

УДК 621.311

**Маругин Валерий Игоревич, Пейзель Вилена Марковна,  
Ревенко Петр Михайлович, Степанов Александр Сергеевич**

## **ВЕРОЯТНОСТНОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

*В статье рассмотрена постановка задачи оценивания состояния распределительной электрической сети 6-35 кВ как задача определения вероятностных характеристик режимных параметров. Для этих сетей, являющихся с точки зрения традиционных представлений ненаблюдаемыми, предлагается ввести понятие вероятностной (доверительной) наблюдаемости, означающее возможность системы предоставлять информацию о текущем состоянии в форме доверительных интервалов режимных параметров, соответствующих некоторой вероятности. Предложены расчетные выражения для определения математических ожиданий и среднеквадратических ошибок режимных параметров сети, а также алгоритм их получения с учетом минимизации целевой функции суммы наименьших квадратов отклонений результатов замеров и расчетных значений.*

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, распределительная сеть, математическое ожидание, дисперсия, вероятность.

**Valeriy Marugin, Vilena Peyzel, Petr Revenko, Aleksandr Stepanov**  
**PROBABILISTIC ESTIMATION OF DISTRIBUTIVE ELECTRIC NETWORKS**

*The considered formulation of the problem of state estimation of electrical distribution network 6-35 kV as a problem of determination of probabilistic characteristics of mode parameters. For these networks, which from the point of view of traditional views, unobservable, it is proposed to introduce the concept of probability (confidence) observability, meaning the ability of the system to provide information about the current state in the form of confidence intervals of the modal parameters corresponding to a certain probability. The proposed design expressions for the mathematical expectations and standard errors of performance parameters of the network, and an algorithm for their receipt, taking into account the minimization of the objective function of the sum of least squares of deviations of measured and calculated values.*

**Key words:** power system, distribution network, mathematical expectation, variance, probability.

Понятие наблюдаемости электроэнергетической системы (ЭЭС) принято определять как одно из информационных свойств, которое заключается в возможности системы предоставить необходимую для управления ею информацию о текущем состоянии. [4]. Такая трактовка наблюдаемости предполагает, что главная задача ее обеспечения – это создание возможности управления режимом ЭЭС по результатам решения задачи оценивания состояния с целью соблюдения условий устойчивости, экономичности и надежности функционирования энергосистемы. Основным источником информации о текущем режиме ЭЭС в настоящее время являются данные телеизмерений и телесигнализации (ТИ-ТС).

В последнее время системами ТИ-ТС постепенно оснащаются электрические сети нижних иерархических уровней, в частности распределительные сети (РС) 6-35 кВ. Это заставляет по-новому взглянуть на проблему наблюдаемости в связи с особенностями построения и функционирования этих сетей.

Во-первых, в отличие от системообразующих сетей ЭЭС возможности управления режимом в темпе процесса в РС ограничены изменением схемы сети с помощью телеуправляемых коммутационных аппаратов и автоматическим или ручным изменением уровня напряжения в центрах питания (ЦП). Во-вторых, топологические особенности РС как графовых структур древовидного типа с малыми сопротивлениями ветвей также отличают их от сложносвязанных системообразующих сетей. В-третьих, направления потоков мощности в этих сетях четко определены: от ЦП – к узлам нагрузки (УН).

Распределительные линии 6-35 кВ и трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ зачастую являются последней ступенью сетей ЭЭС, граничащей с электросетями, принадлежащими потребителям. На границе принадлежности сетей особенно актуальными являются вопросы обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии, передаваемой потребителям, в частности контроль отклонений напряжения. Следовательно, одной из основных задач обеспечения наблюдаемости РС должно стать создание возможности мониторинга качества напряжения на шинах 0,4 кВ потребительских ТП.

Теоретически, чтобы содержащая  $N$  узлов РС, была, согласно [4], наблюдаемой, необходима система сбора данных, позволяющая, например, получать по каналам ТИ информацию об  $N-1$  токе и одном узловом напряжении, что в современных условиях пока неосуществимо ввиду большого объема этих сетей. Поэтому подавляющее большинство РС в настоящее время, в соответствии с [4], являются ненаблюдаемыми. В связи с этим для них предлагается ввести понятие вероятностной (доверительной) наблюдаемости, которое означает возможность системы предоставлять информацию о текущем состоянии в форме доверительных интервалов режимных параметров, соответствующих некоторой вероятности. Такое понятие наблюдаемости применительно к задаче контроля качества напряжения согласуется с нормами стандарта на показатели качества электроэнергии, которые также регламентируются в вероятностной форме.

