

Оценивание состояния воздушной линии переменного тока методом релinearизации

БАЛАМЕТОВ А.Б., ХАЛИЛОВ Э.Д., САЛИМОВА А.К.

АзНИПИИЭ, Баку, Азербайджан

ИСАЕВА Т.М.

АГУНП, Баку, Азербайджан

Известно, что центры диспетчерского управления получают информацию о режиме электроэнергетической системы от системы автоматического сбора данных и оперативного контроля SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) и устройств синхронизированных векторных измерений PMU (Phasor Measurement Units) в виде телеизмерений и телесигналов. При этом телеизмерения содержат информацию о параметрах режима энергосистемы, а телесигналы – информацию о состоянии коммутационного оборудования. Задача оценивания состояния объекта управления традиционно решается итерационными методами, так как система уравнений состояния является нелинейной. Применение метода релinearизации Кипниса – Шамира позволяет путем замены квадратичных переменных состояния свести нелинейную систему алгебраических уравнений к линейной, решаемой параметрически. Вторым преобразованием переменных система алгебраических уравнений преобразуется во вторую систему линейных уравнений, после чего находится решение этой и квадратичной системы линейных уравнений, а следовательно, и исходной системы нелинейных уравнений. Применение безытерационного подхода рассмотрено на примере оценивания состояния воздушной линии электропередачи 500 кВ.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, оценивание состояния, векторные измерения, матрица, PMU, полиномиальные уравнения, система линейных уравнений, релinearизация

Надежность функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС) зависит от успешного решения задач по планированию и ведению требуемого режима работы, к которым можно отнести и расчеты электрических режимов. Эти задачи решаются с использованием математического моделирования ЭЭС. Модель текущего режима ЭЭС как объекта управления создается на основе информации, поступающей в центр диспетчерского управления от системы SCADA. В реальных условиях для контроля состояния ЭЭС информации от SCADA недостаточно из-за погрешности телеизмерений, поэтому для уточнения данных и расчета неизменяемых параметров используются методы оценивания состояния (ОС), математическую основу которых составляет метод наименьших квадратов. После оценивания состояния выполняется расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС для ее мониторинга, анализа и оперативного управления.

В современных условиях управление ЭЭС требует ОС больших и сложных энергосистем в реальном времени. Комплексы SCADA принимают и об-

рабатывают телеинформацию с интервалом в 1 с без синхронизации измерений по астрономическому времени. С созданием навигационных систем спутниковой связи GPS (Global Position System) появилось новое оборудование для синхронных векторных измерений PMU (рис.1), позволяющее измерять модуль напряжения, мощность и фазовый угол с точностью 0,1%, 0,2% и 0,018 град. соответственно. Быстродействие PMU много выше, чем традиционных средств измерения, и их применение позволяют повысить надежность и устойчивость оценки состояния. Измерения системы SCADA не содержат фазовый угол. В отличие от SCADA измерениями PMU являются $Y = [U_i, I_{ij}, \delta_i, \varphi_{ij}]$.

Измерительные системы мониторинга, управления и защиты энергосистемы WAMS (Wide Area Measurement System), состоящие из устройств PMU, позволяют получить более реальное состояние энергосистемы [1].

Вектор SCADA-измерений, используемых при традиционной постановке ОС ЭЭС, имеет вид: $y = \{P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij}\}$. Вектор измерений PMU в этом случае имеет вид: $y = \{\delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}\}$

