – IEEE, 2020. – P. 1–20.

4. **Глазунова А.М., Аксаева Е.С.** Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы // Электричество. – 2013. – № 12. – С. 21–29.

5. **Бацева Н.Л., Фоос (Емельянова) Ю.А., Жук А.В.** Применение метода динамического оценивания состояния для оценивания параметров режима энергосистемы по телеизмерениям // Результаты современных научных исследований и разработок: сб. ст. XII Всерос. науч.-практ. конф., Пенза, 12 марта 2021 г. – Пенза: Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2021. – С. 48–53.

6. **Гамм А.З.** Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976.

7. **Abur A., Gomez-Exposito A.** Power System State Estimation: Theory and Implementation. – New York: Marcel Dekker, 2004. – 327 p.

8. **Воропай Н.И.** Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.

9. **Power system dynamic state estimation: Motivations, definitions, methodologies, and future work / J. Zhao, A. Gomer-Exposito, M. Netto, et al. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – No. 34(4). – P. 3188–3198.**

10. **Robust forecasting aided power system state estimation considering state correlations / J. Zhao, G. Zhang, Z.Y. Dong, M. la Scala // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2016. – No. 9(4). – P. 2658–2666.**

11. **Глазунова А.М., Колосок И.Н., Съемщиков Е.С.** Обнаружение некорректных данных при управлении интеллектуальной энергосистемой методами динамического оценивания состояния // Электричество. – 2017. – № 2. – С. 18–27.

12. **Оценка достоверности динамических моделей сложных электроэнергетических систем по данным СМПП / А.В. Жуков, Ю.А. Куликов, А.С. Герасимов и др. // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2011. – № 6.**

13. **Koshy S., Sunitha R., Cherian E.P.** A PMU Model for Dynamic State Estimation of Power Systems // 2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE). – IEEE, 2018. – P. 1–6.

14. **Бацева Н.Л., Фоос Ю.А., Панкратов А.В.** Оценка влияния погрешности в синхронизированных векторных измерениях углов при напряжениях на оценивание параметров режима электроэнергетических систем // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С. 24–45.

15. **Воевода А.А., Трошина Г.В.** Моделирование фильтра Калмана с обновленной последовательностью в среде Simulink // Сборник научных тру-

дов Новосибирского государственного технического университета. – 2015. – № 2. – С. 7–17.

16. Sun K., Qi J., Kang W. Power system observability and dynamic state estimation for stability monitoring using synchrophasor measurements // *Control Engineering Practice*. – 2016. – No. 53. – P. 160–172.

17. **Performance** comparison of static and dynamic state estimators for electric distribution systems / F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, et al. // *International Journal of Emerging Electric Power Systems*. – 2017. – No. 18(3).

18. Глазунова А.М. Исследование свойств измерительной информации с целью ускорения динамического оценивания состояния режимов ЭЭС // *Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем: науч.-практ. совещ., Сыктывкар, 22 мая 2013. – Сыктывкар, 2014. – С. 104–110.*

19. Съемщиков Е.С. Метод выявления успешно проведенных кибератак на базе динамического оценивания состояния электроэнергетической системы // *Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2016. – С. 45–51.*

20. **Методы** прогнозирования параметров режима электроэнергетических систем для целей мониторинга и управления / А.З. Гамм, А.М. Глазунова, Ю.А. Гришин и др. // *Электричество*. – 2011. – № 5. – С. 17–26.

21. Лукичева И.А., Куликов А.Л. Многодельная оценка состояния энергосистемы на основе линейных переходных моделей // *Вестник ИГЭУ*. – 2021. – Вып. 1. – С. 31–40. DOI: 10.17588/2072-2672.2021.1.031-040.

22. Шавин М.Ю. Численные методы нелинейной фильтрации для оценки состояния квадрокоптера с поворотными роторами // *Труды Московского физико-технического института*. – 2019. – Т. 11, № 3(43). – С. 86–95.

23. **Performance** comparison of EKF/UKF/CKF for the tracking of ballistic target / D. Hong-de, D. Shao-wu, C. Yuan-cai, W. Guang-bin // *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*. – 2012. – No. 10(7). – P. 1692–1699.

24. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021661342 Российская Федерация. Статическое оценивание состояния энергорайонов по синхронизированным векторным измерениям / Н.Л. Бацева, Ю.А. Фоос; заявл. 07.07.2021; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»; опубл. 09.07.2021.

25. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022685403 Российская Федерация. Динамическое оценивание состояния энергорайонов по синхронизированным векторным измерениям / Н.Л. Бацева, Ю.А. Фоос; заявл. 23.12.2022; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»; опубл. 23.12.2022.