Следует отметить, что в отличие от  $\varepsilon$ -наблюдаемости [4], которая зависит от точности измерений и задаваемого порога погрешности, вероятностная наблюдаемость характерна для ненаблюдаемых (в традиционном смысле) систем и зависит от топологических и режимных особенностей, в том числе и погрешностей телеизмерений.

Древовидная структура фидеров РС позволяет с большой долей вероятности оценивать параметры режима по информации устройств ТИ, установленных на головных участках (ГУ) фидеров и у наиболее удаленных и мощных потребителей. Поэтому задача синтеза систем сбора данных в РС для обеспечения вероятностной наблюдаемости заключается в определении таких мест в сети, установка датчиков ТИ в которых обеспечивает наибольшее снижение доверительных интервалов оценки напряжения у потребителей.

В данной работе ставилась задача разработки математического аппарата вероятностного оценивания состояния в РС, оснащенной устройствами ТИ-ТС, и обеспечения вероятностной наблюдаемости сетей. При этом основными оцениваемыми параметрами режима считаются уровни напряжения у потребителей, так как эта информация, на наш взгляд, является наиболее ценной для персонала ЭЭС в процессе управления режимом распределительной сети.

Предлагаемые далее математические выражения могут быть использованы как для решения задачи вероятностного оценивания уровней напряжения в узлах нагрузки РС в форме доверительных интервалов, так и для задач синтеза систем сбора данных, удовлетворяющих некоторым заданным критериям.

В традиционной постановке задачи оценивания состояния ЭЭС, описанной в [2], предполагается составление системы уравнений балансов активной и реактивной мощности в каждом узле сети

$$W(Z, D) = 0, \quad (1)$$

где  $Z$  – совокупность режимных параметров сети (мощностей генерации и нагрузки, перетоков по ветвям, модулей и фаз напряжения в узлах),  $D$  – совокупность параметров элементов сети (сопротивлений, проводимостей, коэффициентов трансформации).

В системе (1) число уравнений равно  $2(N-1)$ , где  $N$  – количество узлов в сети. Число режимных параметров в совокупности  $Z$  равно  $4(N-1)$ , т. е. вдвое больше. Следовательно, для однозначного определения всех режимных параметров сети половину параметров из совокупности  $Z$  необходимо задать в качестве исходных данных (совокупность  $Y$ ), тогда остальные режимные параметры (совокупность  $X$ ) можно найти путем решения системы (1).

Часть режимных параметров из совокупности  $Z$ , образующие вектор  $V$ , телеизмеряются, причем, как отмечается в [3], для успешного решения задачи оценивания состояния как минимум необходимо, но не достаточно, чтобы размерность вектора  $V$  была не меньше размерности  $Y$ .

Нынешнее состояние РС 6-35 кВ характеризуется отсутствием необходимого количества телеизмерений, т. е. для этих сетей условие превышения размерности вектора  $V$  над размерностью вектора  $Y$  обычно не выполняется. Таким образом, РС 6-35 кВ в традиционной трактовке [3, 5] являются ненаблюдаемыми.

С позиций же вероятностной наблюдаемости и вероятностного оценивания состояния, когда оцениваются доверительные интервалы режимных параметров, эти сети можно считать наблюдаемыми с определенной вероятностью.

Определение границ доверительного интервала напряжения на шинах низкого напряжения некоторой  $l$ -й ТП, согласно [1], может быть выполнено следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} U_{l\min} &= U_l(1 - t\gamma_l) \\ U_{l\max} &= U_l(1 + t\gamma_l) \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $U_l$  – рассчитанное значение напряжения на шинах  $l$ -й ТП;  $\gamma_l$  – относительная среднеквадратичная погрешность расчета;  $t$  – параметр, определяющий значение интервала и соответствующей ему вероятности.

Значение среднеквадратичной погрешности  $\gamma_l$  равно

$$\gamma_l = \sqrt{DU_l} / MU_l, \quad (3)$$

где  $DU_p$ ,  $MU_l$  – дисперсия и математическое ожидание напряжения.

Если принять гипотезу о нормальном распределении погрешности  $\gamma_p$  то согласно [3], вероятности 90 % соответствует  $t = 1,643$ , вероятности 95 % –  $t = 1,960$ , а вероятности 99,9 % –  $t = 3,290$ .

В качестве еще одной особенности РС 6-35 кВ следует признать высокую степень неопределенности параметров совокупности  $D$ , т. е. параметров элементов сети, которая связана с рядом объективных (погодные условия) и субъективных (неточности в схемах) факторов. Как отмечается в работе [2], погрешность определения сопротивлений и проводимостей схем замещения элементов сети может достигать десятков процентов.

В рамках разрабатываемой теории вероятностной наблюдаемости РС эта неопределенность также должна быть учтена.

