

11. Stevens R.H. Power flow direction definitions for metering bidirectional power. — IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983, vol.102, No. 9, Sept., pp. 3018–3021.
12. Emanuel A.E., Orr J.A., Cyganski D., Gulachenski E.M. A survey of harmonic voltages and currents at distribution substations. — IEEE Transactions on Power Delivery, October, 1991, vol.6, No. 4, pp. 1883–1890.
13. Irwin J.O. On a criterion for the rejection of outlying observations. — Biometrika, 1925, vol. 17, Issue 3–4, pp. 238–250.
14. Kobzar' A.I. *Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* (Applied mathematical statistics. For engineers and scientists). Moscow, Publ. Fizmatlit, 2012, 816 p.
15. Pravila primeneniya skidok i nadbavok k tarifam za kachestvo elektroenergii. — *Promyshlennaya Energetika* — in Russ. (Industrial Power Engineering), 1991, No. 8, pp. 49–51.
16. Pravila prisoedineniya potrebiteli k seti obshchego naznacheniya po usloviyam vliyaniya na kachestvo elektroenergii. — *Promyshlennaya Energetika* — in Russ. (Industrial Power Engineering), 1991, No. 8, pp. 45–48.
17. Gevorkyan V.M., Mikhlin S.N. *Tekhnologii elektromagnitnoi sovmestivosti* — in Russ. (EMC Technologies), 2007, No. 1(20), pp. 3–10.
18. Tiguntsev S.G. *Sbornik trudov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Upravleniye kachestvom elektricheskoi energii»* — in Russ. (Proc. of the Intern. scientific-practical conf. «Management of electric energy quality»). Moscow, 26–28 November, 2014. — Moscow, Publ. «Raduga», pp. 199–207.
19. Visyashchev A.N., Fedosov D.S., Fedchishin V.V. *Sbornik trudov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Upravleniye kachestvom elektricheskoi energii»* — in Russ. (Proc. of the Intern. scientific-practical conf. «Management of electric energy quality»). Moscow, 26–28 November, 2014. — Moscow, Publ. «Raduga», 2014, pp. 209–221.
20. Suslov K.V., Stepanov V.S., Solonina N.N., Solonina Z.V. *Sbornik trudov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Upravleniye kachestvom elektricheskoi energii»* — in Russ. (Proc. of the Intern. scientific-practical conf. «Management of electric energy quality»). Moscow, 26–28 November, 2014. — Moscow, Publ. «Raduga», 2014, pp. 329–335.

* * *

Электричество, 2017, № 3, с. 20–28.

Выбор математической модели воздушной линии при моделировании режима по синхронизированным векторным измерениям

БАЛАМЕТОВ А.Б., ХАЛИЛОВ Э.Д., ИСАЕВА Т.М.

Исследованы вопросы выбора адекватной математической модели воздушной линии для анализа установившихся режимов в реальном времени по синхронизированным векторным измерениям (СВИ). Предложен метод и алгоритм повышения точности моделирования по параметрам режима по концам воздушной линии, полученным от устройств СВИ с учетом фактических погодных условий. Метод основан на выборе числа звеньев цепной модели воздушной линии, обеспечивающем приемлемую погрешность по сравнению с инструментальными погрешностями СВИ. Исследованы методические погрешности известных упрощенных моделей установившихся режимов в сравнении с уравнениями воздушной линии с распределенными параметрами на базе оценивания состояния режима. Применение предлагаемого подхода позволяет повысить точность анализа установившихся режимов, оценку состояния и идентификации электрических параметров воздушной линии, эффективность управления линией электропередачи в реальном времени. При проведении исследований были использованы параметры реальной линии 500 кВ.

