



PS5 – S2-07



Мониторинг режимов электроэнергетических систем методами распределенного и динамического оценивания состояния

А.М. ГЛАЗУНОВА, И.Н. КОЛОСОК, Е.С. КОРКИНА
Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН
Россия
korkina@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Оценивание состояния электроэнергетических систем, SCADA, PMU, WAMS, декомпозиции структурная и функциональная, фильтр Калмана.

1 ВВЕДЕНИЕ

Важным шагом в разработке новой технологии управления режимами ЕЭС России на рыночной основе, но без ущерба для обеспечения системной надежности и живучести энергообъединения являются системы мониторинга и краткосрочного прогнозирования параметров режима ЭЭС и их объединений [1]. В такую систему мониторинга и прогнозирования нормальных, до- и после-аварийных режимов должна быть включена реализация следующих задач:

- Распределенное оценивание состояния (статическое),
- Прогнозирование параметров *ожидаемого текущего* состояния (динамическое оценивание состояния).

Система мониторинга состояния ЭЭС включает средства измерения необходимых параметров и средства для их обработки, а также средства хранения и отображения. До недавнего времени измерениями, используемыми при оценивании состояния (ОС) ЭЭС, были только измерения SCADA. SCADA-системы рассчитаны на прием и обработку телеинформации со скважностью один раз в секунду, а сами системы телемеханики допускают задержку в доставке информации до нескольких десятков секунд. Для повышения достоверности телеинформации используются методы *оценивания состояния* (ОС), позволяющие отфильтровать погрешности в измерениях и рассчитать недостающую текущую информацию. Недостатками SCADA-системы с точки зрения энергетических проблем являются недостаточный объем и низкая точность измерений.

При оценивании состояния современных энергосистем большой размерности, содержащих тысячи узлов и связей разных уровней напряжения, возникают проблемы, которые касаются неоднородности изученных систем, большого объема, неоднородности, неполноты и невысокой точности информации, поступающей от систем сбора и передачи данных. Ошибочные измерения, несоответствие текущей расчетной схемы реальной топологии ЭЭС, так же как и потеря наблюдаемости из-за ошибок системы сбора и передачи данных могут исказить результаты ОС. Это приводит к плохой обусловленности решаемой задачи, ухудшению сходимости вычислительного процесса вплоть до расходимости, и, как результат, к неправильным решениям при управлении полученной расчетной моделью [2].

Кроме того, SCADA-системы не обеспечивают абсолютной синхронизации данных, потому что измерения сканируются последовательно. Неодновременность получения измерений особенно заметна при расчете параллельно работающих подсистем, имеющих свои

средства сбора и передачи телеинформации. Рассчитанный по таким данным режим «отстает» от текущего режима ЭЭС. Анализ и формирование управляющих воздействия по отстающим данным, является причиной замедленной реакции систем управления на поведение ЭЭС, что приводит к завышенным требованиям к запасам по статической и динамической устойчивости, а также снижает общую эффективность автоматизированных и автоматических систем управления.

Существенно более высокий уровень наблюдаемости и управления ЭЭС может быть достигнут благодаря WAMS-технологиям на основе измерительных устройств PMU[3]. Это позволяет более точно управлять режимом энергосистемы и улучшить результаты ОС[4].

Полученные от WAMS синхронизированные данные PMU (измерения тока и напряжения и их производные), распределенная обработка данных на базе современных сетевых технологий и методов декомпозиции задачи ОС позволяют существенно повысить эффективность вычислительной процедуры оценивания состояния ЭЭС с многоуровневой иерархической структурой.

Помимо совершенствования алгоритмов ОС ЭЭС важная роль при создании системы мониторинга текущего состояния ЭЭС отводится задаче динамического оценивания состояния [5] и автоматического краткосрочного прогнозирования параметров режима [6] для целей оперативного и противоаварийного управления ЭЭС. Из-за отсутствия средств краткосрочного прогнозирования весь анализ и выработка управляющих воздействий производятся на основании устаревших данных с запаздыванием от нескольких десятков миллисекунд до нескольких десятков секунд, а с учетом времени реакции и принятия решения диспетчером - с запаздыванием в минуты, в то время как задачи мониторинга и управления требуют некоторого упреждения оценивания режима системы (“управлять – значит, предвидеть”).

