

УДК 621.311-52

ББК 31.27-05

Н.Л. БАЦЕВА, Ю.А. ФООС

**ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ
УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ
В ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЕ
ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ
ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Ключевые слова: централизованная система противоаварийной автоматики, оценивание состояния, система мониторинга переходных режимов, телеизмерения, синхронизированные векторные измерения, модификация метода Гаусса–Ньютона.

Предложены результаты исследований эффективности и целесообразности использования измерений углов при напряжениях и токах, полученных от системы мониторинга переходных режимов, для повышения точности расчёта объёмов управляющих воздействий при оценивании состояния энергосистем. Для лучшего понимания сути исследования приведена архитектура Централизованной системы противоаварийной автоматики объединённой энергосистемы, сделан акцент на то, что программный модуль оценивания состояния является ключевым в программно-техническом комплексе верхнего уровня. Кратко изложены пути получения телеизмерений и синхронизированных векторных измерений. Для проведения исследований выполнена модификация существующего метода Гаусса–Ньютона по вектору измерений, вектор-функции и диагональной матрице весовых коэффициентов. Эксперименты проведены на тестовой схеме IEEE 14-bus и реальной схеме системообразующей сети 500–220 кВ объединённой энергосистемы. Обе схемы имеют несколько районов управления, связанных между собой контролируемые сечениями. По результатам экспериментов сделаны выводы о том, что использование модулей напряжений и токов, а также углов при них однозначно повышает точность расчёта объёмов управляющих воздействий. Вместе с этим использование измерений модулей и углов токов увеличивает время работы программного модуля оценивания состояния программно-технического комплекса верхнего уровня, что нежелательно для работы систем реального времени. Поэтому целесообразно учитывать измерения модулей и углов токов только для тех контролируемых сечений, при отключении которых коэффициент напряжённости, характеризующий предел по статической аperiodической устойчивости в аварийных схемно-режимных ситуациях, больше чем 0,92. Выявлено, что расчёт объёма управляющих воздействий чувствителен к наличию ошибки в измерениях углов при токах. Поэтому для надёжного использования измерений модулей и углов токов в качестве исходных данных для оценивания состояния, а также расчёта объёмов управляющих воздействий необходимо не допускать сбоев синхронизации устройств синхронизированных векторных измерений при эксплуатации и разработать процедуру коррекции фазового сдвига.

Введение. При управлении режимом работы объединённых энергосистем (ОЭС) получение качественного решения задачи оценивания состояния (ОС) является актуальным, так как на основе режимных параметров, полученных после ОС, решаются технологические задачи и принимаются диспетчерские решения [10–11].

Функции управления режимом и диспетчеризации в ОЭС осуществляют автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) [5]. К чис-

лу задач, решаемых АСДУ в режиме реального времени, относится противоаварийное автоматическое управление (ПАУ), реализуемое с помощью централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) [4].

Отметим, что за рубежом исследуются алгоритмы работы систем согласованного управления устройствами релейной защиты *SIPS* (*System Integrity Protection Schemes*), решающие задачу ПАУ в режиме реального времени, но они не являются аналогом ЦСПА [18].

Первоочередной задачей ПАУ является обеспечение устойчивости параллельной работы районов управления, связанных между собой контролируемые сечениями (КС) [4]. Задача обеспечения устойчивости решается предотвращением перехода относительных углов между векторами напряжений в узлах начала и конца КС за предельно допустимые значения в течение всего аварийного процесса и до установления нового стационарного режима [1].

При решении этой задачи необходимо максимально точно рассчитать объём управляющих воздействий (УВ) для обеспечения устойчивости ОЭС в аварийных ситуациях.

Благодаря внедрению системы мониторинга переходных режимов (СМПР) для определения запасов устойчивости ОЭС и повышения точности расчёта объёмов УВ могут быть использованы синхронизированные векторные измерения (СВИ), в том числе измерения углов при напряжениях и токах [14]. Преимущества СВИ перед телеизмерениями (ТИ) известны и неоднократно обсуждались, например в [6, 20, 21]. Авторы статей указывают, что для решения задачи ОС одним из преимуществ СВИ перед ТИ является наличие прямых измерений независимых переменных, к которым относятся измерения углов при векторах напряжений и токов, что улучшает сходимость вычислительного процесса, а высокий класс точности СВИ способствует повышению точности расчёта объёмов УВ.

Существуют примеры практической реализации совместного использования ТИ и СВИ, например, в системе мониторинга синхронных качаний активной мощности (СКАМ) в КС. Из автоматизированной системы сбора информации (АССИ) СМПР в СКАМ поступают СВИ активной и реактивной мощностей, частоты электрического тока, напряжения по протоколу IEEE C37.118.2 [22], а величины максимально и аварийно допустимых перетоков активной мощности, нерегулярных колебаний мощности по КС, значения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, входящим в состав КС, поступают в режиме реального времени из базы данных оперативно-информационного комплекса (БД ОИК) по протоколу МЭК 104 [13]. Существуют и другие работы, посвященные решению практических задач при совместном использовании ТИ и СВИ, например [14].

В настоящей статье поставлены следующие цели: 1) модифицировать существующий метод Гаусса–Ньютона, алгоритмизованный в модуле ОС ЦСПА ОЭС, с целью учёта измерений модулей и углов при напряжениях и токах, полученных от СМПР; 2) с помощью модифицированного метода исследовать эффективность использования измерений углов при напряжении-

ях и токах для расчёта объёмов УВ; 3) определить вид схемно-режимных ситуаций, для которых целесообразно использовать измерения углов.

Архитектура и принцип действия ЦСПА ОЭС. ЦСПА ОЭС – двух-уровневая (рис. 1) [3].