Ключевые слова: воздушные линии, сверхвысокое напряжение, схема замещения, потери мощности, потери на корону, параметры ВЛ, оценивание состояния

Интеллектуализация управления является основной тенденцией развития современной электроэнергетики. Развиваемая в последнее время концепция Smart Grid рассматривается также применительно к высоковольтной питающей электрической сети с использованием систем широкомасштабного мониторинга режимов (Wide Area Monitoring System — WAMS) и управления ими (Wide Area Control System — WACS) на основе принципов адаптивного управления, устройств измерения комплексных значений СВИ (Phasor Measurement Unit — PMU), FACTS (Flexible

Alternative Current Transmission System), интеллектуальных компьютерных методов [1–3].

Современная система сбора синхронизированных измерений переменных режима в ЭЭС и основанная на этих измерениях технология управления большими энергообъединениями — WAMS/WACS — в настоящее время применяется в ведущих странах мира. В этих системах для измерения режимных параметров в темпе процесса используются цифровые регистраторы, обладающие высокой разрешающей способностью, разработанные различными компаниями.

Точность СВИ значительно выше, чем у систем сбора информации средствами телемеханики. Недостатком СВИ является удорожание систем сбора данных, а также проблемы, связанные с большими объемами данных. Совместное использование данных от СВИ и традиционных телеизмерений (ТИ) системы SCADA даст возможность построить гибкие модели систем управления.

В задачах расчета, идентификации электрических параметров, оперативного управления и оптимизации режимов линии электропередачи сверхвысокого напряжения (ЛЭП СВН) возникает задача выбора модели расчета соответствующей точности исходных данных.

Уточнение параметров и получение адекватной реальным условиям математической модели ЛЭП может быть выполнено на основе методов идентификации [4, 5].

Режим энергосистемы включает такие параметры, как потоки активной и реактивной мощности, инъекции тока и напряжения, которые являются неизвестными, но взвешенными, топологию электрической сети и такие параметры, как сопротивление и поперечная проводимость линий электропередачи, которые предполагаются известными.

С развитием технологии СВИ открываются перспективы определения фактических параметров ЛЭП. Точность моделирования режимов ЛЭП СВН в ЭЭС определяется адекватностью используемых математических моделей погрешностям исходных данных. Вектор исходных данных ЛЭП СВН включает схемные и режимные параметры. Вопрос об адекватности группы режимных параметров не вызывает сомнений, так как в ЭЭС компоненты вектора режимных параметров определяются на основании телеизмерений с использованием известных методов оценивания состояния.

Для расчета текущего режима ЭЭС по данным ТИ и телесигнализации (ТС) используются методы оценивания состояния, позволяющие отфильтровать погрешности в измерениях и рассчитать недостающую текущую информацию.

Впервые исследования по оцениванию состояния ЭЭС проводились в конце 60-х — начале 70-х годов прошлого столетия в СССР в ИСЭМ группой под руководством А.З. Гамма [6–9], а за рубежом Ф. Швеппе [4].

В оперативном управлении ЛЭП оценка состояния (ОС) играет важную роль как система повышения качества информации о текущем режиме линии. В результате ОС проводится расчет установившегося режима ЛЭП на основе измерений. На эффективность решения задачи ОС влияет качест-

во исходной информации, получаемой от систем измерения.

Задача ОС ЭЭС представляет собой расчет установившегося режима в условиях избыточности информации с погрешностями. Математическую основу ОС составляет метод наименьших квадратов.

Как известно, одним из применений результатов оценивания состояния является расчет установившихся режимов электрических сетей (РУРЭС) на основе данных, полученных только от СВИ. Проведение РУРЭС становится возможным, если количество СВИ достаточно для обеспечения наблюдаемости. Вектор измерений

$$\bar{y} = \{\delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}\}, \quad (1)$$

где U_i — модуль; δ_i — угол напряжения в узле i ; I_{ij} — модуль тока в ветви, смежной узлу i ; φ_{ij} — угол между током в этой ветви и напряжением в узле i .

GPS-синхронизированное современное оборудование способно измерять модуль напряжения с точностью 0,1% и фазовый угол — с точностью 0,2°. Установленное в узле СВИ может обеспечить измерение фазы напряжения в этом узле и фаз токов в некоторых или во всех смежных этому узлу ветвях [1, 2].