В статье рассматриваются вопросы распределенного оценивания состояния ЭЭС, использующего PMU-измерения, а также подходы к решению задачи краткосрочного прогнозирования на базе методов динамического оценивания состояния для дальнейшего внедрения этих подходов в практику управления ЭЭС.

2 РАСПРЕДЕЛЕННОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

Распределенная обработка информации ЭЭС большой размерности на основе декомпозиции – эффективный метод решения проблем оперативного и противоаварийного управления и прогноза текущего режима. Этот подход предлагается в статьях российских ученых [7], [8] и ученых других стран [9-11] и т.д.

Основные алгоритмы декомпозиции ОС ЭЭС основаны на делении расчетной схемы на подсистемы с граничными узлами или ветвями [2]. Декомпозиция расчетной схемы с граничными ветвями используется чаще.

В ходе наших исследований были получены следующие результаты:

Разработан иерархический алгоритм для ОС ЭЭС. Он применяет структурную декомпозицию задачи ОС, то есть разделение системы на подсистемы, и функциональную декомпозицию, которая проводится в соответствии с задачами, решаемыми при ОС: обнаружение плохих данных, ОС на основе квадратичных и неквадратичных критериев. Функциональная декомпозиция задачи ОС позволяет скоординировать взаимодействие среди подзадач, решаемых на различных уровнях; организовать гибкий выбор метода ОС для каждой подсистемы; применить методы искусственного интеллекта и численные методы решения, ускорить обработку измерений и, следовательно, уменьшить время ОС всей системы.

Распределенное ОС включает следующие главные процедуры:

- 1) декомпозицию всей расчетной схемы на подсистемы (локальные области),
- 2) ОС для каждой локальной области, используя доступные измерения локальной области,
- 3) решение координатной задачи, состоящей в вычислении граничных переменных и проверки граничных условий. Если условия не выполнены, подсистемы повторно вычисляются с новыми значениями граничных переменных,
- 4) агрегирование результатов расчетов локальных подсистем и передача объединенных данных в Управляющий Центр.

3 ПРИМЕНЕНИЕ PMU ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ОС ЭЭС

Для декомпозиции ОС необходимо обеспечивать точные значения величин напряжения и фаз в граничных узлах подсистем для безытерационного решения координационной задачи. Простое, но не оптимальное решение - размещение PMU во всех граничных узлах. На основе измерений, которые будут получены от установленного PMU, с помощью уравнений электрической цепи могут быть вычислены модуль и фаза напряжения в соседнем узле (так называемое "расчетное" PMU). Мы используем это "расчетное" PMU, потому что точность его параметров фактически равняется точности измерений физического PMU [2]. При оптимальной комбинации физического и "расчетного" PMU во всех граничных узлах подсистем можно определить величины напряжения и фазы, требуемые для координации решений, полученных для локальных подсистем.

Установка PMU в граничных узлах позволяет регистрировать граничные переменные U и δ на значениях, измеренных с высокой точностью.

При декомпозиции расчетной схемы на подсистемы с граничными ветвями физическое PMU устанавливается в одном из узлов граничной ветви, тогда "расчетное" PMU может быть помещено на другом конце ветви. В этом случае:

- комбинация измерений физического и "расчетного" PMU обеспечивает выполнение граничных условий в граничных ветвях,
- граничные условия - соотношения для перетоков мощности из i -th подсистемы в j -th подсистему - также будут выполнены, поскольку PMU, установленное в узле, позволяет получать или вычислять измерения (псевдоизмерения) перетоков мощности всех ветвей, отходящих от узла.

В этом случае ОС отдельных подсистем может быть вычислено независимо друг от друга, выполнение итерационных вычислений на подсистемах не требуется.