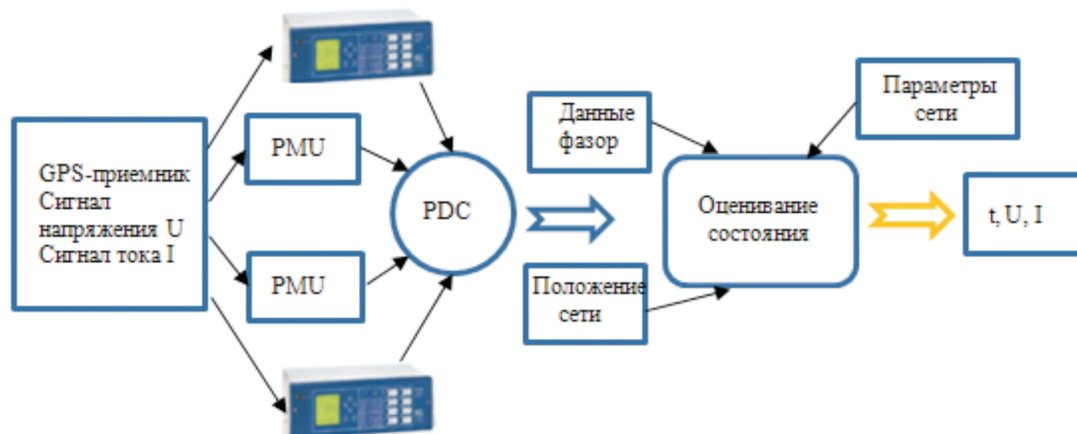


Рис. 1. Измерение и идентификация режима ВЛ

Fig. 1. Measurement and identification of the overhead line mode

Традиционная оценка состояния. Задача ОС состоит в получении такого установившегося режима, который был бы наиболее близок к имеющимся измерениям. При классической постановке задачи ОС минимизируется критерий:

$$J(x) = (\bar{y} - z)^T \mathbf{R}_y^{-1} (\bar{y} - z) \rightarrow \min,$$

где $x = (\delta, U)$ – вектор состояния, состоящий из модулей U и фазовых углов δ напряжений всех узлов схемы ЭЭС, кроме фазы базисного узла; \bar{y} – измеренные параметры режима; $z = y(\hat{x})$ – нелинейная функция, выражающая измеренные параметры режима через модули и углы напряжений; \mathbf{R}_y – диагональная матрица, элементы которой являются дисперсиями измерений [2–4].

Уравнения состояния являются нелинейными, поэтому задача ОС решается итеративным способом, например, методом взвешенных наименьших квадратов. На каждой итерации вычисляются поправки Δx_i и следующее приближение без $z_{i+1} = x_i - \Delta x_i$;

$$\Delta x_i = [\mathbf{H}_y^T \mathbf{R}_y^{-1} \mathbf{H}_i]^{-1} \mathbf{H}_y^T \mathbf{R}_y^{-1} [\bar{y} - y(x_i)],$$

где \mathbf{H} – матрица Якоби измерений.

Через вектор состояния вычисляются все неизмеренные параметры режима.

В качестве исходных приближений компонентов вектора состояния могут использоваться измерения, псевдоизмерения, номинальные значения модулей напряжений и нулевые значения фаз напряжений.

Для решения задачи ОС разработан и реализован в виде программы метод контрольных уравнений (КУ) [4]. КУ представляют собой уравнения состояния (установившегося режима). В эти уравнения входят только измеренные и вычисленные через измеренные переменные режима.

При совместном использовании PMU и $SCADA$ измерений в решении задачи ОС сохраняются все недостатки, присущие традиционному оцениванию состояния:

- проблемы с верификацией из-за существенного различия в точности PMU и $SCADA$ измерений;
- плохая обусловленность матрицы Якоби и за счет этого замедление сходимости итеративного процесса.

Использование векторных измерений при решении задачи ОС ЭЭС. Традиционные измерительные преобразователи позволяют определять действующие значения напряжения U и тока I , а также измерять и рассчитывать дополнительные параметры (f , P , Q , S , $\cos\varphi$ и др.). При этом точность синхронизации достигает 1–50 мс, а период измерений не нормирован (обычно 0,2–1 с) [5–6].

Установка PMU в узле ЭЭС позволяет использовать новые измерения высокой точности. При этом избыточность измерений повышается, что позволяет выявлять грубые ошибки в телеизмерениях, тем самым улучшая качество оценивания состояния. Основные виды измерений, получаемые от PMU : модули и фазы узловых напряжений (U_i , δ_i) и токов (I_{ij} , φ_{ij}) в отходящих линиях электропередачи. Используя PMU , можно измерить взаимные углы напряжений в узлах сети вместо их расчета. Повышается достоверность данных и улучшается сходимость. Обеспечение избыточности данных при оптимальном размещении векторных измерительных преобразователей PMU в 4–5 раз ниже.

При достаточном количестве измерений можно перейти к оценке состояния электрического режима на базе оперативной идентификации параметров расчетной схемы замещения сети.