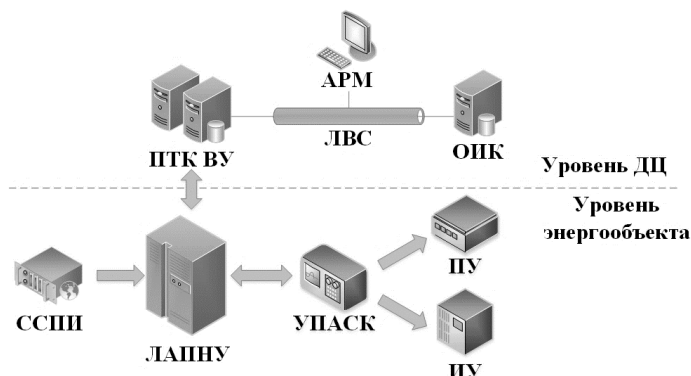


Рис. 1. Архитектура ЦСПА

Верхний уровень (уровень диспетчерского центра (ДЦ)) включает в себя программно-технический комплекс верхнего уровня (ПТК ВУ). Через локальную вычислительную сеть (ЛВС) осуществляется доступ к настройкам комплекса для диспетчерского персонала, а также передача параметров текущего режима из базы данных ОИК по протоколу МЭК 104 [16].

Низовой уровень (уровень энергообъекта) состоит из одного или нескольких устройств автоматики дозировки воздействий (АДВ) – низовых устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ). Кроме ЛАПНУ низовой уровень содержит необходимые для функционирования подсистемы противоаварийной автоматики (ПА): пусковые устройства (ПУ), фиксирующие возникновение аварийной ситуации и отдающие соответствующий сигнал в ЛАПНУ; исполнительные устройства (ИУ), обеспечивающие реализацию УВ; системы сбора и передачи доаварийной информации (ССПИ) для сбора информации о состоянии и режиме контролируемой части ОЭС; устройство передачи данных и аварийных команд (УПАСК) ПА, обеспечивающее передачу с одного объекта электроэнергетики на другой аварийных пусковых сигналов от ПУ к ЛАПНУ и команд УВ от ЛАПНУ к ИУ.

Обмен данными между ПТК ВУ и каждым из ЛАПНУ осуществляется по двум независимым цифровым каналам передачи данных. Информационный обмен осуществляется с помощью компоненты «Контроллер связи» [9]. От ПТК ВУ в ЛАПНУ передаются команды переключения в автономный режим и таблицы УВ, а в ПТК ВУ отправляются ответы на полученные команды, информация о состоянии устройств ПА, а также уведомление о зафиксированных сигналах ПУ.

Взаимодействие блоков ПТК ВУ и ЛАПНУ. ПТК ВУ представляет собой распределённую вычислительную сеть, включающую вычислительные

машины, развёрнутые на серверах. ПТК ВУ предназначен для формирования УВ и настройки низовых устройств в режиме реального времени. ПТК ВУ ЦСПА использует алгоритмы расчёта УВ по условиям статической апериодической устойчивости (САУ), кроме ЦСПА третьего поколения, которая учитывает динамическую составляющую аварийных процессов, но пока находится в опытной эксплуатации [15].

Программное обеспечение ПТК ВУ состоит из модулей, разделённых на блоки. Схема взаимодействия блоков ПТК ВУ приведена на рис. 2.

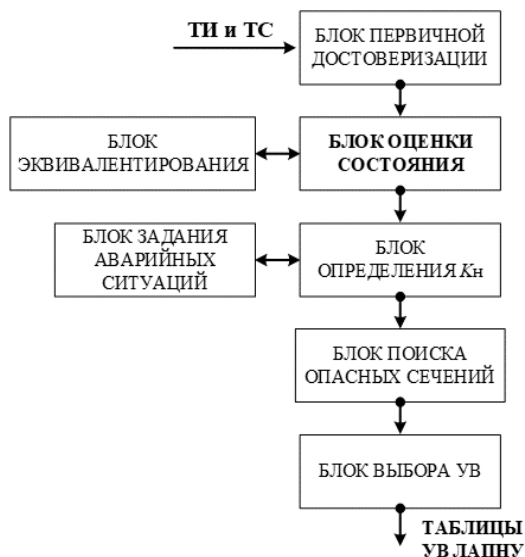


Рис. 2. Схема взаимодействия блоков ПТК ВУ ЦСПА

После первичной достоверизации телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС) поступают в блок ОС для оценивания состояния и получения достоверного текущего режима работы ОЭС.

Из рис. 2 видно, что блок ОС является ключевым, так как на основе оценённого в нём режима моделируются аварийные возмущения и рассчитываются режимы с определением коэффициента напряженности K_n , который используется в ЦСПА для численной характеристики напряженности режима многомашинной ОЭС [2]. Если значение K_n выходит за границы области САУ ($K_n > 0,92$), то ПТК ВУ переходит к определению вида, объёма и места реализации УВ. Результат передаётся на коммуникационный модуль ЛАПНУ в виде таблицы, включающей УВ для возможных возмущений в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в сечениях и дополнительных параметров, например, температуры наружного воздуха или сезона года.

Схемы получения и передачи СВИ и ТИ совпадают (рис. 3).

В составе системы получения телеметрии (ТМ) измерительный преобразователь (ИП) не обеспечивает привязку метки времени UTC (Coordinated

Universal Time) к ТИ. В результате в устройство телеметрии (УТМ) ТИ поступают несинхронно. Несинхронность времени регистрации параметров вносит погрешность в результаты ОС.

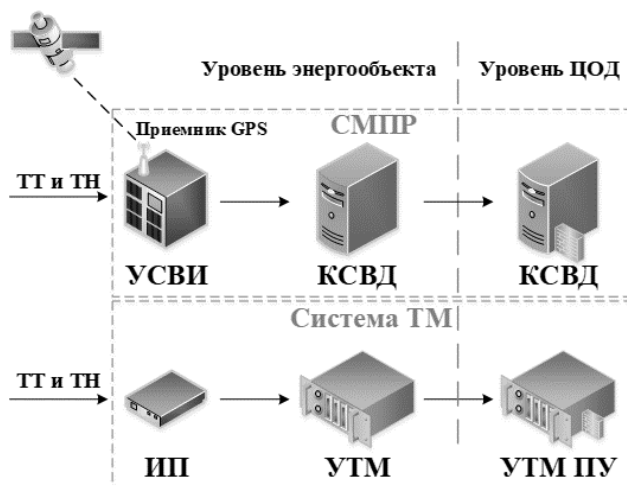


Рис. 3. Схемы получения и передачи СВИ и ТИ

УСВИ СМПР обеспечивает привязку метки времени к СВИ, полученным от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) с помощью приемника *GPS* (*Global Positioning System*). Концентратор синхронизированных векторных данных (КСВД) выполняет функции приема данных от УСВИ, их хранения, первичной обработки и передачи по запросу внешних систем.