Для координации углов фазы напряжений, полученных от локального ОС, для каждой подсистемы достаточно только одного PMU-измерения фазового угла. Такой узел назначается базисным для подсистемы. PMU-измерения координируют результаты ОС локальных подсистем. Предположим, в одной произвольно выбранной подсистеме традиционно назначается базисный узел с нулевым углом. На самом деле, нулевое значение угла базисного узла не соответствует измеренным углам PMU других узлов. Поэтому необходимо установить PMU в базисном узле или назначить узел с PMU как базисный.



Рис. 1: Декомпозиция системы с граничными ветвями

- а) физическое PMU в узле 7, "расчетные" PMU в узлах 3, 4 (подсистема 1) и в узле 6 (подсистема 2)
- б) физическое PMU в узле 7, "расчетные" PMU – в узлах 3, 4 (подсистема 1); физическое PMU – в узле 5, "расчетное" PMU – в узле 6 (подсистема 2)

При декомпозиции схемы на подсистемы с граничными ветвями можно выбрать узел одного конца граничной ветви, в которой установлен PMU, как базисный узел. Несмотря на то, что "расчетное" PMU с точным комплексом напряжения может быть получено в соседнем узле граничной ветви, нежелательно использовать этот самый узел как базисный узел второй подсистемы. Дело в том, что в случае грубой ошибки в измерении фазы напряжения значение угла фазы сразу искажается в базисных узлах двух подсистем (Рис. 1,а). В [12] авторы советуют избегать установки PMU в узлах, принадлежащих когерентным группам, поскольку все они сообщают коррелированную информацию в аварийных условиях. Более правильный подход - установка физического PMU в базисном узле каждой подсистемы (Рис. 1,б).

Пример применения алгоритма распределенного ОС. Чтобы проверить эффективность предложенного алгоритма размещения РМУ для декомпозиции ОС, были сделаны вычисления для реальной схемы, состоящей из 146 узлов (Рис. 2).

Вся схема состоит из пяти подсистем, которые содержат 20, 28, 41, 28 и 29 узлов, включая 4, 6, 9, 8 и 8 граничных узлов соответственно. В этих граничных узлах было смоделировано размещение РМУ.

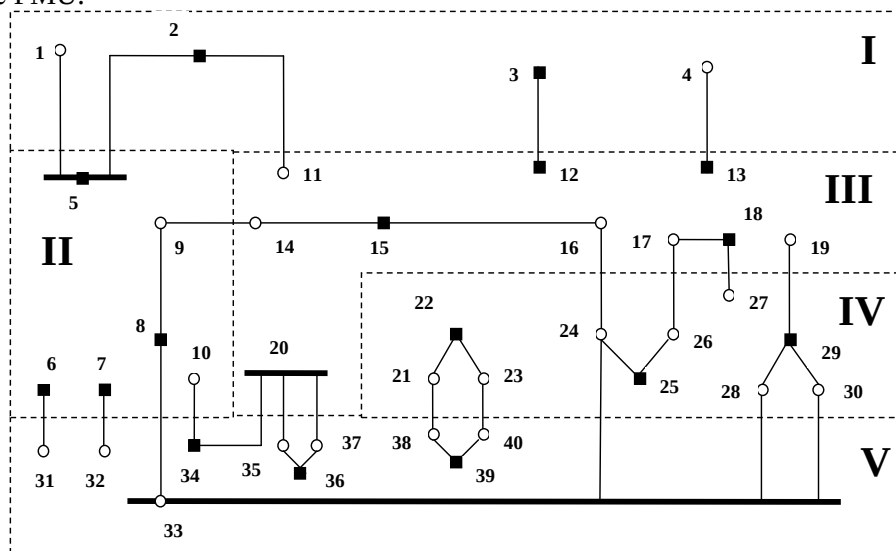


Рис. 2: Размещение РМУ placement при декомпозиции ОС с граничными ветвями (черные квадраты - физические РМУ, кружки - "расчетные" РМУ)

Эффективность алгоритма распределенного ОС оценивается сравнением результатов вычислений, сделанных для подсистем и результатов вычислений, сделанных для всей схемы в целом.