С широким применением векторных измерителей появилась возможность выделения потерь мощности за счет активного сопротивления прово-

дов и активной проводимости на землю, т.е. утечек по изоляторам и потерь на корону, а также идентификации параметров схем замещения сетевых элементов на основе синхронизированных измерений токов и напряжений со всех сторон элемента. Следует отметить, что при этом отсутствует необходимость в проведении специальных опытов холостого хода и короткого замыкания, а для симметричных схем замещения параметры могут быть идентифицированы по результатам одного измерения.

По векторам узловых напряжений и токам отходящих линий по формулам (1) и (2) можно вычислить модули и фазы узловых напряжений в соседних узлах:

$$U_j^{pac} = \sqrt{U_i^2 - 2\sqrt{3}U_i I_{ij} (r_{ij} \cos(\delta_i - \varphi_{ij}) - \rightarrow -x_{ij}(\delta_i - \varphi_{ij})) + 3I_{ij}^2 (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)}; \quad (1)$$

$$\delta_j^{pac} = \delta_i - ,$$

$$-\arctg \left[\frac{U_i \sin \delta_i - \sqrt{3}I_{ij} (r_{ij} \sin \varphi_{ij} + r_{ij} \cos \varphi_{ij})}{U_i \cos \delta_i - \sqrt{3}I_{ij} (r_{ij} \cos \varphi_{ij} + r_{ij} \sin \varphi_{ij})} \right], \quad (2)$$

где r_{ij} , x_{ij} – активное и реактивное сопротивления линии $i-j$.

Вычисляемые величины (модули и фазы узловых напряжений в соседних узлах) называют расчетными. Кроме того, по измерениям *PMU* можно вычислить псевдоизмерения перетоков мощности. Например, псевдоизмерения (ПИ) перетоков активной и реактивной мощности в начале линии могут быть определены как:

$$P_{ij}^{пи} = \sqrt{3}I_{ijPMU} I_{iPMU} \cos \delta_{ijPMU};$$

$$Q_{ij}^{пи} = \sqrt{3}I_{ijPMU} I_{iPMU} \sin \delta_{ijPMU},$$

где I_{ijPMU} – ток ветви ij ; U_{iPMU} – напряжение узла i ; $\delta_{ijPMU} = \delta_i - \delta_j$ – угол между векторами напряжений узлов ij .

Исходной информацией для решения задачи ОС являются измерения *SCADA* и *PMU*, расчетные *PMU* и ПИ перетоков мощности. Точность измерений расчетных *PMU* практически равна точности измерений физического *PMU*. Точность ПИ перетоков существенно выше точности телеизмерений в *SCADA*, что объясняется высокой точностью измерений *PMU*. Метод контрольных уравнений, использующий измерения *PMU*, позволяет также проверить качество *SCADA*-измерений. Например, каждое *PMU*, установленное в отдельно взятом узле, может обеспечить измерение модуля и фазы напряжения в этом узле, а также модуля и фазы то-

ков в отходящих линиях. Независимые измерения векторов напряжения в одном узле можно использовать для верификации этих измерений [6].

Итерационные методы хорошо работали для оценивания состояния, однако эти методы требуют первоначального приближения и могут столкнуться с проблемами сходимости, если первоначальное приближение слишком далеко от фактического состояния системы. Большая размерность схем, сложность и необходимость высокого быстродействия требуют разработки и применения специальных алгоритмов и вычислительных процедур ОС. Традиционные методы оценивания состояния не удовлетворяют требованиям по скорости. *PMU*-измерения выполняются с высокой частотой дискретизации, поэтому представляется возможность оценивания состояния отдельных объектов ЭЭС (электрических станций, подстанций, районов электрической сети) в «темпе процесса» с высокой точностью.