В связи с повышением точности измерений становится актуальным выбор математической модели ВЛ для оценивания состояния воздушной линии, соответствующей точности синхронизированных векторных измерений.

В [10] исследованы методические погрешности установившихся режимов ВЛ СВН в зависимости от представления цепочечными участками и сравнение с результатами, полученными по эталонной модели, основанной на уравнениях ВЛ с распределенными параметрами. Предложенная методика, алгоритм и разработанная программа расчета режима ЛЭП СВН, основанные на уравнениях линии с распределенными параметрами и учете реальных характеристик потерь на корону от напряжения и реактивного эффекта короны, позволяют получить предельно возможную точность расчета.

В связи с внедрением универсального измерительного комплекса (УИК), оперативного информационного комплекса (ОИК) и специализированных устройств измерения и регистрации параметров режима на основе персонального компьютера (ПК) в электроэнергетике в последнее время большое внимание уделяется определению суммарных потерь активной мощности в ВЛ по измерениям активных мощностей на концах линии [11, 12] и выделению из них потерь мощности на корону.

Для создания методики расчета потерь на корону в АЗНИ и ПИ институте энергетики разработана

автоматизированная система непрерывной регистрации по синхронизированным измерениям по времени потерь мощности на концах ВЛ и метеопараметрам (температура, давление, влажность, скорость ветра, количество осадков, плотность тумана, объём отложений на проводе, тока линии, солнечной радиации), с помощью которой проводятся непрерывные измерения в действующей ВЛ 500 кВ [10].

Выбор адекватной математической модели ВЛ для анализа установившихся режимов в реальном времени по СВИ при оценивании состояния. Суммарная погрешность при ОС по параметру ΔU может быть приближенно представлена в виде суммы составляющих [7]:

$$\Delta U = \Delta_{\text{мод}} + \Delta_{\text{изм}}, \quad (2)$$

где $\Delta_{\text{мод}}$ — отклонение, вызванное неадекватностью математической модели ВЛ, используемой для вычисления оптимальных значений; $\Delta_{\text{изм}}$ — составляющая, вызванная неточностью измерений текущего состояния режима.

Необходимая точность $\Delta_{\text{мод}}$ может быть определена из (2), если потребовать, чтобы значение $\Delta_{\text{мод}}$ было статистически незначимым фактором среди всех факторов. Переходя в (2) к нормам, имеем

$$\|\Delta U\| \leq \|\Delta_{\text{мод}}\| + \|\Delta_{\text{изм}}\|.$$

Отсюда при условии, что норма $\|\Delta_{\text{мод}}\|$ должна составлять некоторую заданную долю от нормы ΔU , т.е. $\|\Delta_{\text{мод}}\| = \varepsilon \|\Delta U\|$, получаем

$$\|\Delta_{\text{мод}}\| \leq \frac{\varepsilon}{1-\varepsilon} (\|\Delta_{\text{изм}}\|). \quad (3)$$

От этой нормы с помощью оптимальной модели ВЛ можно перейти к требованиям точности контролируемых параметров режима, для которых $\|\Delta_{\text{изм}}\|$ определяет необходимую точность математической модели при оценивании состояния. Например, при погрешности измерения 0,2% методическая погрешность математической модели в соответствии с (3) должна быть менее 0,05%.

Метод повышения точности моделирования режима ЛЭП СВН. Методические погрешности в зависимости от используемой модели и метода моделирования могут иметь значения, сопоставимые с погрешностями измерения параметров режима [10]. В связи с этим становятся актуальными требования к допустимым методическим погрешностям моделирования режима ВЛ.

Традиционно ЛЭП СВН представляется в виде схемы рис. 1 [13, 14]. Представление ВЛ в виде уравнений с распределенными параметрами дает возможность получить наибольшую точность. Однако уравнения линии с распределенными параметрами содержат гиперболические функции и моделирование в вычислительных устройствах с ограниченными возможностями создает трудности и снижает быстродействие.