Рассмотрены следующие критерии:

1. Сравнение в граничных узлах оценок вектора состояния (U, δ), полученных при расчете подсистемы II и всей системы в целом

Узел с РМУ	Полная схема		Подсистема II	
	U, kV	δ , градусы	U, kV	δ , градусы
5	357.011	-1.993	357.0	-1.993
6	353.445	-0.389	353.4	-0.389
7	352.527	-3.745	352.5	-3.745
8	357.159	-2.447	357.2	-2.447
34	351.412	-8.572	351.4	-8.572

Табл. 1: Вычисление оценок в граничных узлах с РМУ

Узел на другом конце линии	Полная схема		Подсистема II	
	U, kV	δ , градусы	U, kV	δ , градусы
1	358.531	-1.923	358.448	-1.931
2	359.634	-2.264	359.563	-2.253
10	351.248	-7.521	351.135	-7.525
31	352.821	-3.603	352.708	-3.593
32	352.485	-5.195	352.466	-5.188
33	357.064	-2.121	357.086	-2.127

Табл. 2: Вычисление оценок в граничных узлах на другом конце граничной ветви

Судя по минимальному расхождению в результатах – режим выдерживается точно.

2. Сравнение оценок перетоков мощности на концах соответствующих ветвей, смежных с граничными узлами

Ветвь	Полная схема				Подсистема II			
	P_{ij}	Q_{ij}	$\hat{P}_{ij}$	$\hat{Q}_{ji}$	P_{ij}	Q_{ij}	$\hat{P}_{ij}$	$\hat{Q}_{ji}$
5-2	11	-53	12	-53	11	-53	11	-52
5-1	-11	-40	-11	-41	-11	-40	-10	-40
6-31	169	-45	166	-44	168	-45	168	-45
7-32	155	-35	156	-36	155	-35	155	-35
8-33	-44	-3	-42	-3	-44	-3	-43	-3
34-10	-57	-13	-56	-12	-57	-13	-57	-12

Табл. 3: Вычисление оценок в граничных ветвях (P-MW,Q-MVAR)

3. Среднее из взвешенного квадратного корня отклонения оценок от измерений для

модулей напряжений U_i
$$\Delta_U = \frac{\sum_{i=1}^{n_U} (\hat{U}_i - \bar{U}_i)^2 / \sigma_i^2}{n_U};$$

перетоков активной мощности P_{ij}
$$\Delta_P = \frac{\sum_{i=1}^{n_P} (\hat{P}_i - \bar{P}_i)^2 / \sigma_i^2}{n_P};$$

перетоков реактивной мощности Q_{ij}
$$\Delta_Q = \frac{\sum_{i=1}^{n_Q} (\hat{Q}_i - \bar{Q}_i)^2 / \sigma_i^2}{n_Q}.$$

Целевая функция	Полная схема		Подсистема II	
	Схема без PMU	Схема с PMU	Схема без PMU	Схема с PMU
φ_Σ	559.7	4.11	38.3	2.94
φ_P	167.7	2.14	15.1	0.467
φ_Q	279.5	1.56	17.0	0.38
φ_U	111.8	0.416	6.11	2.09

Табл. 4: Значение целевой функции для полной схемы и подсистемы II

4. Полное время вычисления для всей схемы и для подсистемы II

№ модуля	Полная схема		Подсистема II	
	Схема без PMU	Схема с PMU	Схема без PMU	Схема с PMU
1	0.30	0.30	0.11	0.07
2	0.12	0.11	0.11	0.05
3	0.41	0.33	0.33	0.16
4	0.16	0.19	0.06	0.3
Total time	0.99	0.93	0.61	0.58

Табл. 5: Полное время вычисления для всей схемы и для самой обеспеченной телеизмерениями подсистемы II (работа комплекса “Оценка”).

