

УДК 621.311.016:004.896.013.43
DOI: DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4595
Шифр специальности ВАК: 2.4.3.; 2.4.5

Синтезированный метод оценивания состояния режимных параметров энергосистем для программных комплексов реального времени

Н.Л. Бацева^{1✉}, Ю.А. Фоос¹, В.И. Сеницын², В.В. Белоусов²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

² *Федеральный исследовательский центр «Информатика и Управление» Российской Академии Наук, Россия, г. Москва*

✉ batsevan@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. В диспетчерских управлениях энергосистемами используются программные комплексы реального времени, где модуль оценивания состояния является ключевым, так как на основании результатов оценённых режимных параметров, полученных из этого модуля, определяются более ёмкие режимные параметры, отвечающие за устойчивость и надёжность работы энергосистем. В настоящее время для оценивания параметров применяются телеизмерения и синхронизированные векторные измерения, поэтому развитие методов оценивания состояния является актуальной задачей. **Цель.** Разработка и апробация синтезированного метода оценивания режимных параметров, позволяющего повысить точность оценивания параметров и качество решения задач, связанных с повышением устойчивости и надёжности работы энергорайонов энергосистем, для использования в программных комплексах реального времени. **Методы.** Предлагаемый метод базируется на математическом аппарате метода Гаусса–Ньютона и расширенном фильтре Калмана при совместном использовании массивов телеизмерений оперативно-информационного комплекса и синхронизированных векторных измерений системы мониторинга переходных режимов. **Результаты.** Разработан и апробирован синтезированный метод оценивания режимных параметров энергосистем в нормальном и послеаварийном режимах. **Выводы.** На основании анализа результатов экспериментов подтверждено, что по сравнению со стандартным методом оценивания состояния, предложенный синтезированный метод повышает точность оценивания таких режимных параметров, как напряжение и переток активной мощности в нормальном и послеаварийном режимах, обеспечивая повышенную точность при определении максимально-допустимого перетока активной мощности и объёмов управляющих воздействий. Разработанное программное обеспечение позволяет внедрить метод в модуль оценивания состояния программных комплексов реального времени. Определены перспективные направления развития методов оценивания состояния при возникновении динамических процессов в энергорайонах энергосистем.

Ключевые слова: синтезированный метод оценивания состояния, метод Гаусса–Ньютона, расширенный фильтр Калмана, массивы телеизмерений, синхронизированные векторные измерения

Для цитирования: Синтезированный метод оценивания состояния режимных параметров энергосистем для программных комплексов реального времени / Н.Л. Бацева, Ю.А. Фоос, В.И. Сеницын, В.В. Белоусов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 17–29. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4595

UDC 621.311.016:004.896.013.43
DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4595

Synthesized method for estimating a power system regime parameters state for real time hardware and software packages

N.L. Batseva¹✉, Yu.A. Foos¹, V.I. Sinitsin², V.V. Belousov²

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² Federal Research Center "Computer Science and Control" of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

✉ batsevan@tpu.ru

Abstract: Relevance. Real time hardware and software systems are operated in power system operation centers. In these systems the state estimation block is one of the key one, since in accordance with the regime parameters results, derived from this block, the more comprehensive parameters can be calculated. These parameters are reckoned for system stability and reliability. Today telemetry and synchronized phasor measurements are used for parameters estimation. Therefore, the state estimation methods development is a relevant task. **Aim.** Development and practical evaluation of the regime parameters estimation synthesized method for using in real time hardware and software systems. The synthesized method permits to improve estimation accuracy and decision quality of focal points coming from system stability and reliability stabilization. **Methods.** Proposed method is based on mathematical frameworks of Gauss–Newton method and extended Kalman filter when telemetry and synchronized phasor measurements arrays are simultaneously utilized. **Results.** The synthesized method of power systems regime parameters estimation at steady-state and post accident conditions is developed and evaluated. **Conclusions.** It is confirmed, that presented synthesized method increases accuracy of the voltage and active power flow estimation at steady-state and post accident regimes, thereby enabling the improved accuracy of maximum allowed active power flows and control action volumes in contrast to the standard state estimation method. Developed software provides an opportunity to implement this method into the state estimation block of real time hardware and software systems. The upcoming trends for state estimation methods development in the event of dynamic processes in power system areas are also formed.

Keywords: state estimation synthesized method, Gauss–Newton method, extended Kalman filter, telemetry arrays, synchronized phasor measurements

For citation: Batseva N.L., Foos Yu.A., Sinitsin V.I., Belousov V.V. Synthesized method for estimating a power system regime parameters state for real time hardware and software packages. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 5, pp. 17–29. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4595

Введение

Для управления режимом работы электроэнергетических систем (ЭЭС) в режиме реального времени используются специализированные комплексы реального времени: программно-аппаратный комплекс «Система мониторинга запасов устойчивости» (ПАК СМЗУ) и программно-технический комплекс «Централизованная система противоаварийной автоматики» (ПТК ЦСПА), в архитектуре которых модуль оценивания состояния (ОС) режимных параметров является ключевым [1–4]. По результатам работы модуля ОС с помощью ПАК СМЗУ решают задачу определения максимально-допустимых перетоков активной мощности (МДПАМ) в сечениях, а с помощью ПТК ЦСПА – задачу расчёта объёмов управляющих воздействий (УВ) для обеспечения устойчивости энергорайонов ЭЭС.

Исходными данными для работы модуля ОС являются массивы телеметрии (ТМ), поступающие из базы данных реального времени (БДРВ) оперативно-информационного комплекса (ОИК) [5–8].

В режиме реального времени ОС выполняется циклично на основе массивов ТМ, соответствующих последнему временному срезу. Такой метод ОС называют статическим, так как в нем не учитывается изменение параметров режима во времени [9–12]. Для применения статического метода существуют ограничения: в массивах ТМ должны отсутствовать грубые ошибки; значение параметров режима во времени должно быть неизменным. Нарушение ограничений приводит либо к некорректным результатам ОС, либо к расхождению итерационного процесса и, как следствие, к нарушению логики работы ПАК СМЗУ и ПТК ЦСПА.

Режимные параметры подвержены динамикам, поскольку наряду со случайными и естественными колебаниями потребления и генерации мощности, внедрением возобновляемых источников энергии, распределенной генерации, накопителей энергии и чувствительных нагрузок, существуют переходные режимы с резким изменением схемы ЭЭС и параметров режима. Учет динамики системы может быть вы-

полнен с помощью динамического метода ОС, который базируется на уравнении динамики, связывающем режимные параметры, замеренные в разные моменты времени [9, 13–15]. Считается, что он, по сравнению со статическим методом, обладает большей устойчивостью к сбоям и помехам, надежностью работы в условиях недостаточности ТМ, облегчает поиск грубых ошибок в ТМ. Однако в [14–16] отмечено, что при возникновении внезапных изменений схемы и режима полученные результаты могут искажаться, так как для составления уравнения динамики требуется время, чтобы адаптироваться к новой схемно-режимной ситуации. Динамический метод не находил практического применения из-за низкой скорости обновления ТМ ОИК, что не позволяло составить корректные уравнения динамики.