Исходя из изложенных выше соображений, в работах [6–8], выполненных авторами ранее, на основании положений теории вероятностей [1] предложены расчетные выражения для определения математического ожидания и дисперсии напряжения  $U_j$  в узле  $j$  ветви  $l$ , соединяющей узлы  $i$  и  $j$  в схеме замещения РС 6-35 кВ:

$$\begin{aligned} MU_j &= MU_i \cdot \left[ 1 - V_{ll} \left( 1 + \gamma_{li}^2 \right) \right] + \\ &+ \frac{1}{MU_i} \left[ MR_l MP_{ij} \left( \rho_{UR} \gamma_{li} \gamma_{Rl} + \rho_{PU} \gamma_{li} \gamma_{Pij} - \rho_{PR} \gamma_{Pij} \gamma_{Rl} \right) + \right. \\ &\left. + MX_l MQ_{ij} \left( \rho_{UX} \gamma_{li} \gamma_{Xl} + \rho_{QU} \gamma_{li} \gamma_{Qij} - \rho_{QX} \gamma_{Qij} \gamma_{Xl} \right) \right]; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} DU_j &= DU_i (1 + V_{ll})^2 + 2V_{ll}^2 \gamma_{li}^4 M^2 U_i + V_{ll} (1 + \gamma_{li}^2) + \\ &+ \frac{M^2 R_l M^2 P_{ij}}{M^2 U_i} \gamma_{Rl}^2 (1 + \gamma_{li}^2 + \gamma_{Pij}^2) + \end{aligned} \quad (5)$$

$$+ \frac{M^2 X_l M^2 Q_{ij}}{M^2 U_i} \gamma_{Xl}^2 (1 + \gamma_{Ui}^2 + \gamma_{Qij}^2),$$

где

$$V_{1l} = \frac{MR_l MP_{ij} + MX_l MQ_{ij}}{M^2 U_i}, \quad V_{2l} = \frac{M^2 R_l DP_{ij} + M^2 X_l DQ_{ij}}{M^2 U_i}, \quad R_l, X_l -$$

активное и индуктивное сопротивления ветви  $l$ ;  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  – потоки активной и реактивной мощности, втекающие в ветвь  $l$  со стороны узла  $i$ ;  $\rho_{UR}$ ,  $\rho_{PU}$ ,  $\rho_{PR}$ ,  $\rho_{UX}$ ,  $\rho_{QU}$ ,  $\rho_{QX}$  – коэффициенты корреляции между соответствующими величинами;  $\gamma_{RP}$ ,  $\gamma_{XP}$ ,  $\gamma_{UR}$ ,  $\gamma_{Pij}$ ,  $\gamma_{Qij}$  – относительные среднеквадратичные погрешности определения параметров схемы замещения и параметров режима.

Если ветвь  $l$  содержит трансформатор с коэффициентом трансформации  $K_{Tl} = U_i / U_j$ , то полученное по приведенным выражениям значение математического ожидания напряжения должно быть поделено на этот коэффициент, а значение дисперсии поделено на его квадрат.

Для математического ожидания и дисперсии потока активной мощности в начале ветви по данным ее конца получены выражения:

$$\begin{aligned} MP_{ij} &= MP_{ji} + V_{3l} (1 + 3\gamma_{Uj}^2 - 2\rho_{UR}\gamma_{Uj}\gamma_{Rl}) + \\ &+ \frac{MR_l}{M^2 U_j} \left[ DP_{ji} (\gamma_{Pji} + 2\rho_{PR}\gamma_{Rl} - 4\rho_{PU}\gamma_{Uj}) + \right. \\ &\left. + DQ_{ji} (\gamma_{Qji} + 2\rho_{QR}\gamma_{Rl} - 4\rho_{QU}\gamma_{Uj}) \right]; \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} DP_{ij} &= DP_{ji} \left( 1 + 4 \frac{MP_{ji}}{M^2 U_j} MR_l \right) + V_{3l}^2 \left[ 2\gamma_{Uj}^2 (2 + 9\gamma_{Uj}^2) + \gamma_{Rl}^2 (1 + 4\gamma_{Uj}^2) \right] + \\ &+ \frac{M^4 P_{ji} \gamma_{Pji}^2}{M^4 U_j} M^2 R_l (2 + 8\gamma_{Uj}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Pji}^2) + \\ &+ \frac{M^4 Q_{ji} \gamma_{Qji}^2}{M^4 U_j} M^2 R_l (2 + 8\gamma_{Uj}^2 + 2\gamma_{Rl}^2 + \gamma_{Qji}^2), \end{aligned} \quad (7)$$