При использовании измерений PMU полное совпадение результатов вычислений было получено сразу же на первой итерации.

4 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЭС

Прогнозирование всех компонент вектора состояния (модулей и фаз напряжений) на один или несколько срезов вперед позволяет вычислить значения всех переменных режима на такое же количество срезов вперед. Прогнозирование компонент вектора состояния рассматривается как динамическое ОС при отсутствии поступлений новых измерений. Метод прогнозирования всех компонент вектора состояния был протестирован на схеме (Рис. 2).

Создание базы данных.

Для решения поставленной проблемы мы моделируем базу данных срезов измерений. Каждый срез создается следующим образом: при определенном значении нагрузки рассчитывается установившийся режим. Затем на измеряемые параметры режима накладываются ошибки, сгенерированные датчиком случайных чисел. Значения измерений вычисляются в соответствии с выражением:

$$y_{\text{изм}} = y_{\text{ур}} + x_{\text{случ}} \sqrt{\sigma^2},$$

где σ^2 – дисперсия ошибок измерений, $x_{\text{случ}} \rightarrow N(0,1)$, $y_{\text{ур}}$ – параметр установившегося режима. Вычисленные значения измерений называются срезом и являются исходной информацией при решении задачи динамического оценивания состояния.

На рис. 3 представлены результаты прогнозирования значений измерений модуля и фазы напряжения. Дисперсии $\sigma_U^2 = 1.7$, $\sigma_\delta^2 = 0.1$, $\sigma_P^2 = 25$, $\sigma_{Pij}^2 = 25$, $\sigma_Q^2 = 100$, $\sigma_{Qij}^2 = 100$.

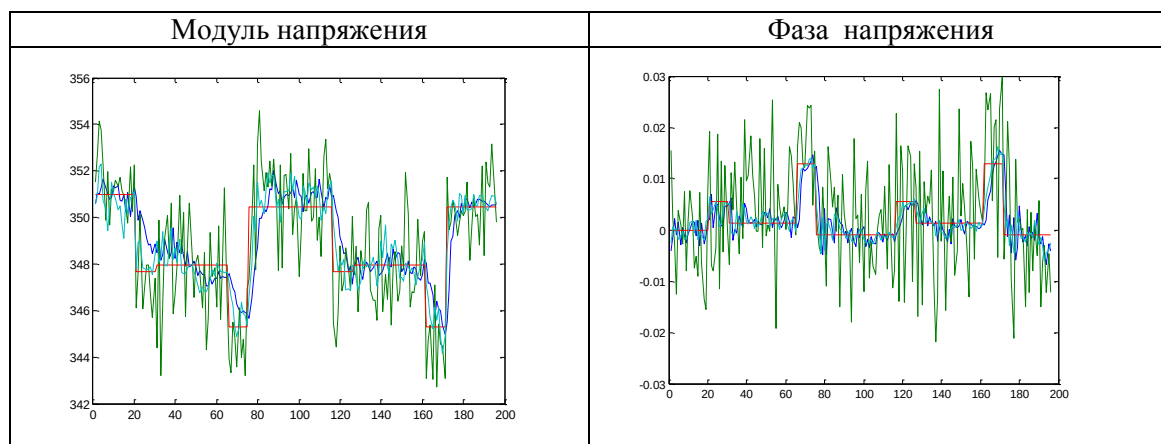


Рис. 3: Прогнозирование компонент вектора состояния

В табл. 6 (столбец 2) показана средняя ошибка прогнозирования в одном из узлов за 200 срезов в соответствии с:

$$err = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (|\tilde{x}| - |\hat{x}|),$$

где $\bar{x}$ – измерение компонент вектора состояния, $\hat{x}$ – его оценка, $\tilde{x}$ – его прогноз, k – количество срезов. Табл. 6 (столбец 3) показывает среднюю ошибку прогноза в %.