С внедрением системы мониторинга переходных режимов (СМПР) стали доступны синхронизированные векторные измерения (СВИ), которые лишены недостатков, присущих ТМ ОИК, так как являются согласованными массивами параметров режима: в СВИ входят прямые измерения независимых переменных – модули и фазы напряжений и токов; высокая скорость их обновления обеспечивает мониторинг внезапных изменений схемы и режима; учет векторов напряжений и токов повышает устойчивость вычислительного процесса за счет улучшения обусловленности матрицы Якоби; высокая точность измерений способствует повышению точности ОС [6, 8, 12, 14, 17].

Стоит отметить, что количество комплексов СМПР в ЭЭС недостаточно для обеспечения наблюдаемости ЭЭС, поэтому для повышения точности ОС, ТМ и СВИ можно использовать совместно, учитывая разнородность измерений по частоте обновления и точности регистрации.

Таким образом, появилась возможность создания синтезированного метода ОС с усовершенствованным математическим аппаратом, который повысит точность ОС и качество решения задач по определению МДП АМ в сечениях ЭЭС и расчёта объёма УВ в программно-вычислительных комплексах (ПВК) реального времени.

Синтезированный метод ОС разработан на основе следующих позиций:

1. ОС выполняется в полярных координатах для возможности учёта углов при напряжениях и токах.
2. Для корректного учёта СВИ предлагается формула для определения весовых коэффициентов, которая даёт надёжную сходимость итерационного процесса.
3. Для внедрения в ПАК СМЗУ и ПТК ЦСПА разработано программное обеспечение (ПО), в котором предусмотрено подключение к БДРВ ОИК и автоматизированной системе сбора информации (АС СИ) СМПР, а также интеграция с комплексами реального времени.

Материалы и методы

Синтезированный метод ОС

На практике в ПАК СМЗУ и ПТК ЦСПА используются статические методы ОС, основанные на математических методах Ньютона и Гаусса–Ньютона [2, 18, 19]. Метод Гаусса–Ньютона используется для решения нелинейных систем уравнений и отличается от метода Ньютона тем, что для аппроксимации вместо матрицы Гессе используется матрица Якоби, что позволяет сократить время итерационного процесса, особенно при работе с большими системами уравнений, к которым относятся уравнения режима ЭЭС. Поэтому именно метод Гаусса–Ньютона является наиболее подходящим. Учёт уравнений динамики системы можно осуществить с помощью фильтров Калмана: расширенного (*Extended Kalman Filter – EKF*), сигматочечного (*Unscented Kalman Filter – UKF*) и других модификаций [20–22]. *UKF* по сравнению с *EKF* обладает большей точностью в случае нелинейности математической модели. Это связано с тем, что в *UKF* по сигма-точкам строятся нелинейные функции прогноза, а в *EKF* происходит линеаризация модели путем вычисления Якобиана на каждой итерации, но для реализации *UKF* требуется определение дополнительных параметров модели, выбор которых определяет конкурентную *UKF*-реализацию. Для ОС заранее предопределить дополнительные параметры для всех возможных схемно-режимных ситуаций невозможно. Поэтому предпочтительным является *EKF*, который не требует большого количества предопределённых настроечных параметров системы.

Предлагаемый метод ОС представляет собой синтез усовершенствованных статического и динамического методов на основе математического аппарата Гаусса–Ньютона и *EKF*. При резком изменении схемно-режимной ситуации ОС выполняется статическим методом на заданном интервале времени Δt для формирования матрицы перехода, которая далее используется в качестве исходных данных для выполнения ОС динамическим методом.

Переход к полярной системе координат и совершенствование математического аппарата для учёта СВИ

Математическая постановка задачи ОС сводится к определению вектора состояния u , размерностью $2N-1$, где N – количество узлов. В существующих реализациях модуля ОС элементы вектора состояния – это продольные и поперечные составляющие узловых напряжений: $E_1, V_1; E_2, V_2; \dots, E_{N-1}, V_{N-1}; E_N, V_N$.

Любой измеренный параметр режима $r_i, i=1..M$, где M – количество измерений, является явной функцией от напряжения $r_i(U)$, а аналитическое выражение этой функции отвечает законам Ома и Кирхгофа. Результаты расчета $r_i(U)$ и измерения r_i

параметров режима не совпадают, поскольку измерения имеют погрешность, обусловленную несовершенством измерительной аппаратуры и несинхронностью измерений параметров режима.

Меру близости рассчитанных и измеренных значений определяют по выражению (1):

$$r = r(U) \pm f(U), \quad (1)$$

где $r = \{U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}\}$ – вектор измерений параметров режима; $r^f(U) = \{U_i, P_i(U), Q_i(U), P_{ij}(U), Q_{ij}(U)\}$ – вектор-функция, определяющая режимные параметры через узловые напряжения; $f^r(U) = [r_1(U) - r_1; r_2(U) - r_2; \dots; r_m(U) - r_m]$ – вектор погрешности измерений; P_{ij}, Q_{ij} – перетоки активной и реактивной мощности из узла i в узел j ; T – символ транспонирования.

Для учета СВИ в вектор состояния u вводят модули и фазы узловых напряжений $U_1, \delta_1; U_2, \delta_2; \dots, U_{N-1}, \delta_{N-1}; U_N, \delta_N$, что позволяет существенно улучшить обусловленность матрицы Якоби, ускорить сходимость вычислительного процесса и сократить время выполнения ОС [23]. В узлах, где установлены устройства СМПР, измерение напряжения и угла при напряжении: $U_i = U_i^{\text{СВИ}}$ и $\delta_i = \delta_i^{\text{СВИ}}$, а в узлах, где измеряется массив ТМ: $U_i = U_i^{\text{ТМ}}$ и $\delta_i = 0$. Если измерение напряжения в узле отсутствует, то принимают номинальное напряжение $U_i^k = U_i^{\text{ном}}$ и $\delta_i = 0$.

Для учёта СВИ напряжений и токов вектор измерений и вектор-функция (1) расширяются (2), (3):

$$r = \{U_i, \delta_i, P_i, Q_i, I_{ij}, \sigma_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}\}, \quad (2)$$

$$r(U) = \{U_i, \delta_i, P_i(U), Q_i(U), P_{ij}(U), Q_{ij}(U), I_{ij}(U), \sigma_{ij}(U)\}, \quad (3)$$

где U_i, δ_i – модуль и угол напряжения в узле i ; $I_{ij} = \sqrt{(C_{ij}^2 + D_{ij}^2)}$ и $\sigma_{ij} = \arctg(D_{ij} \div C_{ij})$ – модуль и угол тока в связи ij ; $P_{ij} = C_{ij} \cdot \sqrt{3} \cdot U_i$ и $Q_{ij} = D_{ij} \cdot \sqrt{3} \cdot U_i$ – перетоки активной и реактивной

мощностей в связи ij ; $P_i = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot \sum_{j \in N} C_{ij}$ и

$Q_i = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot \sum_{j \in N} D_{ij}$ – инъекции активной и реактивной

мощностей в узле i при

$$C_{ij} = U_i \cdot (g_{ii} + g_{ij}) - U_j (g_{ij} \cdot \cos \delta_{ij} - b_{ij} \cdot \sin \delta_{ij});$$

$$D_{ij} = U_i \cdot (b_{ii} + b_{ij}) - U_j (g_{ij} \cdot \sin \delta_{ij} + b_{ij} \cdot \cos \delta_{ij}),$$

где g_{ii}, b_{ii} – собственные активная и реактивная проводимости узла i ; g_{ij}, b_{ij} – активная и реактивная проводимости связи ij ; $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – взаимный угол напряжения между узлами i и j ; δ_i, δ_j – угол при напряжении в узлах i и j .