Модификация метода Гаусса–Ньютона для учёта измерений углов при напряжениях и токах. Задача ОС сводится к определению вектора состояния U , при котором расчетные значения режимных параметров отвечают законам электротехники и максимально близки к измеренным значениям. Критерий близости находится по формуле

$$\varphi(U) = 0,5 \cdot F(U)^T \cdot C \cdot F(U) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $F(U) = \hat{R} - R(U)$ – вектор отклонений расчетных и измеренных параметров режима; $R(U) = \{U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}\}$ – вектор-функция, определяющая режимные параметры через узловые напряжения; $\hat{R} = \{U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}\}$ – вектор измерений; $U = \{U_1, \delta_1^U, U_2, \delta_2^U, \dots, U_n, \delta_n^U\}$ – вектор состояния; C – диагональная матрица весовых коэффициентов.

В модуле ОС ПТК ВУ ЦСПА функция $\varphi(U)$ минимизируется методом Гаусса–Ньютона, который подробно описан в [7].

Для учёта измерений углов при напряжениях δ^U и токах δ^I необходимо модифицировать метода Гаусса–Ньютона. При этом задача ОС формулируется в полярных координатах для обеспечения более точных оценок параметров режима [20].

Модификации подвергаются вектор измерений (2) и вектор-функция (3), определяющие режимные параметры:

$$\hat{\mathbf{R}} = \{U_i, \delta_i^U, I_i, \delta_i^I, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}\}, \quad (2)$$

$$\mathbf{R}(U) = \{U_i, \delta_i^U, I_i, \delta_i^I, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}\}, \quad (3)$$

а также диагональная матрица весовых коэффициентов \mathbf{C} .

Дело в том, что весовые коэффициенты задаются в настройках модуля ОС ПТК ВУ ЦСПА [6], а при проведении исследований выяснено, что использование весовых коэффициентов по настройкам модуля может приводить к расхождению итерационного процесса при проведении ОС, поэтому при модификации метода для расчёта весовых коэффициентов используется формула

$$C_{ii} = \frac{1}{\sum_{j=1}^M J_{ij}^2}, \quad (4)$$

где J_{ij} – элемент матрицы Якоби.

Исходные данные. Эксперименты проведены на схемах 14-bus IEEE и системообразующей сети 500-220 кВ ОЭС.

Схема 14-bus IEEE с параметрами базового режима (БР) представлена на рис. 4.

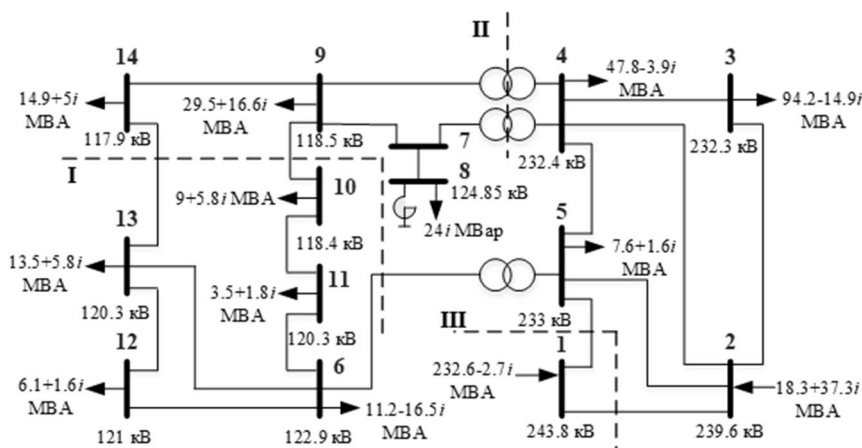


Рис. 4. Схема 14-bus IEEE

Режим в реальном времени смоделирован в программно-аппаратном комплексе *RTDS (Real-Time Digital Simulator)*, который позволяет формировать наборы СВИ. Узел 1 является балансирующим узлом (БУ).

На схеме рис. 4 представлены три района управления, связанные с БУ и между собой КС, которые пронумерованы I, II, III и отмечены пунктирными линиями.

Рассчитанные и измеренные параметры режима для узлов и связей схемы 14-bus IEEE (рис. 4) приведены в табл. 1 и 2, соответственно.

Из [8, 12, 17] известно, что УСВИ устанавливаются по концам связей, входящих в состав КС, поэтому примем, что они установлены в узлах 2, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 13, 14.

Таблица 1

Рассчитанные и измеренные параметры режима для узлов схемы 14-bus IEEE (рис. 4)

Узел	U_i^{BP} , кВ	U_i^{TM} , кВ	δ_i^{BP} , °	δ_i^{TM} , °	P_i^{BP} , МВт	P_i^{TM} , МВт	Q_i^{BP} , МВар	Q_i^{TM} , МВар
1	243,8	246,2	0	0	232,616	234,8	-2,71152	-17,31
2	239,657	244,9	-4,9529	5,0015	18,3	18,46	37,3	29,77
3	232,3	238,9	-12,795	12,439	-94,2	-94,367	14,89719	4,49
4	232,399	242,6	-10,237	10,312	-47,8	-47,8	3,9	3,9
5	233,044	241,7	-8,7378	8,8509	-7,6	-7,6	-1,6	-1,6
6	122,974	128,7	-14,440	11,086	-11,2	-11,316	16,5	4,87
7	120,369	—	-13,242	—	0	0	0	0
8	124,847	124,8	-13,242	41,508	0	-0,121	24	17,48
9	118,522	126,7	-14,826	12,410	-29,5	-29,5	-16,6	-16,6
10	118,437	126,3	-15,040	12,439	-9	-9	-5,8	-5,8
11	120,266	127,1	-14,858	11,883	-3,5	-3,5	-1,8	-1,8
12	121,054	127,1	-15,292	11,923	-6,1	-6,1	-1,6	-1,6
13	120,299	126,5	-15,328	12,049	-13,5	-13,8	-5,8	-5,8
14	117,195	124,6	-16,074	13,167	-14,9	-14,9	-5	-5

Таблица 2

Рассчитанные и измеренные параметры режима для связей схемы 14-bus IEEE (рис. 4)