Линейное оценивание состояния ЭЭС по *PMU*-измерениям выполняется за одну итерацию [6]. При этом вектор состояния x и вектор измерений \bar{y} определяются выражениями:

$$x = \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix}; \quad \bar{y} = \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \\ \bar{I}_{ij} \\ \dot{I}_{ji} \end{bmatrix}.$$

Вектор измерений связан с вектором состояния ЭЭС выражением:

$$\bar{y} = \mathbf{H}x,$$

где \mathbf{H} – матрица Якоби:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial \dot{U}_i} & \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial \dot{U}_j} \\ \frac{\partial \dot{U}_j}{\partial \dot{U}_i} & \frac{\partial \dot{U}_j}{\partial \dot{U}_j} \\ \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial \dot{I}_{ij}} & \frac{\partial \dot{U}_j}{\partial \dot{I}_{ij}} \\ \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial \dot{I}_{ji}} & \frac{\partial \dot{U}_j}{\partial \dot{I}_{ji}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ \dot{Y}_{ij} + \dot{Y}_{i0} & -\dot{Y}_{ij} \\ -\dot{Y}_{ij} & \dot{Y}_{ij} + \dot{Y}_{j0} \end{bmatrix}.$$

Линейный вектор состояния определяется выражением [4,6]

$$x = [\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}]^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \bar{z}.$$

Оценивание состояния методом релinearизации.

Предлагаемый подход ОС основан на использовании метода релinearизации Кипниса—Шамира [7]. Уравнения измерения, представляющие величину напряжения в узле линии электропередачи и уравнения задающей мощности узла, формулируются с использованием прямоугольных координат напряжений шины. При такой формулировке нелинейные уравнения измерений становятся квадратичными полиномами напряжения [8]. Для решения квадратичных переменных безытерационным способом используется два преобразования исходной системы в систему большей размерности. При точных измерениях метод релinearизации дает те же результаты, что и метод взвешенных наименьших квадратов. Исходными данными являются: топология системы, информация о параметрах режима и измерениях параметров системы.

Если параметры линии электропередачи выражены с использованием П-модели, а измерения представляют собой модули напряжения и линейные потоки мощности, то уравнения измерения имеют вид [8, 9]:

$$\begin{aligned} U_i^2 &= U_{iR}^2 + U_{iI}^2; \quad U_j^2 = U_{jR}^2 + U_{jI}^2; \\ P_{ij} &= g_{ij}(U_{iR}^2 + U_{iI}^2 - U_{iR}U_{jR} - U_{iI}U_{jI}) + \\ &+ b_{ij}(U_{ii}U_{jR} - U_{iR}U_{ji}); \\ Q_{ij} &= b_{ij}(U_{iR}^2 + U_{iI}^2 - U_{iR}U_{jR} - U_{iI}U_{jI}) + \\ &+ g_{ij}(U_{iR}U_{jI} - U_{iI}U_{jR}) + b_s U_i^2; \\ g_{ij} &= R_{ij} / Z_{ij}^2; \quad b_{ij} = X_{ij} / Z_{ij}^2; \quad Z_{ij}^2 = R_{ij}^2 + X_{ij}^2, \end{aligned}$$

где U_i и U_j — напряжения узлов i и j ; P_{ij} , Q_{ij} — потоки активной и реактивной мощности; i — узел отправки; j — узел приема активной мощности; R_{ij} , X_{ij} — активное и реактивное сопротивления линии $i-j$; b_s — проводимость на землю.

Уравнения узловых мощностей составляются путем сложения всех уравнений линейных потоков мощности, которые выходят из узла, плюс мощность, протекающая в любую внешнюю активную проводимость G или реактивную проводимость B , подключенную к узлу (например, шунтирующий конденсатор или реактор):

$$\begin{aligned} P_i &= \sum P_{ij} + G_i U_i^2; \\ Q_i &= \sum Q_{ij} + B_i U_i^2, \end{aligned}$$

где j — множество узлов, подключенных к узлу i .

Так как эти уравнения являются линейными относительно квадратичных членов напряжения (U_{iR}^2 ;

U_{iI}^2 ; $U_{iR}U_{jR}$ и т.д.), их можно представить в матричной форме:

$$A_\xi \xi = C.$$

где C — вектор измеренных значений; ξ — вектор квадратичных переменных напряжения; A_ξ — матрица коэффициентов для ξ .

Вектор ξ состоит из квадратичных переменных действительной и мнимой частей напряжений, которые обозначены $x_i x_j$, где индексы i и j не связаны с номерами узлов.

Разбиение A_ξ и первое преобразование переменных. Выполняется замена переменных, и система $A_\xi \xi = C$ принимает вид:

$$[A \ B] \begin{bmatrix} Y \\ X \end{bmatrix} = C,$$

где A содержит линейно независимые столбцы A_ξ , а B содержит остальные столбцы A_ξ ; Y — вектор элементов ξ , соответствующих A ; Z — вектор элементов, соответствующих B .