При расширении вектора измерений r матрица Якоби также расширяется:

- для измерения модуля и угла тока (4):

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial U_i}, \frac{\partial I_{ij}}{\partial U_j}, \frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_j}, \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial U_i}, \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial U_j}, \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial \delta_j}; \quad (4)$$

- для измерения перетоков активной и реактивной мощностей (5):

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i}, \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j}, \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}, \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}, \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}, \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}, \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}; \quad (5)$$

- для измерения инъекций активной и реактивной мощностей в узле (6):

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_i}, \frac{\partial P_i}{\partial U_j}, \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i}, \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}, \frac{\partial Q_i}{\partial U_i}, \frac{\partial Q_i}{\partial U_j}, \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i}, \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}. \quad (6)$$

Таким образом обеспечивается переход от прямоугольной системы координат к полярной системе вместе с учётом СВИ.

Расчет весовых коэффициентов

В модуле ОС ПТК ЦСПА и ПАК СМЗУ матрица весовых коэффициентов учитывает значимость и качество измеренного параметра относительно других параметров и составляется по настройкам пользователя. Использование весовых коэффициентов для СВИ по настройкам пользователя приводит к частому расхождению итерационного процесса, поэтому расчёт весовых коэффициентов следует осуществлять по формуле (7):

$$c_{ij} = \frac{1}{\sum_{i=1}^M J_{ij}^2}, \quad (7)$$

где J_{ij} – элемент матрицы Якоби.

Такой подход обеспечивает монотонное уменьшение взвешенной суммы квадратов небалансов напряжений.

Алгоритм работы синтезированного метода ОС

Блок-схема алгоритма ОС синтезированным методом приведена на рис. 1, где k_{max} – предельное число итераций; ε – допустимая погрешность оценки величин векторов напряжений, найденная как разность оцененных значений напряжений в узлах ЭЭС на итерациях k и $k+1$, характеризующая сходимость итерационного процесса; t – интервал времени, за которое формировался массив измерений; t_1 – текущее время расчета; t_0 – время фиксации последнего резкого изменения схемно-режимной ситуации, например, изменения топологии сети; диагональные элементы матрицы ковариации шума процесса Q равны дисперсии измерений σ^2 : для ТИ $\sigma = 0,02$, для СВИ – $\sigma = 0,005$ [15].

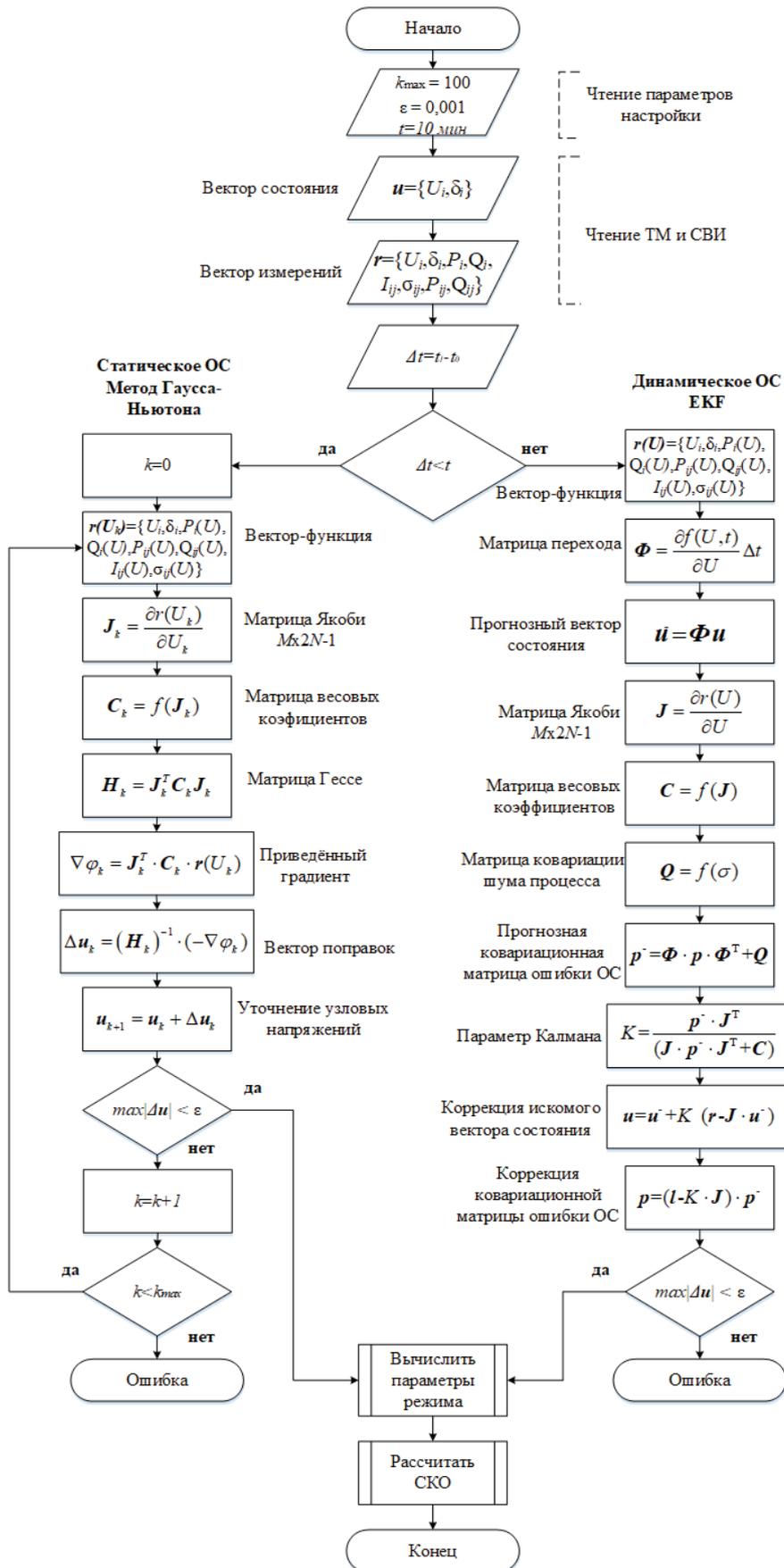


Рис. 1. Алгоритм работы синтезированного метода ОС
 Fig. 1. Algorithm of the state estimation synthesized method

Программное обеспечение

Программное обеспечение «Оценивание состояния энергорайонов ЭЭС в нормальном и послеаварийном режимах» выполнено на языке программирования С# с применением технологии *Windows Presentation Foundation (WPF)* и паттерна *Model-View-View Model (MVVM)* [24]. Для реализа-

ции математических методов используется библиотека стандартных операций с матрицами *Matrix.dll*, а для реализации математического аппарата разработана собственная библиотека *Estimation.dll*.