Связь	P_{ij}^{BP} , МВт	P_{ij}^{TM} , МВт	P_{ji}^{BP} , МВт	P_{ji}^{TM} , МВт	Q_{ij}^{BP} , МВар	Q_{ij}^{TM} , МВар	Q_{ji}^{BP} , МВар	Q_{ji}^{TM} , МВар
1–2	157,1543	156,9	-152,869	-152,5	-12,2416	-37	25,32053	44,27
1–5	75,46172	76,98	-72,6797	-74,18	9,53003	-5,586	1,948484	12,18
2–3	73,57331	72,81	-71,2224	-70,61	4,344558	-0,4981	5,555183	5,605
2–4	55,90758	55,92	-54,2306	-54,27	2,760993	-12,23	2,323755	11,7
2–5	41,68653	42,09	-40,7624	-41,19	4,899693	-5,512	-2,08187	4,438
3–4	-22,9751	-23,82	23,3792	24,17	9,34201	1,871	-8,31068	-1,022
4–5	-59,5176	-57,71	60,00276	58,21	12,96906	-28,45	-11,4386	28,29
4–7	27,10974	—	-27,1097	—	-5,97494	—	7,484713	—
4–9	15,46069	—	-15,4607	—	2,892434	—	-1,62698	—
5–6	45,83991	—	-45,8399	—	9,971848	—	-5,27926	—
6–11	8,262613	10,24	-8,14261	-10,11	8,729503	3,326	-8,4782	3,326
6–12	8,05628	8,201	-7,97582	-8,32	3,15496	2,395	-2,9875	2,395
6–13	18,32117	19,43	-18,0704	-19,24	9,894812	7,099	-9,40087	6,99
7–8	0	—	0	—	-23,1391	—	23,99994	—
7–9	27,10973	—	-27,1097	—	15,65437	—	-14,6703	—
9–10	4,412935	2,391	-4,40694	-2,391	-0,74609	4,547	0,76203	-4,547
9–14	8,657761	7,636	-8,56785	-7,636	0,423274	3,831	-0,23202	-3,831
10–11	-4,593	-6,618	4,64263	6,618	-6,56203	-1,27	6,678202	1,27
12–13	1,875865	2,03	-1,86501	-2,03	1,38749	0,6469	-1,37767	-0,6469
13–14	6,435448	7,421	-6,33204	-7,421	4,978537	1,495	-4,768	-1,378

Схема системообразующей сети 500-220 кВ ОЭС приведена на рис. 5.

На схеме рис. 5 представлено пять районов управления, которые пронумерованы I, II, III, IV, V и отмечены пунктирными линиями. Узел ГРЭС-4 является БУ. УСВИ установлены на ГРЭС-1, ПС-6, ПС-7, ГРЭС-3, ПС-9, ПС-11, ГЭС-4, АЭС-2, ГЭС-5. Наборы ТИ и СВИ получены за один и тот же временной срез из БД ОИК и АССИ СМНР соответственно. Стрелками отмечено

ны связи, по которым осуществляется замер режимных параметров. ЦСПА ОЭС включает три низовых устройств ЛАПНУ, установленных на АЭС-2, ГЭС-4 и ГРЭС-3.

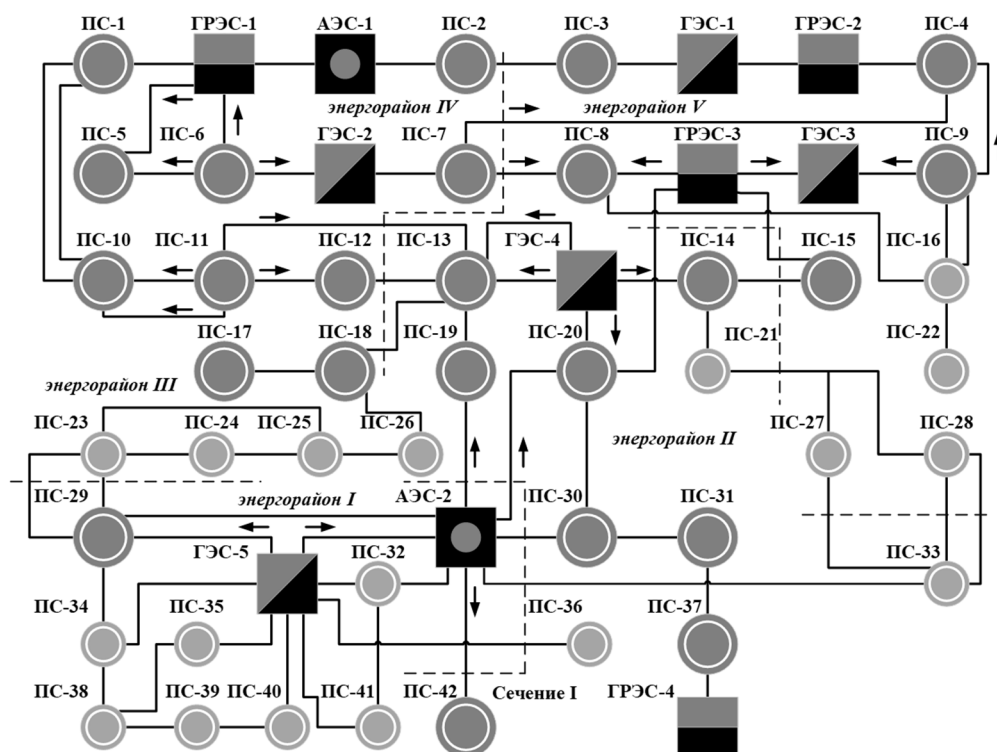


Рис. 5. Топология схемы системообразующей сети 500-220 кВ ОЭС

Эксперименты и результаты для схемы 14-bus IEEE. Проведено четыре эксперимента:

- 1) использование только ТИ;
- 2) использование СВИ модулей напряжений, углов при напряжениях;
- 3) использование СВИ модулей напряжений и токов, углов при напряжениях и токах;
- 4) исследование влияния сбоя синхронизации времени УСВИ на величину объёма УВ для экспериментов 2 и 3.

На рис. 6 и 7 представлены диаграммы распределение оценок инъекций активной и реактивной мощностей в узлах схемы.