Составляющие квадратичных переменных $x_i x_j$ в Y обозначим как y_1, y_2, \dots, y_{N_y} , а через N_y — общее количество переменных Y .

Составляющие квадратичных переменных $x_i x_j$ в Z обозначим как z_1, z_2, \dots, z_{N_z} в порядке, а через N_z — общее количество Z -переменных.

Все квадратичные переменные, содержащие мнимый компонент балансирующего узла и соответствующие им столбцы матрицы, исключаются из системы, так как в балансирующем узле задана нулевая мнимая составляющая.

В переставленной системе переменные Y теперь могут быть выражены через переменные Z и значения измерений C в виде (3) [8]:

$$\begin{aligned} Y &= d + DZ; \\ d &= (A^T A)^{-1} A^T C; \quad ; \\ D &= -(A^T A)^{-1} A^T B. \end{aligned} \quad (3)$$

Матрица A является матрицей высокого порядка, если имеются избыточные измерения.

Система (3) в развернутом виде представляется

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_{N_y} \\ z_1 \\ \vdots \\ z_{N_z} \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} 1 \\ z_1 \\ \vdots \\ z_{N_z} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Новая матрица **E** формируется путем объединения *d* и *D* с последующим добавлением нулевого столбца и единичной матрицы **I** размерности N_z :

$$E = \begin{bmatrix} d & D \\ 0 & \\ \vdots & I \\ 0 & \end{bmatrix}$$

В этой матрице *d* является единственной частью **E**, которая зависит от измеренных значений *C*. Следует отметить, что *A* и *B* определяются топологией и параметрами системы и, следовательно, *D* и соответственно единичная матрица опускается ниже нее. Это означает, что до тех пор пока топологическая система остается неизменной, необходимо только пересчитывать *d* при новой серии измерений, а оставшиеся части **E** могут быть взяты из предыдущих вычислений.

Вторая замена. На этом этапе формируются комбинации парных произведений квадратичных переменных по нижеприведенным правилам. Правильные парные произведения соответствуют условию:

$$s_{ij}s_{pq} = (x_i x_j)(x_p x_q) = (x_i x_p)(x_j x_q) = s_{ip}s_{jq}$$

Эти соотношения парных произведений используются, чтобы наложить дополнительные ограничения на неизвестные таким образом, что может быть получено правильное решение. Для парных произведений s_{ij} и s_{pq} должны существовать среди набора квадратичных переменных *Y* и *Z*, и они не могут быть той же самой парой как s_{ip} и s_{jq} . Для каждого правильного парного произведения можно сгенерировать одно уравнение в виде

$$s_{ij}s_{pq} - s_{ip}s_{jq} = 0$$

Более подробно с этим можно ознакомиться в [8, 10].

Моделирование. Моделирование было проведено на линии электропередачи (ЛЭП) напряжением

500 кВ длиной 350 км (рис. 2). Традиционно ЛЭП представляется в виде π -схемы. В [11, 12] моделирование режима такой линии выполнено с использованием уравнений линии с распределенными параметрами. Предложенный метод повышения точности моделирования режима ЛЭП основан на представлении ВЛ в виде П-образной схемы участков [12]. Для этого примера величины напряжений в обоих узлах известны. Измерения потока активной (*P*) и реактивной (*Q*) мощности от узла 1 к узлу 2 получаются из четырех уравнений измерения. Узел 1 устанавливается в качестве балансирующего, и, следовательно, мнимая компонента его напряжения становится равной нулю, в результате чего три неизвестных компоненты напряжения должны быть определены из четырех уравнений измерений.

Параметры ВЛ в отн. ед.: $R=0,0046$; $X=0,04186$; $g=0,014$; $b=3,2$. Измерения равны: $U_1=520,06$ кВ; $U_2=490$ кВ; $P_{12}=935,18$ МВт; $Q_{12}=80,07$ МВ·Ар.

Результаты расчета установившегося режима двухузловой схемы представлены в табл. 1, 2.

Нагрузочные потери мощности составляет 35.184 МВт, 362.76 МВ·Ар.