Предложенный в статье метод повышения точности моделирования режима ЛЭП СВН основан на представлении ВЛ в виде П-образной схемы участков (рис. 1), моделировании потерь мощности на корону с помощью зависимостей от напряжения ρ -й степени, определении реактивного эффекта короны, представлении потерь мощности на корону и дополнительной реактивной нагрузки на концах участка ЛЭП и последовательном расчете напряжения в начале каждого участка по данным на ее конце.

Каждый участок ЛЭП имеет свои метеорологические данные: высота над уровнем моря, вид погоды, температура воздуха, освещенность (солнечная радиация), облачность, интенсивность осадков.

К примеру, трасса ВЛ 500 кВ 2-я Апшеронская ЭЭС Азербайджана проходит по зонам Баку-Шамахи—Гебеле—Мингечаур, высота над уровнем моря которых составляет 50–1200 м, температура воздуха на разных участках ЛЭП отличается более чем на 10 ± 12 °С, влажность 50–85%, осадки 400–600 мм/год.

При использовании П-образной схемы объем задачи увеличивается в связи с формированием модели из нескольких звеньев. Это позволяет использовать известные программные обеспечения.

Если ВЛ разделить на короткие участки и для каждого из них определить параметры участка линии, а затем рассматривать ВЛ как последователь-

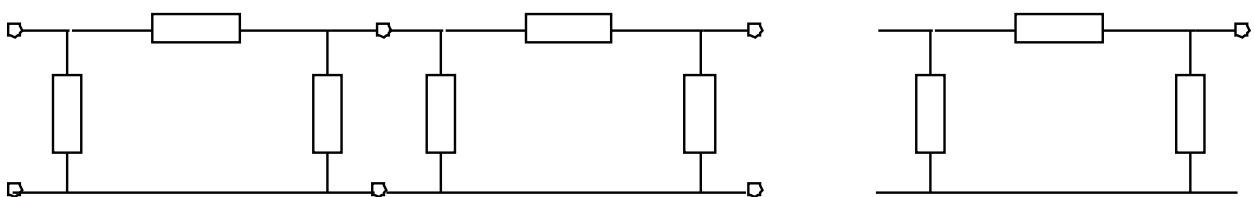


Рис. 1. Цепочная схема замещения линии электропередачи

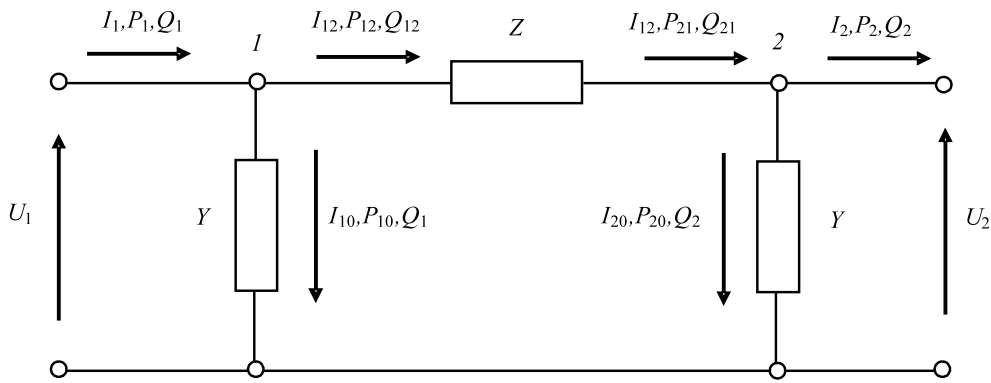


Рис. 2. Расчетная схема участка линии

ное (каскадное) соединение П-образных схем замещения участков, то появляется возможность учета различных погодных условий на всех участках ВЛ.

На рис. 2 представлена расчетная схема замещения участка ВЛ.