References

1. Chuvashva, N.N. Uchet lokal'noy protivoavariynoy avtomatiki v tekhnologicheskoy algoritme TsSPA [Accounting for local emergency automation in the technological algorithm of the CSPA]. *Materialy XI Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Elektroenergetika glazami molodezhi – 2020», Stavropol', 15–17 sentyabrya 2020 g. V 2 t.* [Proceedings of XI international scientific and technical conference “Electric power industry through the eyes of youth – 2020”, Stavropol, September 15–17, 2020. In 2 vol.]. Stavropol: Severo-Kavkazskiy federal'nyy universitet, 2020, pp. 63–66.

2. Neuymin, V.G., Aleksandrov, A.S., Satsuk, E.I., Mikhaylenko, A.F., Ostanin, A.Yu. Sistema monitoringa zapasov ustoychivosti pri planirovani i upravlenii elektroenergeticheskimi rezhimom EES Rossii [The system of monitoring the reserves of stability in the planning and management of the electric power regime of the power system of Russia]. *Materialy XI Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Elektroenergetika glazami molodezhi – 2020», Stavropol', 15–17 sentyabrya 2020 g. V 2 t.* [Proceedings of XI international scientific and technical conference “Electric power industry through the eyes of youth – 2020”, Stavropol, September 15–17, 2020. In 2 vol.]. Stavropol: Severo-Kavkazskiy federal'nyy universitet, 2020, pp. 42–45.

3. Batseva, N.L., Foos, J.A. The Application of Modified Gause-Newton Method for Improving Accuracy of Regime Parameters State Estimation and Control Action Adjustment in The Centralized Emergency Control System. 2020 3rd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA). IEEE, 2020, pp. 1–20.

4. Glazunova, A.M., Akseva, E.S. Modifitsirovannoye otsenivaniye sostoyaniya dlya resheniya dispetcherskikh zadach pri upravlenii rezhimami elektroenergeticheskoy sistemy [Modified state estimation for solving dispatching tasks when controlling the modes of the electric power system]. *Elektrichestvo*, 2013, no. 12, pp. 21–29.

5. Batseva, N.L., Foos (Emel'yanova), Yu.A., Zhuk, A.V. Primeneniye metoda dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya dlya otsenivaniya parametrov rezhima energosistemy po telezmereniyam [Application of the dynamic state estimation method for estimating the parameters of the power system mode by telemetry]. *Sbornik statey XII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Rezultaty sovremennykh nauchnykh issledovaniy i razrobotok», Penza, 12 marta 2021 g.* [Proceedings of XII All-Russian scientific and practical conference “Results of current scientific research and development – 2021”, Penza, March 12, 2021]. Penza: Nauka i Prosveshchenie (IP Gulyaev G.Yu.), 2021, pp. 48–53.

6. Gamm, A.Z. *Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Statistical methods for state estimation of electric power systems]. Moscow: Nauka, 1976.

7. Abur, A., Gomez-Exposito, A. *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. New York: Marcel Dekker, 2004. 327 p.

8. Voropay, N.I. *Sistemnye issledovaniya v energetike: Retrospektiva nauchnykh napravleniy SEI–ISEM* [System research in the energy sector: A retrospective of the scientific directions of SEI–ISEM]. Novosibirsk: Nauka, 2010. 686 p.