Для тестовой схемы узла 2 матрица узловых проводимостей имеет вид:

$$Y_{\text{узел}} = \begin{pmatrix} 2,30242 - 22,031152i & -2,29542 + 23,6652i \\ -2,29542 + 23,6652i & 2,30242 - 22,031152i \end{pmatrix}$$

Формирование матриц измерений и коэффициентов C, A, B, d, D. Вектор измеренных значений формируется из матриц измерений и коэффициентов C:

$$C = \begin{pmatrix} 1,08576 \\ 0,94673 \\ 9,3518 \\ -08007 \end{pmatrix}$$

Формируем матрицу **A**, содержащую линейно независимые столбцы:

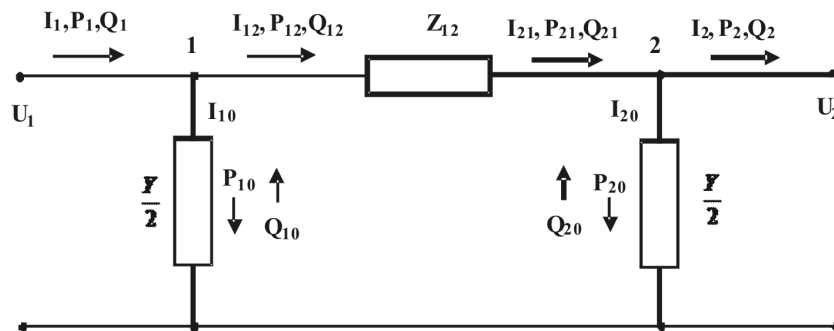


Рис. 2. Двухузловая π -образная схема ЛЭП

Fig. 2. Two-node π -shaped power line diagram

Таблица 1

Результаты расчета установившегося режима ЛЭП по узлам
Results of the power lines steady-state mode calculation by nodes

Узел	Напряжение, отн. ед.	Угол, град.	Угол, град.		Нагрузка	
			P , МВт	Q , МВ·Ар	P , МВт	Q , МВ·Ар
1	1.042	0	935,18	80,07	0	0
2	0.973	-22.64	0	0	900	50

Таблица 2

Результаты расчета установившегося режима ЛЭП по ветвям
Results of the power lines steady-state mode calculation by branches

Ветвь	От узла	К узлу	Поток мощности от узла 1		Поток мощности к узлу 2	
			P , МВт	Q , МВ·Ар	P , МВт	Q , МВ·Ар
1	1	2	935,18	80,07	-900	-50,00

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ Y1R11 & 0 & Y1R12 & -Y112 \\ -Y111 & 0 & Y1R21 & YR22 \end{pmatrix} = \\
 = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 2,99542 & 0 & -2,2954 & -23,6665 \\ 22,03152 & 0 & -23,6665 & 2,99542 \end{pmatrix}$$

Матрица \mathbf{B} содержит остальные столбцы \mathbf{A}_ξ :

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Формируем матрицу коэффициентов \mathbf{d} и \mathbf{D} :

$$\mathbf{D} = -(\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{d} = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{C} = \begin{pmatrix} 1,08576 \\ 0,94673 \\ 0,93285 \\ -0,3485 \end{pmatrix};$$

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 2,99542 & 0 & -2,2954 & -23,6665 \\ 22,03152 & 0 & -23,6665 & 2,99542 \end{pmatrix} \mathbf{Y}_{\text{new}} = \mathbf{C} - \mathbf{B}_2.$$

Тогда решение системы уравнений представляется выражением:

$$\mathbf{Y}_{\text{new}} = \begin{pmatrix} 1,08576 \\ 0,94673 \\ 0,93285 \\ -0,3485 \end{pmatrix}$$

Далее решаются системы уравнений для нахождения t :

$$t = \begin{pmatrix} 1 \\ z_1 \\ z_1 \\ (z_1)^2 \end{pmatrix}; \quad \mathbf{A}t1 = \begin{pmatrix} 1 \\ z_1 \\ z_1 \\ (z_1)^2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{A}t1 = \text{Find}(\mathbf{A}t1) = \begin{pmatrix} 0,15749 & 0 & -1,17888 & 0 \\ 0,15749 & 0 & -1,17888 & 0 \end{pmatrix}$$

Из элементов этой матрицы составляются матрицы k и $\mathbf{A}t$, где k – первый столбец t , а $\mathbf{A}t$ содержит оставшиеся столбцы:

$$k = \begin{pmatrix} 0,15749 \\ -0,15749 \end{pmatrix}; \quad \mathbf{A}t = \begin{pmatrix} -1,17888 \\ 1,17888 \end{pmatrix};$$

для решения системы $\mathbf{A}t = k$, из которой можно найти t и соответственно:

$$z_1 = 0,13359; \quad t_1 = 0,13359.$$

Величины отдельных составляющих напряжения могут решаться путем взятия квадратного корня из квадратичных членов реальных компонент и решения других компонент по подразделению. Переходя к первоначальным обозначениям, получаем отдельные компоненты напряжения.