Согласно диаграммам, представленным на рис. 6 и 7, при учёте измерений углов при напряжениях и токах наиболее близкие к БР оценки параметров режима получены: по активной мощности – для узлов 2, 4, 5, 9; по реактивной мощности – для узлов 2, 6, 9, 10, 13, 14.

Вместе с учётом измерений углов увеличиваются и размерности матриц Якоби и Гессе [6] и, как следствие, время ОС.

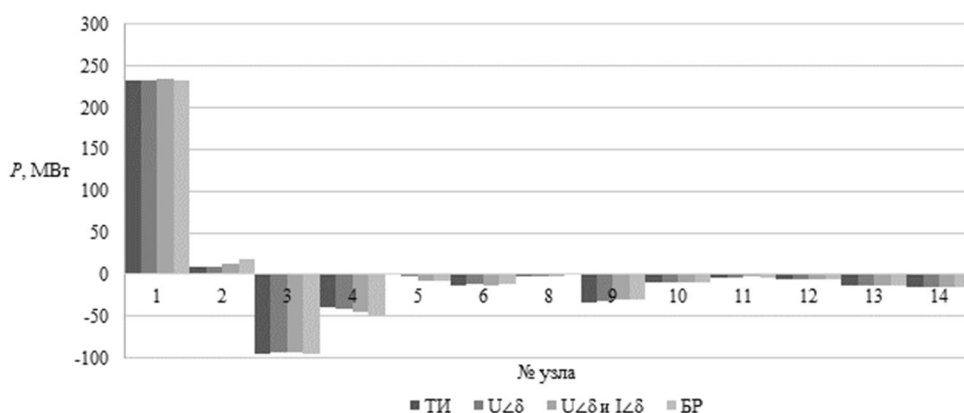


Рис. 6. Диаграмма распределения оценок инъекций активной мощности

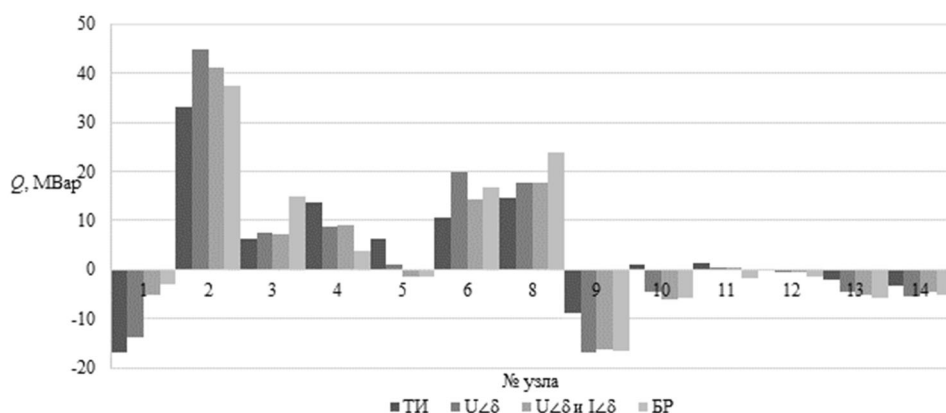


Рис. 7. Диаграмма распределения инъекций реактивной мощности

В табл. 3 представлены время и количество итераций, потребовавшихся программе для выполнения ОС в экспериментах 1–3.

Таблица 3

Время и количество итераций для ОС

№ эксперимента	Набор измерений	Время, ч: м: с: мс	Количество итераций
1	ТИ	00:00:00:98	18
2	СВИ $U\delta^U$	00:00:01:03	21
3	СВИ $U\delta^U$ и $I\delta^I$	00:00:03:04	20

Так как модули и углы токов учитываются при составлении вектор-функции (3) более сложными уравнениями, чем модули и углы напряжений, то время на выполнение одной итерации ОС увеличилось, но вместе с этим повысилась наблюдаемость района управления.

После завершения работы блока ОС ПТК ВУ ЦСПА переходит к определению K_n с последующим расчётом объёмов УВ. Расчёты проведены

для нормальной схемы и режима и для аварийных схемно-режимных ситуаций: отключение одной из связей, входящих в состав КС, – 1–2, 4–7 и 6–5.

В табл. 4 представлены результаты расчёта K_n .

Таблица 4

Результаты расчёта K_n

№ эксперимента	Набор измерений	Нормальная схема	Отключение 1–2	Отключение 4–7	Отключение 6–5
1	ТИ	0,488	1,053	0,553	0,701
2	СВИ $U\angle\delta^U$	0,510	1,076	0,569	0,736
3	СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	0,511	1,090	0,582	0,736

По результатам табл. 4 видно, что при учёте измерений модулей напряжений и токов и углов при них K_n увеличивается для всех схемно-режимных ситуаций, но при отключении связи 1–2 $K_n > 0,92$, поэтому для этой схемно-режимной ситуации следует определить требуемый объём УВ (табл. 5).

Таблица 5

Результаты расчёта объёма УВ

№ эксперимента	Набор измерений	K_n	Объём УВ, МВт
1	ТИ	1,053	13,5
2	СВИ $U\angle\delta^U$	1,076	22,5
3	СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	1,090	26,6

При использовании только измерений модулей и углов напряжений объём УВ увеличивается на 9 МВт по сравнению с таковым при использовании ТИ, а при дополнительном учёте модулей и углов токов – на 13,1 МВт по сравнению с аналогом при использовании ТИ и на 4,1 МВт по сравнению с аналогом при использовании только измерений модулей и углов напряжений.

При эксплуатации СМНР может происходить сбой синхронизации времени в УСВИ, что неизбежно приведёт к недостоверности измерений углов. Время ошибки синхронизации составляет примерно 2 с. За это время значение угла в узле, где происходит сбой синхронизации, в среднем смещается на $5,3^\circ$, т.е. $\Delta\delta = \pm 5,3^\circ$ [19].

В табл. 6 и 7 определены K_n и требуемый объём УВ при наличии ошибки в измерениях углов для узлов 2 и 5, соответственно. Выбор узлов обусловлен чувствительностью алгоритма расчёта K_n к ошибкам оценивания параметров режима в узлах, составляющих КС.