Загрузка ТМ осуществляется из БДРВ ОИК посредством *API*-запросов к серверу:

```
private static IEnumerable<MeasurementValueTableRow> GetValuesWithClientInterval (TokenResponse tokenResponse, Guid rqParam, DateTime dateFrom, DateTime dateTo, MeasurementValueTypeAPI type)
{
    var httpHandler = new HttpClientHandler()
    {
        UseDefaultCredentials = true,
    };
    var httpClient = new HttpClient(httpHandler);
    httpClient.DefaultRequestHeaders.Authorization = new AuthenticationHeaderValue ("bearer", tokenResponse.AccessToken);
    Client ck11Cli = new Client(httpClient) { ReadResponseAsString = true, BaseUrl = $"https://{ServerName}/api/public/" };
    var dtFromOff = new DateTimeOffset(dateFrom);
    var dtToOff = new DateTimeOffset(dateTo);
    var rresult = ck11Cli.IntervalAsync(type, rqParam, dtFromOff, dtToOff).Result;
    var result = rresult.ToMVRT();
    return result;
}
```

Сервер СМПП не предоставляет доступ по *API*, поэтому загрузка осуществляется напрямую из базы данных *SQL Server*:

```
public ObservableCollection<PMU> GetAll()
{
    var strBuilder = new SqlConnectionStringBuilder()
    {
        DataSource = serverName,
        IntegratedSecurity = true,
        InitialCatalog = dbName
    };
    var connString = strBuilder.ConnectionString;
    ObservableCollection<PMU> PMUList = new ObservableCollection<PMU>();
    using (var connection = new SqlConnection(connString))
    {
        connection.Open();
        using (SqlCommand com = new SqlCommand(query, connection))
        {
            var reader = com.ExecuteReader();
            while (reader.Read())
            {
                PMUList.Add(new PMU()
                {
                    Id = (int)reader[0],
                    Name = (string)reader[2],
                    Value = (decimal)reader[3],
                    Time = (DateTime)reader[4],
                    Flag = (bool)reader[5]
                });
            }
        }
    }
    return PMUList;
}
```

Цифровая модель ЭЭС состоит из узлов, связей и их параметров и создаётся в пользовательском интерфейсе или загружается из файла *.rg2, кото-

рый используется в ПВК для расчётов электрических режимов. Загрузка осуществляется с помощью специализированной библиотеки *ASTRALib*.

```
public static ObservableCollection<Node> ReadRastrWinNode(IRastr rastr)
{
    ObservableCollection<Node> nodeList = new ObservableCollection<Node>();
    ASTRALib.ITable NodeRastr = rastr.Tables.Item("node");
    ASTRALib.ICol staBus = NodeRastr.Cols.Item("sta");
    ASTRALib.ICol numberBus = NodeRastr.Cols.Item("ny");
    ASTRALib.ICol typeBus = NodeRastr.Cols.Item("tip");
    ASTRALib.ICol nameBus = NodeRastr.Cols.Item("name");
    ASTRALib.ICol Unom = NodeRastr.Cols.Item("uhom");
    ASTRALib.ICol Bsh = NodeRastr.Cols.Item("bsh");
    ASTRALib.ICol powerActiveLoad = NodeRastr.Cols.Item("pn");
    ASTRALib.ICol powerReactiveLoad = NodeRastr.Cols.Item("qn");
    ASTRALib.ICol powerActiveGen = NodeRastr.Cols.Item("pg");
    ASTRALib.ICol powerReactiveGen = NodeRastr.Cols.Item("qg");
    for (int NumbBus = 0; NumbBus < NodeRastr.Count; NumbBus++)
    {
        Node node = new Node
        {
            State = staBus.get_ZN(NumbBus),
            Numb = numberBus.get_ZN(NumbBus),
            Type = (TypeNode)typeBus.get_ZN(NumbBus),
            Name = nameBus.get_ZN(NumbBus),
            Unom = Unom.get_ZN(NumbBus),
            B = Bsh.get_ZN(NumbBus)
        };
        nodeList.Add(node);
    }
    return nodeList;
}
```

Практический пример и результаты исследования

Покажем пример работы метода на расчётной модели схемы электрической сети 500–220 кВ объединённой энергосистемы (ОЭС). Топологическая схема приведена на рис. 2.

Рассмотрены нормальный режим работы ЭЭС и послеаварийный режим – отключение ВЛ 500 кВ АЭС-2–ПС-19 действием релейной защиты. ОС выполнено методами стандартного статического ОС по ТМ и синтезированного ОС по ТМ и СВИ.

На рис. 3, 4 представлены результаты расчета СКО напряжения для граничных узлов сечения I в нормальном и послеаварийном режимах.

Среднее значение СКО напряжения в нормальном режиме при использовании статического метода ОС по ТМ составляет 1,29 кВ, а при применении синтезированного метода ОС по ТМ и СВИ – 0,84 кВ. В послеаварийном режиме среднее значение СКО для статического метода ОС по ТМ – 2,46 кВ, а для синтезированного метода по ТМ и СВИ – 0,68 кВ.

На рис. 5, 6 представлены результаты расчета СКО перетоков активной мощности по связям, входящим в состав сечения I.

При оценивании перетоков активной мощности среднее значение СКО в нормальном режиме при

использовании статического метода ОС по ТМ составляет 7,78 МВт, а при применении синтезированного метода ОС по ТМ и СВИ – 4,80 МВт. В послеаварийном режиме среднее значение СКО для статического метода ОС по ТМ – 7,25 МВт, для синтезированного метода по ТМ и СВИ – 4,87 МВт.

Результаты расчетов МДП АМ в сечении I в ПАК СМЗУ и требуемые объёмы УВ в ПТК ЦСПА представлены в таблице.

Стандартный статический метод показывает заниженное значение МДП АМ по сечению I относительно синтезированного метода: для нормального режима – на 12 МВт, для послеаварийного режима – на 40 МВт, поэтому его применение не позволит использовать всю пропускную способность связей сечения I.

Требуемый объём УВ был рассчитан для отключения связи ГЭС-4–ПС-20. Стандартный статический метод показывает заниженное значение требуемого объёма УВ на 2 МВт в нормальном режиме и на 13 МВт – в послеаварийном. Использование заниженных объёмов УВ может не обеспечить устойчивость и надёжность работы ЭЭС.

Таким образом, точность ОС, а также точность определения МДП АМ и объёмов УВ синтезированным методом выше как для нормальных, так и для послеаварийных режимов.