Извлечение решения после ОС. После получения решения переменных t значения Z переменных извлекаются непосредственно из t . Значения переменных Y могут быть решены из Z переменных. Компоненты напряжения могут быть получены извлечением квадратного корня:

$$xSE_1 = \sqrt{y_{\text{new}_1}} = 1,042; \quad xSE_3 = \delta 1 = 0;$$

$$xSE_2 = \sqrt{y_{\text{new}_2}} = 0,9014; \quad xSE_4 = \sqrt{z_1} = -0,3655.$$

Выводы. Уравнения задачи ОС методом взятых наименьших квадратов являются нелиней-

ными, поэтому решаются итеративным способом. Метод использует вычисление матрицы Якоби, а также приближение поправки на каждой итерации путем решения линеаризованных уравнений состояния для измерений. Поэтому при использовании данного метода сохраняются недостатки решения задачи ОС, связанные с точностью измерений, обусловленностью самой матрицы Якоби, замедлением сходимости и невозможностью получения решения для тяжелых режимов и режимов, близких к предельным по статической устойчивости.

Для решения задачи ОС объектов управления ЭЭС предложено использовать метод релinearизации. Разработана программа ОС, основанная на неитеративном алгоритме, использующим метод релinearизации Кипниса–Шамира. Программа апробирована на р-образной схеме замещения ЛЭП 500 кВ, учитывающей потери активной мощности на корону. Решение задачи ОС методом релinearизации не использует традиционную целевую функцию и метод наименьших квадратов и не требует вычисления матрицы производных и итерационного повторения вычислительного процесса с целью получения результата заданной точности. Преимущество применения метода релinearизации заключается в прямом решении задачи ОС. Полученный результат не зависит от начального приближения, а само решение лишено несходимости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Schweppe F.C., Wildes J. Power system static state estimation. Part 1: exact model. – IEEE Trans. on Power Systems, 1970, vol. 1, pp.120–125.
2. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 220 с.
3. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И. и др. Оценивание состояния в электроэнергетике / под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Наука, 1983, 320 с.
4. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы. – Электричество, 2009, № 6, с. 2–9.
5. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/ PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476–479.

6. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Application. – Springer Science + Business Media, 2008, 245 p.

7. Kipnis A., Shamir A. Cryptanalysis of the HFE public key cryptosystem. – Proceedings of Crypto '99, Santa Barbara (CA), 1999, pp. 19–30.

8. Fardanesh B. Method and systems for power systems analysis: a non-iterative state solver/estimator for power systems operation and control. – U.S. Patent 20 050 160 12, January 31, 2012.

9. Jiang X.T. Power system state estimation using a non-iterative direct state calculation method. – CURENT annual site visit and industry conference, Knoxville, TN, 2013.

10. Jiang X.T., Chow J.H., Fardanesh B., Maragal D., Stefopoulos G., Razanousky M. Power system state estimation using a direct non-iterative method. – International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, vol. 73, pp. 361–368.

11. Balametov A., Halilov E., Isayeva T. On the increasing of accuracy of power transmission lines modes mathematical modeling. – Proceedings of the 6th International Conference on Control and Optimization with industrial Applications, Baku, Azerbaijan, 2018, pp. 98–101.

12. Balametov A.B., Halilov E.D., Isayeva T.M. Non-Iterative estimation of the AC overhead line state by relinearization method. – E3S Web of conferences 216, 01051 (2020).

[15.12.2020]



Авторы: **Баламетов Ашраф Баламет оглы** – доктор техн. наук, руководитель научного направления «Установившиеся режимы электроэнергетических систем» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского института энергетики.