где

$$V_{3l} = \frac{M^2 P_{ji} + M^2 Q_{ji}}{M^2 U_j} MR_l.$$

Выражения для определения математического ожидания и дисперсии мощности, потребляемой включенной в узле  $i$  проводимостью  $G_p$  имеют вид:

$$MP_i = M^2 U_i \cdot MG_i (1 + \gamma_{Ui}^2 + 2\rho_{UG}\gamma_{Ui}\gamma_{Gi}), \quad (8)$$

$$DP_i = M^4 U_i \cdot M^2 G_i \left[ 4\gamma_{Ui}^2 + 2\gamma_{Ui}^4 + (1 + 4\gamma_{Ui}^2) \gamma_{Gi}^2 \right]. \quad (9)$$

Выражения (4)–(9) вместе с аналогичными выражениями для  $MQ_{ij}$ ,  $DQ_{ij}$ ,  $MQ_i$  и  $DQ_i$  образуют вероятностную модель режима распределительной сети и позволяют разрабатывать алгоритмы решения задач расчета режима и оценивания состояния в вероятностной постановке.

При этом в качестве уравнений балансов мощности системы (1) могут быть использованы уравнения математического ожидания и дисперсии потоков мощности в конце ветви  $i-j$  ( $MP_{ji}$ ,  $DP_{ji}$ ,  $MQ_{ji}$ ,  $DQ_{ji}$ ) с учетом математического ожидания и дисперсии питаемых узлов нагрузки и потерь в проводимостях, подключенных в узле  $j$ :

$$\left. \begin{aligned} MP_{ji} &= MP_j + \sum_{l=1}^{n_{ij}} MP_l \\ DP_{ji} &= DP_j + \sum_{l=1}^{N_{ij}} DP_l + 2 \sum_{k < m} \rho_{km} \sqrt{DP_k DP_m} \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

где  $n_{ij}$  – количество ветвей, питающихся по ветви  $i-j$ ;  $N_{ij}$  – число узлов нагрузки, получающих питание по ветви  $i-j$ ;  $\rho_{km}$  – коэффициент корреляции между мощностями узлов нагрузки  $k$  и  $m$ .

По аналогичным формулам рассчитываются математическое ожидание и дисперсия потока реактивной мощности в конце ветви.

Вероятностные характеристики потоков мощности в начале ветви ( $MP_{ij}$ ,  $DP_{ij}$ ,  $MQ_{ij}$ ,  $DQ_{ij}$ ) определяются по характеристикам мощности в конце ветви с учетом потерь мощности по формулам (6) и (7).

Математическое ожидание и дисперсию потока реактивной мощности  $Q_{ij}$  можно найти по формулам, аналогичным (6)–(7), если в них поменять мощности  $P$  на  $Q$ , а вместо активного сопротивления ветви  $R_l$  подставить ее индуктивное сопротивление  $X_l$ .

В качестве критерия оценивания при вероятностном оценивании состояния, как и в классической постановке задачи [4], может быть использовано выражение для взвешенных наименьших квадратов:

$$\varphi = \sum_{i=1}^m \frac{1}{DV_i} (V_i - MY_i)^2, \quad (11)$$

где  $m$  – размерность вектора  $V$ ;  $MY_i$  – рассчитанное математическое ожидание режимного параметра, соответствующего телеизмерению  $V_p$ , а  $DV_i$  – заданная дисперсия, характеризующая погрешность его измерения.

Задача минимизации функции (11) может быть решена методом Ньютона во внешнем цикле по отношению к итерационной процедуре расчета режима, описанной в работе [8].

Следует также отметить, что до выполнения процедуры оценивания состояния должна быть выполнена процедура детектирования (обнаружения) грубых ошибок телеизмерений, которая для случая разомкнутых РС может быть более простой, чем для сложнзамкнутых сетей ЭЭС [7]. В частности, для проверки телеизмерений может быть использовано то обстоятельство, что уровни напряжения в узлах фидеров 6-35 кВ могут только понижаться по мере удаления от центра питания, а потоки мощности в ветвях – только уменьшаться в том же направлении.

#### Литература

1. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.
2. Гамм А. З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 1993. 133 с.
3. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
4. Гамм А. З., Голуб И. И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
5. Гамм А. З., Колосок И. Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000. 152 с.
6. Маругин В. И., Пейзель В. М., Степанов А. С. Оценивание режимных параметров распределительных электрических сетей в вероятностной форме // Известия вузов. Электромеханика. 2013. № 2. С. 58–60.
7. Степанов А. С., Маругин В. И. К вопросу о вероятностном оценивании состояния распределительных электрических сетей // Известия вузов. Электромеханика. 2014. № 3. С. 12–15.
8. Степанов А. С., Маругин В. И., Пейзель В. М. Расчеты режимов распределительных электрических сетей в условиях неопределенности исходной информации // Известия вузов. Электромеханика. 2012. № 2. С. 40–42.