Компонента вектора состояния	Средняя ошибка прогноза	
	(кВ, градусы)	%
U	0.83	0.24
δ	0.004	0.26

Табл. 6: Средняя ошибка прогноза компонент вектора состояния

Анализ рис. 3 и табл. 6 показывает, что при данных условиях прогнозирование выполняется с высокой точностью и что при использовании оценок качество прогноза выше.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В настоящее время необходимо развитие системы широкомасштабного мониторинга и прогнозирования текущего режима и управления ЭЭС. В качестве базовых задач такой системы необходимы распределенное статическое и динамическое оценивание состояния ЭЭС.
2. Использование синхронизированных очень точных векторных измерений, обеспечиваемых PMU, позволяет решить определенные проблемы, возникающие при декомпозиции задачи ОС:
 - 1) Размещение PMU в граничных узлах значительно упрощает координирование решений локальных подсистем и не требует повторяющихся вычислений для подсистем;
 - 2) назначение узлов с PMU в качестве базисных узлов подсистем обеспечивает координацию углов фазы напряжения в вычислениях подсистем;
 - 3) измерения от PMU, размещенных в граничных узлах повышают существенно эффективность обнаружения плохих данных в граничных областях, и улучшают точность полученных оценок.
3. Динамическое оценивание состояния, для которого применяется фильтр Калмана, может быть использовано для прогнозирования всех переменных режима ЭЭС на короткий срок времени. Постоянная корректировка фильтра повышает качество прогноза.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Б.И. Аюев, Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России: автореферат докт. дисс., Н-ск, 2008.
- [2] Kolosok, I.N., Korkina, E.S. and Paltzev, A.S. Decomposition of the state estimation problem at calculation for the schemes of large dimensionality //Proceedings of International Conference "Liberalization and Modernization of Power Systems: Coordinated Monitoring and Control towards Smart Grids", Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia, 2009, pp. 28-35.
- [3] A.G. Phadke. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476-479.
- [4] A.Z. Gamm, Yu.A. Grishin, A.M. Glazunova, I.N. Kolosok, E.S. Korkina. New EPS state estimation algorithms based on the technique of test equations and PMU measurements // Proc. of the International Conference «PowerTech'2007», Lausanne, 2007. CDROM, № 256.
- [5] А.З. Гамм. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем М.: Наука. – 1976. – 220с
- [6] N.I. Voropai, A.M. Glazunova, V.G. Kurbatsky, D.N. Sidorov, V. A. Spiryaev, N.V. Tomin, "Operating Conditions Forecasting for Monitoring and Control of Electric Power Systems", in Proc. the IEEE ISGT Europe 2010 Conference, Gothenburg, Sweden, 2010, Paper #2046110.
- [7] Аюев Б.И., Демчук А.Т., Прихно В.Л. Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений //Энергетик–2004, №5, С.9-12
- [8] A.Z. Gamm, I.N. Kolosok, A.S. Paltsev, "Methods for decomposition of EPS state estimation problem when solving it on the basis of multiagent technologies", in Scientific Proceedings of Riga Technical University "Power and Electrical Engineering", Riga, 2007, pp.205-214.
- [9] K.A. Clements, O.J. Denison, R.J. Ringle, "A multy-area approach to state estimation in power system networks," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Meeting, San Francisco, CA, 1972, Paper C72 465-3.
- [10] A.A. El-Kleib, J. Nieplocha, H. Singh and D. J. Maratukulam, "A decomposed state estimation technique suitable for parallel processor implementation", IEEE Transactions on Power Systems, vol.7, no.3, pp.1088-1097, Aug.1992.
- [11] S. Iwamoto, M. Kusano, V.H. Quantana, "Hierarchical state estimation using a fast rectangular-coordinate method", IEEE Transactions on Power Systems, vol.4, no.3, pp.870-879, Aug.1989.
- [12] I. Kamwa, R. Grondin. PMU Configuration for System Dynamic Performance Measurement in Large Multiarea Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems. May 2002. – Vol.17 – № 2 – P.385-394.