Халилов Эльман Дамир оглы – кандидат техн. наук, заведующий отделом Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского института энергетики.



Салимова Афэг Камил кызы – PhD, ученый секретарь Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского института энергетики.



Исаева Тарана Муса кызы – кандидат техн. наук, доцент кафедры Управления и информационных систем Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности.

State Estimation of an AC Overhead Power Line Using the Relinearization Method

BALAMETOV Ashraf B. (*Azerbaijan Research and Design-Prospecting Energy Institute, Baku, Azerbaijan*)
– Professor, Dr. Sci. (Eng.)

KHALILOV Elman D. (*Azerbaijan Research and Design-Prospecting Energy Institute, Baku, Azerbaijan*) –
Head of Dept., Cand. Sci. (Eng.)

SALIMOVA Afaq K. (Azerbaijan Research and Design-Prospecting Energy Institute, Baku, Azerbaijan) – Academic Secretary, PhD

ISAYEVA Tarana M. (Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan) – Associate Professor of the Management and Information Systems Dept., Cand Sci. (Eng.)

As is well known, dispatch control centers receive information about the electric power system operation mode from a supervisory control and data acquisition system (SCADA) and phasor measurement units (PMU) in the form of remote measurements and remote signals. The remote measurements contain information on the power system operating parameters, and remote signals contain information on the positions of switching equipment. The controlled facility state estimation problem is conventionally solved using iteration methods because the system of state equations is nonlinear in nature. The application of the Kipnis-Shamir method makes it possible to transform the nonlinear system of algebraic equations into a linear system in a non-iterative manner by replacing quadratic state variables, after which the obtained linear system is solved parametrically. By applying a second transformation of variables, the system of algebraic equations is transformed into a second system of linear equations, after which the solution of this system and the quadratic system of linear equations, and, hence, also the initial system of nonlinear equations are found. The application of the non-iterative approach is considered on the example of estimating the state of a 500 kV overhead power line.

Key words: electric power system, state estimation, phasor measurements, matrix, PMU, polynomial equations, system of linear equations, relinearization

REFERENCES

1. **Schweppe F.C., Wildes J.** Power system static state estimation. Part 1: exact model. – IEEE Trans. on Power Systems, 1970, vol. 1, pp.120–125.
2. **Gamm A.Z.** *Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem* (Statistical methods for assessing the state of electric power systems). M.: Nauka, 1976, 220 p.
3. **Gamm A.Z., Gerasimov L.N., Golub I.I., etc.** *Otsenivanie sostoyaniya v elektroenergetike / pod red. Yu.N. Rudenko* (Assessment of the state in the electric power industry: ed. by Yu. N. Rudenko). M.: Nauka, 1983, 320 p.
4. **Gamm A.Z., Glazunova A.M., Grishin Yu.A., Kolosok I.N., Korkina E.S.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2009, No. 6, pp. 2–9.
5. **Phadke A.G.** Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/ PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476–479.
6. **Phadke A.G., Thorp J.S.** Synchronized Phasor Measurements and Their Application. – Springer Science + Business Media, 2008, 245 p.
7. **Kipnis A., Shamir A.** Cryptanalysis of the HFE public key cryptosystem. – Proceedings of Crypto '99, Santa Barbara (CA), 1999, pp. 19–30.
8. **Fardanesh B.** Method and systems for power systems analysis: a non-iterative state solver/estimator for power systems operation and control. – U.S. Patent 20 050 160 12, January 31, 2012.
9. **Jiang X.T.** Power system state estimation using a non-iterative direct state calculation method. – CURENT annual site visit and industry conference, Knoxville, TN, 2013.
10. **Jiang X.T., Chow J.H., Fardanesh B., Maragal D., Stefopoulos G., Razanousky M.** Power system state estimation using a direct non-iterative method. – International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, vol. 73, pp. 361–368.
11. **Balametov A., Halilov E., Isayeva T.** On the increasing of accuracy of power transmission lines modes mathematical modeling. – Proceedings of the 6th International Conference on Control and Optimization with industrial Applications, Baku, Azerbaijan, 2018, pp. 98–101.
12. **Balametov A.B., Halilov E.D., Isayeva T.M.** Non-Iterative estimation of the AC overhead line state by relinearization method. – E3S Web of conferences 216, 01051 (2020).

[15.12.2020]