9. Zhao, J., Gomer-Exposito, A., Netto, M., Mili, L., Abur, A., Terzija, V., Kamwa, I., Pal, B.Ch., Singh, A.K., Qi, Ju., Huang, Z., Meliopoulos, A.P.S. Power system dynamic state estimation: Motivations, definitions, methodologies, and future work. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, no. 34(4), pp. 3188–3198.
10. Zhao, J., Zhang, G., Dong, Z.Y., La Scala, M. Robust forecasting aided power system state estimation considering state correlations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, no. 9(4), pp. 2658–2666.
11. Glazunova, A.M., Kolosok, I.N., S'emshchikov, E.S. Obnaruzhenie nekorrektnykh dannykh pri upravlenii intellektual'noy energosistemoy metodami dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya [Detection of incorrect data in the management of an intelligent power system by dynamic state estimation methods]. *Elektrichestvo*, 2017, no. 2, pp. 18–27.
12. Zhukov, A.V., Kulikov, Yu.A., Gerasimov, A.S., Esipovich, A.Kh., Smirnov, A.N. Otsenka dostovernosti dinamicheskikh modeley slozhnykh elektroenergeticheskikh sistem po dannym SMPR [Estimation of reliability of dynamic models of complex electric power systems according to WAMS data]. *Operativnoe upravlenie v elektroenergetike*, 2011, no. 6.
13. Koshy, S., Sunitha, R., Cherian, E.P. A PMU Model for Dynamic State Estimation of Power Systems. 2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE). *IEEE*, 2018, pp. 1–6.
14. Batseva, N.L., Foos, Yu.A., Pankratov, A.V. Otsenka vliyaniya pogreshnosti v sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniyakh uglov pri napryazheniyakh na otsenivanie parametrov rezhima elektroenergeticheskikh sistem [Estimation of the influence of the error in synchronized phasor measurements of angles at voltages on the estimation of the parameters of the regime of electric power systems]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2020, no. 3, pp. 24–45.
15. Voevoda, A.A., Troshina, G.V. Modelirovanie fil'tra Kalmana s obnovlennoy posledovatel'nost'yu v srede Simulink [Simulation of the Kalman filter with an updated sequence in the Simulink environment]. *Sbornik nauchnykh trudov Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2015, no. 2, pp. 7–17.
16. Sun, K., Qi, J., Kang, W. Power system observability and dynamic state estimation for stability monitoring using synchrophasor measurements. *Control Engineering Practice*, 2016, no. 53, pp. 160–172.
17. Ahmad, F., Rasool, A., Ozsoy, E., Sabanovic, A., Elitas, M. Performance comparison of static and dynamic state estimators for electric distribution systems. *International Journal of Emerging Electric Power System*, 2017, no. 18(3).
18. Glazunova, A.M. Issledovanie svoystv izmeritel'noy informatsii s tselyu uskoreniya dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya rezhimov EES [Investigation of the properties of measuring information in order to accelerate the dynamic state estimation of power system modes]. *Nauchno-prakticheskoe soveshchanie «Sovremennye podkhody k obespecheniyu nadezhnosti elektroenergeticheskikh system»*, Syktyvkar, 22–23 maya 2013 [Scientific and practical meeting “Modern approaches to ensure the reliability of electric power systems”, Syktyvkar, May 22, 2013]. *Syktyvkar*, 2014, pp. 104–110.
19. S'emshchikov, E.S. Metod vyyavleniya uspeshno provedennykh kiberatak na baze dinamicheskogo otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskoy sistemy [Method of detecting successfully conducted cyberattacks based on dynamic state estimation of the electric power system]. *Trudy molodykh uchenykh ISEM SO RAN «Sistemnye issledovaniya v energetike»* [Proceedings of young scientists of ISEM SB RAS “System research in power engineering”]. Irkutsk: Federal'noe gosudarstvennoe byudzhethnoe uchrezhdenie nauki Institut sistem energetiki im. L.A. Melent'eva Sibirskogo otdeleniya Rossiyskoy akademii nauk, 2016, pp. 45–51.
20. Gamm, A.Z., Glazunova, A.M., Grishin, Yu.A., Kurbatskiy, V.G., Sidorov, D.N., Spiryaev, V.A., Tomlin, N.V. Metody prognozirovaniya parametrov rezhima elektroenergeticheskikh sistem dlya tseley monitoringa i upravleniya [Methods of forecasting the parameters of the regime of electric power systems for monitoring and management purposes]. *Elektrichestvo*, 2011, no. 5, pp. 17–26.
21. Lukicheva, I.A., Kulikov, A.L. Mnogomod-el'naya otsenka sostoyaniya energosistemy na osnove lineynykh perekhodnykh modeley [Multimodule assessment of the state of the power system based on linear transient models]. *Vestnik IGEU*, 2021, issue 1, pp. 31–40. DOI 10.17588/2072-2672.2021.1.031-040.
22. Shavin, M.Yu. Chislennyye metody nelineynoy fil'tratsii dlya otsenki sostoyaniya kvadroptera s povorotnymi rotorami [Numerical methods of nonlinear filtering for assessing the condition of a quadcopter with rotary rotors]. *Trudy Moskovskogo fiziko-tekhnicheskogo instituta*, 2019, vol. 11, no. 3(43), pp. 86–95.
23. Hong-de, D., Shao-wu, D., Yuan-cai, C., Guang-bin, W. Performance comparison of EKF/UKF/CKF for the tracking of ballistic target. *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*, 2012, no. 10(7), pp. 1692–1699.
24. Batseva, N.L., Foos, Yu.A. Stacheskoe ocenivanie sostojaniya jenergorajonov po sinkhronizirovannym vektornym izmerenijam [Static state estimation of energy districts by synchronized phasor measurements]. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM № 2021661342 Rossiyskaya Federatsiya* [Certificate of state registration of the computer program No. 2021661342 Russian Federation], 2021.
25. Batseva, N.L., Foos, Yu.A. Dinamicheskoe ocenivanie sostojaniya jenergo-rajonov po sinkhronizirovannym vektornym izmerenijam [Dynamic state estimation of energy districts by synchronized phasor measurements]. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM № 2022685403 Rossiyskaya Federatsiya* [Certificate of state registration of the computer program No. 2022685403 Russian Federation], 2022.