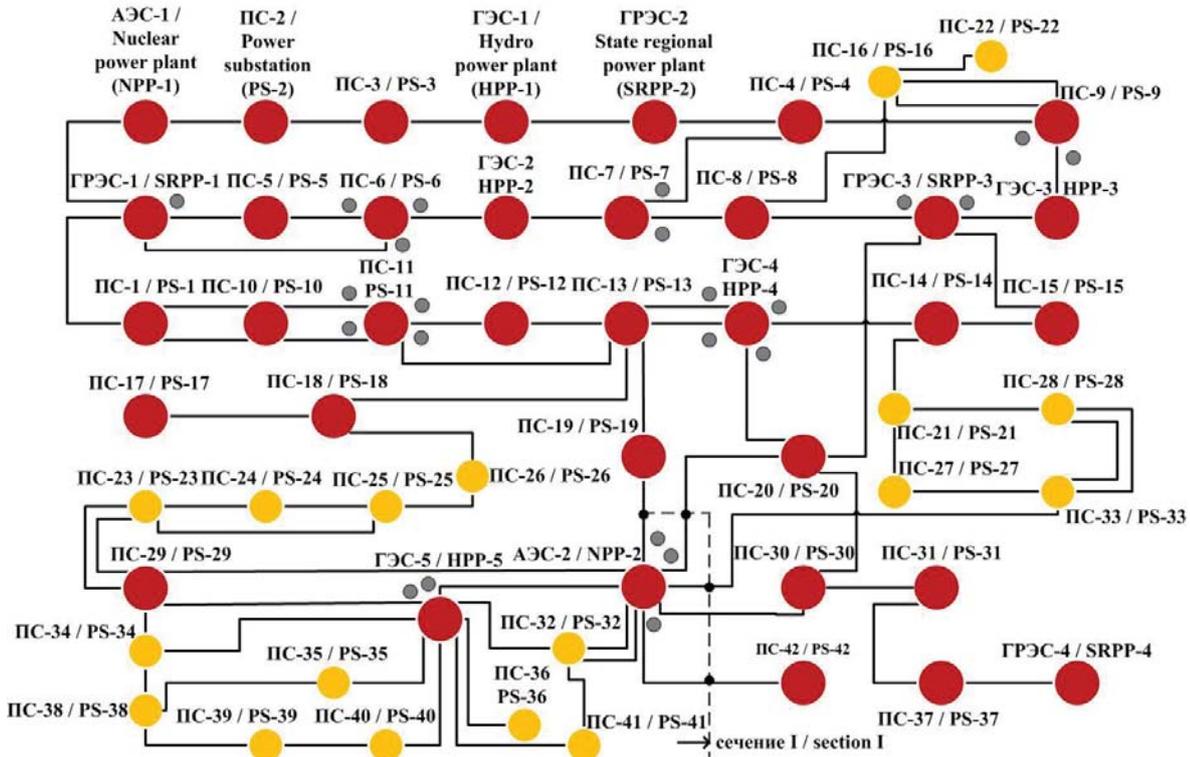


Рис. 2. Топологическая схема электрической сети 500–220 кВ ОЭС: схема содержит 55 узлов и 76 связей. Устройства СМЗУ отмечены серым кругом. Красными кругами отмечены энергообъекты 500 кВ, желтыми – 220 кВ. В ПАК СМЗУ контролируется сечение I, в состав которого входят воздушные линии (ВЛ) 500 кВ: АЭС-2–ПС-42, АЭС-2–ПС-19, АЭС-2–ПС-20, АЭС-2–ПС-30; 220 кВ: АЭС-2–ПС-33, АЭС-2–ПС-36. Локальное устройство ПТК ЦСПА установлено на АЭС-2 и предназначено для предотвращения нарушения устойчивости энергоблоков АЭС.

Fig. 2. Topological scheme of 500–220 kV United Power System electrical grid: the scheme contains 55 nodes and 76 ties; wide-area measurements systems are marked with a grey circle; 500 kV power facilities are pointed by a red circle, and a yellow circle colors 220 kV power facilities. 500 kV overhead power lines NPP-2–PS-42, NPP-2–PS-19, NPP-2–PS-20, NPP-2–PS-30 and 220 kV overhead power lines NPP-2–PS-33, NPP-2–PS-36 forms the section I, controlled by the stability margin monitoring system hardware and software package. The local facility of the information and computation complex is installed on NPP-2. This local facility is aimed for preventing instability of NPP generating units

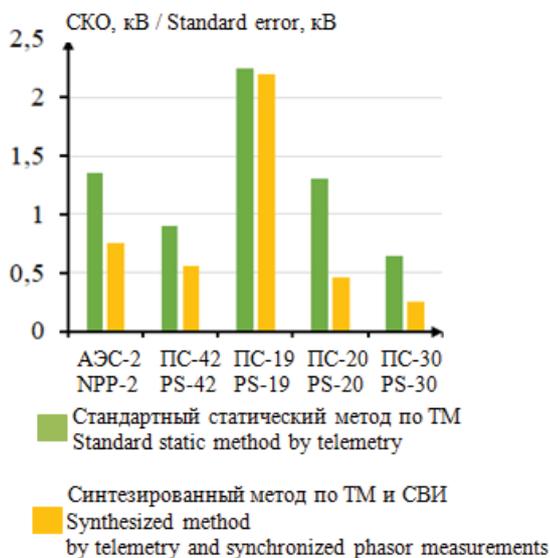


Рис. 3. Распределение среднеквадратичного отклонения напряжения в нормальном режиме
Fig. 3. Sharing standard voltage deviation in the steady state

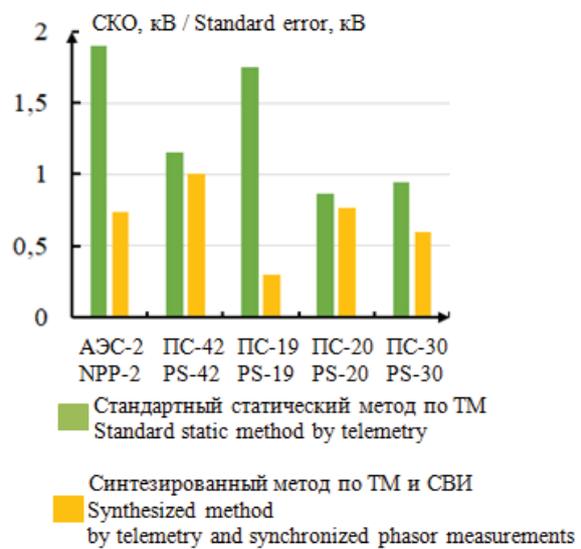


Рис. 4. Распределение среднеквадратичного отклонения напряжения в послеварийном режиме
Fig. 4. Sharing standard voltage deviation in the post emergency state

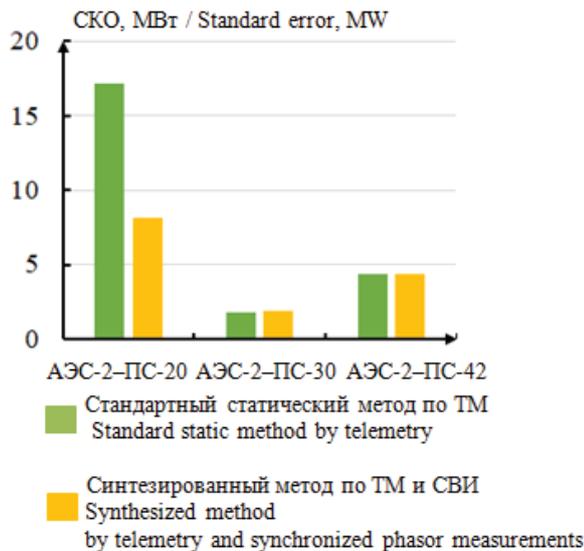


Рис. 5. Распределение среднеквадратичного отклонения перетоков активной мощности в нормальном режиме

Fig. 5. Sharing standard deviation of active power flows in the steady state

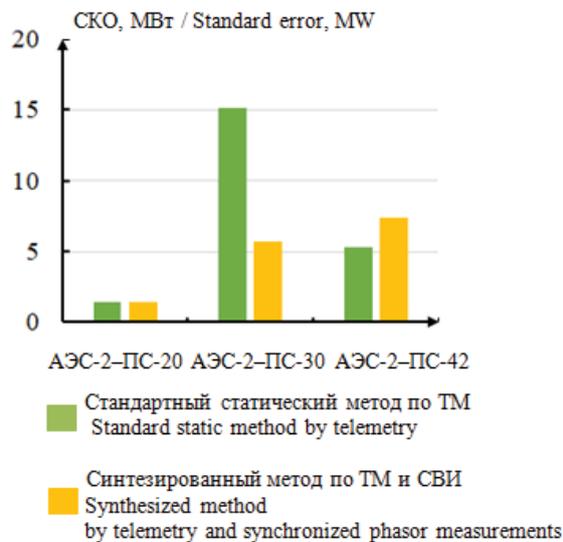


Рис. 6. Распределение среднеквадратичного отклонения перетоков активной мощности в послеаварийном режиме