Таблица 6

Результаты расчёта K_n и объёма УВ в узле 2

№ эксперимента	Набор измерений	$\Delta\delta, ^\circ$	K_n	Объём УВ, МВт
2	СВИ $U\angle\delta^U$	–5,3	1,0903	22,4
		0	1,0760	22,5
		5,3	1,0906	22,6
3	СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	–5,3	1,1260	30,3
		0	1,0903	26,6
		5,3	1,2486	31,2

Таблица 7

Результаты расчёта K_n и объёма УВ в узле 5

№ эксперимента	Набор измерений	$\Delta\delta,^\circ$	K_n	Объём УВ, МВт
2	СВИ $U\angle\delta^U$	-5,3	1,0914	23,1
		0	1,0760	22,5
		+5,3	1,0894	22,4
3	СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	-5,3	1,1176	30,3
		0	1,0903	26,6
		+5,3	1,1274	30,8

Наличие ошибки в измерениях углов приводит к увеличению объёма УВ. Величина объёма УВ особенно чувствительна к наличию ошибки в измерениях углов при токах (эксперимент 3). Например, в узле 2 при ошибке $\Delta\delta = +5,3^\circ$ величина объёма УВ увеличилась на 4,6 МВт; в узле 5 – на 4,2 МВт.

Эксперименты и результаты для схемы системообразующей сети 500-220 кВ ОЭС. Проведено четыре эксперимента:

- 1) использование только ТИ;
- 2) совместное использование ТИ и СВИ модулей напряжений, углов при напряжениях;
- 3) совместное использование ТИ и СВИ модулей напряжений и токов, углов при напряжениях и токах;
- 4) исследование влияния сбоя синхронизации времени в УСВИ АЭС-2 на величину объёма УВ для экспериментов 2 и 3.

Расчёты проведены для нормальных схемы и режима и для аварийных схемно-режимных ситуаций: отключение одной из связей, входящих в состав сечения I: АЭС-2 – ПС-19, АЭС-2 – ПС-20, АЭС-2 – ГЭС-5.

В табл. 8 представлены результаты расчёта K_n .

Таблица 8

Результаты расчёта K_n

№ эксперимента	Набор измерений	Нормальная схема	Отключение АЭС-2 – ПС-30	Отключение АЭС-2 – ПС-20	Отключение АЭС-2 – ПС-19
1	ТИ	0,718	0,784	0,82	0,966
2	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$	0,744	0,807	0,853	0,992
3	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	0,745	0,822	0,859	0,995

По результатам табл. 8 видно, что при учёте измерений модулей напряжений и токов, а также углов при них для всех схемно-режимных ситуаций K_n увеличивается, но при отключении связи АЭС-2 – ПС-19 $K_n > 0,92$, поэтому для данной схемно-режимной ситуации следует определить требуемый объём УВ (табл. 9).

При отключении связи АЭС-2 – ПС-19 и учёте только измерений модулей и углов напряжений объём УВ увеличился на 6 МВт по сравнению с аналогичным показателем при использовании ТИ, а при дополнительном учёте измерений модулей и углов токов – на 9 МВт по сравнению с аналогом

при использовании ТИ и на 3 МВт по сравнению с аналогом при использовании только измерений модулей и углов напряжений.

Таблица 9

Результаты расчёта объёма УВ

№ эксперимента	Набор измерений	K_n	Объём УВ, МВт
1	ТИ	0,966	672
2	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$	0,992	678
3	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	0,995	681

В табл. 10 определены K_n и требуемый объём УВ при наличии ошибки измерений углов $\Delta\delta = \pm 5,3^\circ$ в УСВИ АЭС-2.

Таблица 10

Результаты расчёта K_n и объёма УВ АЭС-2

№ эксперимента	Набор измерений	$\Delta\delta,^\circ$	K_n	Объём УВ, МВт
2	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$	-5,3	0,931	592
		0	0,992	678
		5,3	1,019	786
3	ТИ + СВИ $U\angle\delta^U$ и $I\angle\delta^I$	-5,3	1,932	584
		0	0,992	681
		5,3	1,095	796

Наличие ошибки в измерениях углов приводит к увеличению объёма УВ от 96 до 115 МВт.

Выводы. 1. Для проведения исследований с использованием измерений углов при напряжениях и токах существующий в программном модуле ОС ПТК ВУ ЦСПА математический метод Гаусса–Ньютона модифицирован в части вектора измерений, вектор-функции и диагональной матрицы весовых коэффициентов.

2. Использование не только модулей напряжений и токов, но и углов при них однозначно повышает точность расчёта объёмов УВ и, как следствие, повысит эффективность работы ЦСПА в части формирования УВ.

3. Использование измерений модулей и углов токов увеличивает время работы программного модуля ОС ПТК ВУ ЦСПА (табл. 3), что нежелательно для работы систем реального времени, поэтому целесообразно учитывать измерения модулей и углов токов только для тех КС, при отключении которых в аварийных схемно-режимных ситуациях коэффициент напряжённости $K_n \geq 0,92$ (табл. 4 и 8).

4. Выявлено, что расчёт объёма УВ чувствителен к наличию ошибки в измерениях углов при токах. Поэтому для надёжного использования измерений модулей и углов токов в качестве исходных данных для ОС и расчёта объёмов УВ необходимо либо не допускать сбоя синхронизации времени в УСВИ СМНР при эксплуатации, либо применять в ПТК ВУ ЦСПА процедуру коррекции фазового сдвига.