Fig. 6. Sharing standard deviation of active power flows in the post emergency state

Таблица. Результаты расчёта МДП АМ и объёмов УВ в сечении I

Таблица. Results of calculating maximum allowed power flows and control action volumes for section I

Метод Method	Режим Regime	Максимально допустимый переток активной мощности, МВт Maximum allowed active power flow, MWt	Объём управляющих воздействий, МВт Control action volume, MWt
Стандартный статический метод по ТМ Standard static method by telemetry	Нормальный Steady state	3890	10
Синтезированный метод по ТМ и СВИ Synthesized method by telemetry and synchronized phasor measurements		3902	12
Стандартный статический метод по ТМ Standard static method by telemetry	Послеаварийный Post accident	3810	5
Синтезированный метод по ТМ и СВИ Synthesized method by telemetry and synchronized phasor measurements		3850	18

Обсуждение направлений дальнейших исследований

Имея определённый базис для создания методов и алгоритмов для исследования стохастических систем, авторы считают важным систематизацию теории непрерывных и дискретных линейных фильтров Калмана, квазилинейных фильтров, обобщенных нелинейных фильтров Калмана, а также непрерывных и дискретных условно оптимальных нелинейных фильтров Пугачева [25, 26].

На основе теории субоптимальных методов ОС и параметров в нелинейных стохастических системах, основанных на нормальной и эллипсоидальной аппроксимации, эквивалентной линеаризации, методах параметризации распределений, моментов и квазимоментов, семиинвариантов и ортогональных разложений были разработаны новые подходы

для класса сингулярных стохастических систем, содержащих малые параметры при производных, для анализа стохастических систем с помощью канонических разложений случайных функций, для моделей со сложными нелинейностями. Обобщён опыт развития условно оптимальных методов на базе эллипсоидальной аппроксимации процессов стохастических систем, позволяющих достигать высокие показатели точности аппроксимации.

Согласно этому, следует выделить четыре наиболее перспективных направления:

1. Создание условно-оптимальных методов на базе фильтров Пугачева для моделирования и исследования динамики процессов в ЭЭС в установившихся, аварийных и послеаварийных режимах, так как важным преимуществом фильтров Пугачева является способность эффективно ра-

ботать в режиме реального времени. При использовании условно-оптимальных методов могут быть разработаны алгоритмы фильтрации для слабо-нелинейных дискретных и непрерывно-дискретных моделей со сравнением результатов работы с алгоритмами, основанными на фильтрах Калмана, по уровням ошибок фильтрации и производительности.

2. Развитие методического и алгоритмического обеспечения для исследования переходных процессов в ЭЭС. Подобные процессы сильно влияют на работоспособность и живучесть ЭЭС, так как характеризуются значительными и быстротечными изменениями параметров режима. Таким образом, модель ЭЭС является многопараметрической, жесткой и динамической нелинейной системой. Функции соответствующих математических моделей являются разрывными, в том числе и по производным. Для исследования предполагается создание набора условно оптимальных стохастических моделей и фильтров на базе подходов электродинамики и электромеханики, например, уравнений Максвелла, Парка–Горева. Подобный набор моделей позволит учитывать разрывную природу процессов, эффекты насыщения в элементах ЭЭС, рассинхронизацию, нелинейную природу нагрузок. В этом случае использование фильтров Калмана ограничится нелинейностью разрывных процессов в ЭЭС.
3. Поиск решений для уравнений Риккати, коэффициенты которых являются зависящими от состояния моделируемой системы при наблюдении и фильтрации параметров ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Эта операция является наиболее затратной. В случае многомерных систем это усложняет разработку алгоритмов, поэтому необходимо осуществить поиск соответствующих оптимальных решений для детерминированных и стохастических случаев на базе подходов *State-Dependent Riccati Equation*. Перспективным подходом является использование различных асимптотических методов для нелинейных систем с параметрами. Во многих случаях они позволяют снизить вычислительную сложность нахождения решения матричного уравнения Риккати с зависящими от состояния коэффициентами.
4. Создание комбинированных моделей с использованием подходов машинного обучения и искусственного интеллекта. Важным результатом является совмещение достоинств точности искусственных нейронных сетей для многопараметрических моделей с эффективными вычис-

лительными алгоритмами на базе аналитических моделей, позволяющими работать на рас-пределённых вычислительных архитектурах.

Выводы

1. Разработан и апробирован на схеме высоковольтной электрической сети энергорайона объединённой энергосистемы синтезированный метод ОС, базирующийся на усовершенствованном математическом методе Гаусса–Ньютона и расширенном фильтре Калмана при совместном использовании массивов ТМ и СВИ. Метод даёт возможность оценивать режимные параметры, определять МДП АМ и объёмы УВ в программных комплексах реального времени с повышенной точностью относительно стандартного статического метода ОС.

Следует отметить, что:

- процедура ОС выполняется в полярных координатах с одновременным учётом углов при напряжениях и токах (формулы (2)–(6)), что улучшает обусловленность матрицы Якоби и сходимость вычислительного процесса;
 - хотя сигма-точечный фильтр Калмана и обладает хорошей точностью, но требует определения дополнительных параметров расчётной модели, которые изначально неопределимы для всей совокупности оцениваемых схемно-режимных ситуаций, поэтому для оценивания параметров в динамике выбран расширенный фильтр Калмана;
 - предложена формула (7) для расчёта весовых коэффициентов измеренного параметра относительно других параметров, обеспечивающая сходимость итерационного процесса.
2. По результатам проведенных исследований выявлено, что по сравнению со статическим методом ОС по ТМ точность оценивания напряжения в нормальном режиме и перетоков активной мощности в нормальном и послеаварийном режимах синтезированным методом ОС по ТМ и СВИ повышается в 1,5 раза, а точность оценивания напряжения в послеаварийном режиме – в 3,6 раза.
 3. Для внедрения предлагаемого метода в программные комплексы реального времени разработано ПО, в котором реализована возможность подключения к базам данных реального времени ОИК и СМПП, а также предусмотрена интеграция с ПВК для расчётов электрических режимов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неуймин В.Г., Александров А.С., Сацук Е.И. Система мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России // *Электроэнергетика глазами молодежи: Труды Международн. научно-техн. конф.* – Ставрополь, 15–17 сентября 2020. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный ун-т, 2020. – С. 42–45.
2. Николаев А.В., Прихно В.Л. Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока // *Известия НТЦ Единой энергетической системы.* – 2013. – № 1 (68). – С. 25–40.
3. Wide area measurement systems based Power System State Estimation using a Robust Linear-Weighted Least Square method / S.K. Kotha, B. Rajpathak, M. Mallareddy, R. Bhuvanagiri // *2022 The 3rd International Conference on Power and Electrical Engineering (ICPEE 2022).* – Singapore, 29–31 December 2022. – Singapore: Elsevier Ltd., 2022. – P. 23–32. DOI: 10.1016/j.egyр.2023.05.046.
4. Wide area monitoring system operations in modern power grids: a median regression function-based state estimation approach towards cyber attacks / H.M. Khalid, F. Flitti, M.S. Mahmoud, M.M. Hamdan, S.M. Muyeen, Z.Y. Dong // *Sustainable Energy, Grids and Networks.* – Vol. 34. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.segan.2023.101009.
5. Павлов Н.В., Лыков А.Н. SCADA/EMS/DMS-системы в Smart Grid // *Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике.* – 2016. – Т. 1. – С. 20–25.
6. Karvelis G.I., Korres G.N., Darmis O.A. State estimation using SCADA and PMU measurements for networks containing classic HVDC links // *Electric Power Systems Research.* – 2022. – Vol. 212. – P. 2–7. DOI: 10.1016/j.eper.2022.108544.
7. Review on cyber-physical and cyber-security system in smart grid: Standards, protocols, constraints, and recommendations / M.K. Hasan, A. Habib, Z. Shukur, F. Ibrahim, S. Islam, Md.A. Razzaque // *Journal of Network and Computer Applications.* – 2023. – Vol. 209. – P. 2–23. DOI: 10.1016/j.eper.2022.108544.
8. State estimation of distribution network based on hybrid measurement combined with multi-source asynchronous data / W. Zhenjie, Y. Lin, L. Pei, L. Chengda, Z. Zhengyang, L. Suirong, J.F. Sun // *2021 International Conference on New Energy and Power Engineering (ICNEPE 2021).* – Sanya, China, 19–21 November, 2021. – China: Elsevier Ltd., 2021. – P. 1778–1783. DOI: 10.1016/j.egyр.2022.03.195.
9. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
10. Cyber-physical power systems state estimation / A.S. Bretas, N.G. Bretas, J.B.A. London Jr., B.E.B. Carvalho. – Elsevier Inc., 2021. – 284 p. DOI: 10.1016/B978-0-323-90033-1.00007-X.
11. Static state estimation with inequality constraints in a complementarily framework for detecting infeasible operation states / R. Martínez-Parrales, O. Romay, C.R. Fuerte-Esquivel, B.A. Alcaide-Moreno // *Electric Power Systems Research.* – 2021. – Vol. 195. – P. 1–9. DOI: 10.1016/j.epr.2021.107129.
12. Liu Y., Lin Y., Yue K. Modern power system state estimation methods / Ed. by J. Garsia. – Gijon, Spain: Elsevier Inc., 2021. – P. 259–277. DOI: 10.1016/B978-0-12-821204-2.00144-6.
13. Performance comparison of static and dynamic state estimators for electric distribution systems / F. Ahmad, M.A.K. Rashid, A. Rasool, E.E. Özsoy, A. Sabanovic, M. Elitaş // *International Journal of Emerging Electric Power Systems.* – 2017. – Vol. 18 (3). – P. 1–14. DOI: 10.1515/ijeeps-2016-0299.
14. Power system dynamic state estimation: motivations, definitions, methodologies, and future work / J. Zhao, A. Gomez-Exposito, M. Netto, L. Mili, A. Abur, V. Terzija, I. Kamwa, B. Pal, A.K. Singh, J. Qi, Z. Huang, A.P.S. Meliopoulos // *IEEE Transactions on Power Systems.* – 2019. – Vol. 34. – № 4. – P. 3188–3198. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2894769.
15. Бацева Н.Л., Фоос Ю.А. Эффективность применения динамического метода оценивания состояния параметров режима электроэнергетической системы // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета.* – 2023. – № 3. – С. 5–15. DOI: 10.17588/2072-2672.2023.3.005-015.
16. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
17. Lorenz-Meyer N., Suchantke R., Schiffer J. Dynamic state and parameter estimation in multi-machine power systems – Experimental demonstration using real-world PMU-measurements // *Control Engineering Practice.* – 2023. – Vol. 135. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.conengprac.2023.105491.
18. Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития / С.Г. Аржанников, А.С. Вторушин, О.В. Захаркин, А.К. Ландман, А.Э. Петров, Е.Ю. Попова // *Известия НТЦ Единой энергетической системы.* – 2013. – № 1 (68). – С. 91–98.
19. Li K., Han X. A distributed Gauss–Newton method for distribution system state estimation // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems.* – 2022. – Vol. 136. – P. 1–14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107694.
20. Improved dynamic state estimation of power system using unscented Kalman filter with more accurate prediction model / Y. Yu, Q. Li, C. Chen, X. Zheng, Y. Tan // *2022 The 5th International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering (REEE 2022).* – Brest, France, 24–26 August 2022. – P. 364–376. DOI: 10.1016/j.egyр.2022.10.112.
21. Mokhtari S., Yen K.K. Dynamic state estimation with additive noise for load frequency control using bilateral fuzzy adaptive unscented Kalman filter // *Electric Power Systems Research.* – 2023. – Vol. 220. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.epr.2023.109363.
22. 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. – Vol. 10 (7). – P. 1692–1699. DOI: 10.11591/telkomnika.v10i7.1564.
23. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы по данным СМПП / А.В. Данилин, В.Л. Прихно, А.В. Жуков, А.Т. Демчук // *Мониторинг параметров режима: Труды Международн. научно-практ. конф.* – М., 28–30 апреля 2008. – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2008. – С. 34–41.
24. A scalable graphics user interface architecture for CNC application based-On WPF and MVVM / H.H. Pan, J.J. Jiang, L.C. Hong, T.S. Hua, Q. Tan // *Advanced Materials Research.* – 2011. – Vol. 317. – P. 1931–1935. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.317-319.1931.

25. Пугачев В.С., Сеницын И.Н. Теория стохастических систем. – М.: Изд-во «Логос», 2004. – 999 с.
26. Белоусов В.В. Информационная технология синтеза фильтров Пугачева для быстрой обработки информации в сингулярных стохастических системах: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2004. – 245 с.

Информация об авторах

Наталья Ленмировна Бацева, кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. batsevan@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>

Юлия Алексеевна Фоос, аспирант Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. yae3@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1216-0653>

Владимир Игоревич Сеницын, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, руководитель отделения стохастических и интеллектуальных методов и средств моделирования и построения систем с интенсивным использованием данных, Федеральный исследовательский центр «Информатика и Управление» Российской Академии Наук, Россия, 119333, г. Москва, ул. Вавилова, 44, кор. 2. VSinitsin@ipiran.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1456-9719>

Василий Владимирович Белоусов, кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Информатика и Управление» Российской Академии Наук, Россия, 119333, г. Москва, ул. Вавилова, 44, кор. 2. vasilb@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0003-3275-7518>

Поступила в редакцию: 27.02.2024

Поступила после рецензирования: 21.03.2024

Принята к публикации: 10.04.2024

REFERENCES

1. Neujmin V.G., Aleksandrov A.S., Satsuk E.I. The system of monitoring the reserves of stability in the planning and management of the electric power regime of the power system of Russia. *Electric power industry through the eyes of youth. Proceedings of the International scientific and technical conference*. Stavropol, September 15–17, 2020. Stavropol, North-Caucasus Federal University Publ., 2020. pp. 42–45. (In Russ.)
2. Nikolaev A.V., Prikhsno V.L. State estimation in the complex of centralized emergency management of the ECO of the East. *News of the STC of the Unified Energy System*, 2013, vol. 1, no. 68, pp. 25–40. (In Russ.)
3. Kotha S.K., Rajpathak B., Mallareddy M., Bhuvanagiri R. Wide area measurement systems based power system state estimation using a robust linear-weighted least square method. *2022 The 3rd International Conference on Power and Electrical Engineering (ICPEE 2022)*. Singapore, December 29–31, 2022. Singapore, Elsevier Ltd., 2022. pp. 23–32. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.05.046.
4. Khalid H.M., Flitti F., Mahmoud M.S., Hamdan M.M., Muyeen S.M., Dong Z.Y. Wide area monitoring system operations in modern power grids: a median regression function-based state estimation approach towards cyber attacks. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2023, vol. 34, pp. 1–15. DOI: 10.1016/j.segan.2023.101009.
5. Pavlov N.V., Lykov A.N. SCADA/EMS/DMS systems in Smart Grid. *Energy. Innovative directions in the energy sector. CALS-technologies in the energy sector*, 2016, vol. 1, pp. 20–25. (In Russ.)
6. Karvelis G.I., Korres G.N., Darmis O.A. State estimation using SCADA and PMU measurements for networks containing classic HVDC links. *Electric Power Systems Research*, 2022, vol. 212, pp. 2–7. DOI: 10.1016/j.eper.2022.108544.
7. Hasan M.K., Habib A., Shukur Z., Ibrahim F., Islam S., Razzaque Md.A. Review on cyber-physical and cyber-security system in smart grid: standards, protocols, constraints, and recommendations. *Journal of Network and Computer Applications*, 2023, vol. 209, pp. 2–23. DOI: 10.1016/j.eper.2022.108544.
8. Zhenjie W., Lin Y., Pei L., Chengda L., Zhengyang Z., Suirong L., Sun J.F. State estimation of distribution network based on hybrid measurement combined with multi-source asynchronous data. *2021 International Conference on New Energy and Power Engineering (ICNEPE 2021)*. China, November 19–21, 2021. China, Elsevier Ltd., 2021. pp. 1778–1783. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.195.
9. Gamm A.Z. *Statistical methods for state estimation of electric power systems*. Moscow, Nauka Publ., 1976. 220 p. (In Russ.)
10. Bretas A.S., Bretas N.G., London Jr J.B.A., Carvalho B.E.B. *Cyber-physical power systems state estimation*. Elsevier Inc., 2021. 284 p. DOI: 10.1016/B978-0-323-90033-1.00007-X.
11. Martínez-Parralles R., Romay O., Fuerte-Esquivel C.R., Alcaide-Moreno B.A. Static state estimation with inequality constraints in a complementarily framework for detecting infeasible operation states. *Electric Power Systems Research*, 2021, vol. 195, pp. 1–9. DOI: 10.1016/j.epr.2021.107129.
12. Liu Y., Lin Y., Yue K. *Modern power system state estimation methods*. Ed. by J. Garsia. Gijon, Elsevier Inc., 2021. pp. 259–277. DOI: 10.1016/B978-0-12-821204-2.00144-6.
13. Ahmad F., Rashid M.A.K., Rasool A., Özsoy E.E., Sabanovic A., Elitaş M. Performance comparison of static and dynamic state estimators for electric distribution systems. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2017, vol. 18 (3), pp. 1–14. DOI: 10.1515/ijeeps-2016-0299.
14. Zhao J., Gomez-Exposito A., Netto M., Mili L., Abur A., Terzija V., Kamwa I., Pal B., Singh A.K., Qi J., Huang Z., Meliopoulos A.P.S. Power system dynamic state estimation: motivations, definitions, methodologies, and future work. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, vol. 34, pp. 3188–3198. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2894769.

15. Batseva N.L., Foos J.A. The effectiveness of the dynamic state estimation of the parameters electric power system. *Bulletin of the Ivanovo State Power Engineering University*, 2023, no. 3, pp. 5–15. (In Russ.) DOI: 10.17588/2072-2672.2023.3.005-015.
16. *System research in the energy sector: a retrospective of the scientific directions of SEI–ISEM*. Ed. by N.I. Voropay. Novosibirsk, Nauka Publ., 2010. 686 p. (In Russ.)
17. Lorenz-Meyer N., Suchantke R., Schiffer J. Dynamic state and parameter estimation in multi-machine power systems – experimental demonstration using real-world PMU-measurements. *Control Engineering Practice*, 2023, vol. 135, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.conengprac.2023.105491.
18. Arzhannikov S.G., Vtorushin A.S., Zakharkin O.V., Landman A.K., Petrov A.E., Popova E.Y. Algorithmic support of the top-level software and hardware complex of the Central Control System of the UPS of Siberia and the prospects for its development. *News of the STC of the Unified Energy System*, 2013, vol. 1, no. 68, pp. 91–98. (In Russ.)
19. Li K., Han X. A distributed Gauss–Newton method for distribution system state estimation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2022, vol. 136, pp. 1–14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107694.
20. Yu Y., Li Q., Chen C., Zheng X., Tan Y. Improved dynamic state estimation of power system using unscented Kalman filter with more accurate prediction model. *2022 The 5th International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering (REEE 2022)*. Brest, France, August 24–26, 2022. pp. 364–376. DOI: 10.1016/j.egy.2022.10.112.
21. Mokhtari S., Yen K.K. Dynamic state estimation with additive noise for load frequency control using bilateral fuzzy adaptive unscented Kalman filter. *Electric Power Systems Research*, 2023, vol. 220, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.epr.2023.109363.
22. 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, vol. 10 (7), pp. 1692–1699. DOI: 10.11591/telkomnika.v10i7.1564.
23. Danilin A.V., Prikhno V.L., Zhukov A.V., Demchuk A.T. The system of monitoring the reserves of the stability of the power system according to the WAMS. *Monitoring of Power System Dynamic Performance. Proceedings of the International scientific and practical conference*. Moscow, April 28–30, 2008. Moscow, Russian Power System Operator Publ., 2008. pp. 34–41. (In Russ.)
24. Pan H.H., Jiang J.J., Hong L.C., Hua T.S., Tan Q. A scalable graphics user interface architecture for CNC application based-On WPF and MVVM. *Advanced Materials Research*, 2011, vol. 317, pp. 1931–1935. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.317-319.1931.
25. Pugachev V.S., Sinitsin I.N. *A theory of stochastic systems*. Moscow, Logos Publ., 2004. 999 p. (In Russ.)
26. Belousov V.V. *Information technology of Pugachev filters synthesis for the rapid processing in singular stochastic systems*. Cand. Dis. Moscow, 2004. 245 p. (In Russ.)

Information about the authors

Natalia L. Batseva, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; batsevan@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>

Yulia A. Foos, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; yae3@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1216-0653>

Vladimir I. Sinitsin, Dr. Sc., Professor, Federal Research Center “Computer and Control” of the Russian Academy of Sciences, 44, bld. 1, Vavilov street, Moscow, 119333, Russian Federation; VSinitsin@ipiran.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1456-9719>

Vasili V. Belousov, Cand. Sc., Associate Professor, Federal Research Center “Computer and Control” of the Russian Academy of Sciences, 44, bld. 1, Vavilov street, Moscow, 119333, Russian Federation; vasillb@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0003-3275-7518>

Received: 27.02.2024

Revised: 21.03.2024

Accepted: 10.04.2024