Литература

1. Андреев В.А., Гуцина Т.А., Кияткина С.Р., Семенов Н.К. Оценка эффективности алгоритма управления переходными режимами протяженных транзитов с использованием информации об относительных углах по данным системы мониторинга переходных режимов // Известия НИИ постоянного тока. 2010. № 1. С. 29–42.
2. Аржанников С.Г., Вторушин А.С., Захаркин О.В. и др. Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 1. С. 91–98.
3. Аржанников С.Г., Вторушин А.С., Захаркин О.В., Попова Е.Ю. Иерархическая система противоаварийного управления ОЭС Сибири // Энергетик. 2011. № 4. С. 5–8.
4. Аюев Б.И., Коцеев Л.А., Шульгинов Н.Г. Развитие принципов, алгоритмов и задач противоаварийного управления в ЕЭС России // Энергосистемы: управление, конкуренция, образование: сб. докладов междунар. науч.-практ. конф. Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2008. С. 16–20.
5. Бартоломей П.И., Тащилин В.А., Суворов А.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. 108 с.
6. 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.
7. Бацева Н.Л., Фоос Ю.А. Разработка программного обеспечения для оценивания состояния энергосистем с применением синхронизированных векторных измерений // Теория и практика проектного образования. 2020. № 1. С. 41–44.
8. Беляева Е.В., Николаев А.В., Прихно В.Л. Оптимальное размещение устройств синхронизированных векторных измерений для решения задачи оценивания состояния в ЦСПА и СМЗУ // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2018. № 2. С. 12–24.
9. Гайдамакин Ф.Н., Демидов С.И. Аппаратные и программные средства комплекса ЦСПА ОЭС Востока // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 1. С. 69–78.
10. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И. и др. Оценка состояния в электроэнергетике. М.: Наука, 1983. 302 с.
11. Глазунова А.М., Колосок И.Н. Решение задач диспетчерского управления интеллектуальными электроэнергетическими системами на базе методов оценивания состояния // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: сб. материалов Всерос. конф. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 337–344.
12. ГОСТ Р 55105-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. М.: Изд-во стандартов, 2019. 40 с.
13. ГОСТ Р. 60870-5-104-2004. Устройства и системы телемеханики. М.: Изд-во стандартов, 2004. 49 с.
14. Данилин А.В., Прихно В.Л., Жуков А.В., Демчук А.Т. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы по данным СМРП // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2009. № 1. С. 50–54.
15. Демидов С.И., Роева О.Д. История создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики в ОЭС Урала // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 1(68). С. 113–118.
16. Кацук А.В., Петров А.Э., Сакаев О.О., Субботин-Чукальский А.В. Особенности реализации протокола МЭК 60870-5-104 в микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. № 1. С. 189–191.
17. Хохлов М.В. К выбору критерия оптимального размещения РМУ для задачи оценивания состояния ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. материалов Междунар. науч. семинара им. Н. Ю. Руденко. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. С. 382–391.
18. Begovic M., Madani V., Novosel D. System integrity protection schemes (SIPS). iREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control-VII. Revitalizing Operational Reliability. IEEE, 2007, pp. 1–6.

19. Kolosok I. N., Korkina E. S., Mahnitko A. E. Detection of systematic errors in PMU measurements by the power system state estimation methods. Proc. of 56th Int. Sci. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). IEEE, 2015, pp. 1–4.
20. Korres G. N., Manousakis N. M. A state estimator including conventional and synchronized phasor measurements. *Computers & Electrical Engineering*, 2012, vol. 38, no. 2, pp. 294–305.
21. Phadke G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. New York, Springer, 2008.
22. C37.118.1-2011. IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems. IEEE Standard Association, 2011.

БАЦЕВА НАТАЛЬЯ ЛЕНМИРОВНА – кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники, Томский политехнический университет, Россия, Томск (batsevan@tpu.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>).

ФООС ЮЛИЯ АЛЕКСЕЕВНА – аспирантка, Томский политехнический университет, Россия, Томск (JuliaAleksееvna6797@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4592-2538>).

Natalia L. BATSEVA, Julia A. FOOS

INCREASING AN ACCURACY OF CONTROL ACTION VOLUME CALCULATION IN CENTRALIZED EMERGENCY CONTROL SYSTEM FOR STATE ESTIMATION OF POWER SYSTEMS

Key words: centralized emergency control system, state estimation, wide-area monitoring system, telemetry, synchronized phasor measurements, Gauss–Newton method development.

The paper presents the results of the study on the effectiveness and advisability of voltage's and current's angles usage, collected from a wide-area monitoring system, to increase an accuracy of control actions volume calculation in case of power system's state estimation. Centralized emergency control system architecture of a power pool system is shown to better understand the research core. We emphasize that the state estimation software module is the key module in a high level hardware and software package. Ways of telemetry and synchronized phasor measurements collection are outlined. For research practice, Gauss-Newton mathematical method is modified via measurement vector, vector-function, and scalar matrix of weight coefficients. Experiments are provided by IEEE 14-bus power system and 500–220 kV real backbone network. These power systems have several control areas, connected by interchanges. According to experiment results, we conclude that using not only voltage's and current's modules but also angles increases an accuracy of control actions volume calculation and effectiveness of a centralized emergency control system operation in the part of a control action formation. Therewith, the usage of current's modules and angles raises the execution time of the state estimation software module. It is undesirable for real time systems operation. Therefore, it is reasonable to take into account current's modules and angles only for those interchanges in emergency mode, when intensity factor, characterizing the limit of static stability, is more than 0.92. We also find out that control action volume calculation is sensitive to mistakes in current's angles measurements. Thus, for reliable usage of current's modules and angles as data for a state estimation and control action volume calculation, it is necessary to prevent timing errors of synchronized phasor measurement units and also develop a phase shift correction algorithm.

References

1. Andreyuk V.A., Gushchina T.A., Kiyatkina S.R., Semenov N.K. *Otsenka effektivnosti algoritma upravleniya perekhodnymi rezhimami protyazhennykh tranzitov s ispol'zovaniem informatsii ob otnositel'nykh uglakh po dannym sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov* [Evaluation of the efficiency of the control algorithm for transient modes of extended transits using information

on relative angles according to the data of the monitoring system for transient modes]. *Izvestiya NII postoyannogo toka*, 2010, no. 1, pp. 29–42.

2. Arzhannikov S.G., Vtorushin A.S., Zakharkin O.V. et al. *Algoritmicheskoe obespechenie PTK verkhnego urovnya TsSPA OES Sibiri i perspektivy ego razvitiya* [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]. *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2013, no. 1, pp. 91–98.

3. Arzhannikov S.G., Vtorushin A.S., Zakharkin O.V., Popova E.Yu. *Ierarkhicheskaya sistema protivovariinogo upravleniya OES Sibiri* [Hierarchical system of emergency management of the UPS of Siberia]. *Energetik*, 2011, no. 4, pp. 5–8.

4. Ayuev B.I., Koshcheev L.A., Shul'ginov N.G. *Razvitie printsipov, algoritmov i zadach protivovariinogo upravleniya v EES Rossii* [Development of principles, algorithms and tasks of emergency management in the UES of Russia]. *Energosistemy: upravlenie, konkurentsia, obrazovanie: sb. dokladov mezhdunar.nauch.-prakt. konf.* [Proc. of Int. Sci. Conf. «Energy Systems: Governance, Competition, Education»]. Ekaterinburg, 2008, pp. 16–20.

5. Bartolomei P.I., Tashchilin V.A., Suvorov A.A. *Informatsionnoe obespechenie zadach elektroenergetiki* [Information support of the tasks of the electric power industry]. Ekaterinburg, Ural University Publ., 2015, 108 p.

6. 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* [Evaluation of the error effect in synchronous vector measurement of angles at voltages on assessing the duty parameters of electric power systems]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2020, no. 3, pp. 24–45.

7. Batseva N.L., Foos Yu.A. *Razrabotka programmnogo obespecheniya dlya otsenivaniya sostoyaniya energosistem s primeneniem sinkhronizirovannykh vektornykh izmerenii* [Development of software for assessing the state of power systems using synchronized vector measurements]. *Teoriya i praktika proektnogo obrazovaniya*, 2020, no. 1, pp. 41–44.

8. Belyaeva E.V., Nikolaev A.V., Prikhno V.L. *Optimal'noe razmeshchenie ustroystv sinkhronizirovannykh vektornykh izmerenii dlya resheniya zadachi otsenivaniya sostoyaniya v TsSPA i SMZU* [Optimal placement of synchronized vector measurement devices for solving the problem of state estimation in CECS and SMZU]. *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2018, no. 2, pp. 12–24.

9. Gaidamakin F. N., Demidov S. I. *Apparatnye i programmnye sredstva kompleksa TsSPA OES Vostoka* [Hardware and software of the CECS OES East complex]. *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2013, no. 1, pp. 69–78.

10. Gamm A. Z., Gerasimov L.N., Golub I.I. et al. *Otsenivanie sostoyaniya v elektroenergetike* [State estimation in the electric power industry]. Moscow, Nauka Publ., 1983, 302 p.

11. Glazunova A.M., Kolosok I.N. *Reshenie zadach dispetcherskogo upravleniya intellektual'nymi elektroenergeticheskimi sistemami na baze metodov otsenivaniya sostoyaniya* [Solving dispatch control problems for intelligent electric power systems based on state estimation methods]. *Energetika Rossii v XXI veke. Innovatsionnoe razvitie i upravlenie: sb. materialov Vseros. konf.* [Proc. of Rus. Sci. Conf. «Energy of Russia in the XXI century. Innovative development and management»]. Irkutsk, 2015, pp. 337–344.

12. GOST R 55105-2019. *Edinaya energeticheskaya sistema i izolirovanno rabotayushchie ener-gosistemy. Operativno-dispetcherskoe upravlenie. Avtomaticheskoe protivovariinoe upravlenie rezhimami energosistem. Protivovariinaya avtomatika energosistem. Normy i trebovaniya standartov* [Unified power system and isolated power systems. Operational dispatch control. Automatic emergency control of power systems modes. Emergency automation of power systems. Norms and requirements]. Moscow, 2019, 40 p.

13. GOST R. 60870-5-104-2004. *Ustroystva i sistemy telemekhaniki* [Telemechanic devices and systems]. Moscow, 2004, 49 p.

14. Danilin A.V., Prikhno V.L., Zhukov A.V., Demchuk A.T. *Sistema monitoringa zapasov ustoychivosti energosistemy po dannym SMPR* [The system for monitoring the stability reserves of the power system according to the SMPR data]. *Operativnoe upravlenie v elektroenergetike: podgotovka personala i podderzhanie ego kvalifikatsii*, 2009, no. 1, pp. 50–54.

15. Demidov S.I., Roeva O.D. *Istoriya sozdaniya i razvitiya tsentralizovannoi sistemy protivovariinnoi avtomatiki v OES Urala* [The history of the creation and development of the centralized

emergency control system in the UES of the Urals]. *Izvestiya NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2013, no. 1(68), pp. 113–118.

16. Katsuk A.V., Petrov A.E., Sakaev O.O., Subbotin-Chukal'skii A.V. *Osobennosti realizatsii protokola MEK 60870-5-104 v mikroprotssornykh ustroystvakh protivavariinoi avtomatiki* [Features of the implementation of the IEC 60870-5-104 protocol in microprocessor-based anti-emergency automation devices]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka*, 2009, no. 1, pp. 189–191.

17. Khokhlov M.V. *K vyboru kriteriya optimal'nogo razmeshcheniya PMU dlya zadachi otsenivaniya sostoyaniya EES* [To the choice of the criterion for the optimal placement of PMU for the problem of assessing the state of the EPS]. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki: sb. materialov Mezhdunarodnogo nauchnogo seminara im. N. Yu. Rudenko* [Proc. of Int. Sci. seminar «Methodological issues in the study of the reliability of large energy systems»]. Irkutsk, ISEM SO RAN Publ., 2018, pp. 382–391.

18. Begovic M., Madani V., Novosel D. *System integrity protection schemes (SIPS)*. iREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control-VII. *Revitalizing Operational Reliability*. IEEE, 2007, pp. 1–6.

19. Kolosok I. N., Korkina E. S., Mahnitko A. E. *Detection of systematic errors in PMU measurements by the power system state estimation methods*. Proc. of 56th Int. Sci. Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). IEEE, 2015, pp. 1–4.

20. Korres G. N., Manousakis N. M. A state estimator including conventional and synchronized phasor measurements. *Computers & Electrical Engineering*, 2012, vol. 38, no. 2, pp. 294–305.

21. Phadke G., Thorp J.S. *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. New York, Springer, 2008.

22. C37.118.1-2011. *IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems*. IEEE Standard Association, 2011.

NATALIA L. BATSEVA – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of Power Engineering Department, Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk (batsevan@tpu.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>).

JULIA A. FOOS – Post-Graduate Student, Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk (JuliaAlekseevna6797@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4592-2538>).

Формат цитирования: Бацева Н.Л., Фоос Ю.А. Повышение точности расчёта объёмов управляющих воздействий в централизованной системе противоаварийной автоматики при оценивании состояния энергосистем // Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 3. – С. 5–20. DOI: 10.47026/1810-1909-2021-3-5-20.