Математическая модель расчета режима участка линии. Определяются:

- 1) ток нагрузки в конце ВЛ

$$I_{\text{наг}} = S_{\text{наг}} / \sqrt{3}U; \quad \dot{I}_2 = \dot{I}_{\text{наг}};$$

- 2) ток в линии:

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{U}_2 Y; \tag{4}$$

$$\dot{I}_{21} = \dot{I}_1 - \dot{U}_1 Y; \tag{5}$$

- 3) напряжение в начале ВЛ

$$\Delta \dot{U}_{12} = \dot{I}_{12} Z_{12}. \tag{6}$$

Здесь $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12}$; Z_{12} – сопротивление участка; $Y = Y_{\text{п}} / 2$; $Y_{\text{п}}$ – полная проводимость линии.

Параметры схемы замещения по измерениям комплексов тока и напряжения на концах линии определяются из уравнений ВЛ, описывающих режим.

Уравнения (4)–(6) получены при условии представления потерь проводимостью $g_0 = \frac{\Delta P_{\text{к0}}}{U_{\text{ном}}^2}$, где

$\Delta P_{\text{к0}}$ – удельные потери на корону ВЛ, соответствующие номинальному напряжению линии $U_{\text{ном}}$.

Удельные потери на корону можно представить зависимостью от напряжения:

$$\Delta P_{\text{к.у}} = \Delta P_{\text{к0}} \left(\frac{U_k}{U_{\text{ном}}} \right)^\rho, \tag{7}$$

где U_k – фактическое напряжение в узле k ; ρ – показатель степени [11, 12, 14, 15].

В то же время потери мощности можно определить как потери в равномерно распределенной проводимости ВЛ:

$$\Delta P_{\text{к.р}} = 3g_0 \int_0^L U_l^\rho dl. \tag{8}$$

Реальную характеристику потерь на корону ЛЭП можно представить зависимостью от напряжения:

$$\Delta P_{\text{к}} = g_0 L U_{\text{ном}}^2 \left(\frac{U_{\text{к}}}{U_{\text{ном}}} \right)^\rho, \tag{9}$$

где L – длина ВЛ, км.

Уточнение реактивной проводимости в соответствии с реактивным эффектом короны. В уравнениях линии с распределенными параметрами генерация реактивной мощности ВЛ учитывается погонной реактивной проводимостью. Дополнительная емкость определяется по известной характеристике потерь мощности на корону и углу сдвига первой гармоники коронного тока относительно напряжения [15]:

$$\Delta C = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{\omega U^2} \text{tg}\psi, \tag{10}$$

где ω – угловая частота; U – напряжение линии; ψ – угол между током первой гармоники короны и напряжения.

При моделировании режима ЛЭП СВН в отличие от существующих подходов учитывается влияние потерь на корону в ρ -й степени и реактивный эффект короны. Моделирование режима ЛЭП СВН с учетом потерь на корону как функции от напряжения основано на уравнениях с распределенными параметрами. В отличие от существующих упрощенных подходов учитывается более точная модель ВЛ, состоящая из нескольких звеньев. В этом случае результаты моделирования близки результатам, полученным по уравнениям с распределенными параметрами.

Оценивание состояния с применением СВИ. При решении задачи оценивания состояния использованием уравнений установившихся режимов электрической сети вектор состояния $x = (\delta, U)$ включают модули и фазовые углы напряжений. При этом

задача оценивания состояния ЛЭП сводится к минимизации функции [7]:

$$\mathbf{J}(x) = [\bar{y} - y(x)]^T \mathbf{R}_y^{-1} [\bar{y} - y(x)], \quad (11)$$

где \bar{y} – измеренные параметры; x – вектор состояния; $y(x)$ – оценки измеренных параметров; \mathbf{R}_y – матрица ошибок измерений.

В векторе состояния часть компонентов измерена, а часть может быть вычислена через измеренные токи.

При постановке задачи ОС с использованием уравнений установившихся режимов электрической сети в прямоугольных координатах, включающих продольные и поперечные составляющие напряжений, модель измерений становится линейной. При этом матрица Якоби становится постоянной и оценка вектора состояния ЛЭП получается из уравнения

$$\mathbf{x} = [\mathbf{H}^T \mathbf{R}_y^{-1} \mathbf{H}]^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}_y^{-1} \bar{y} \quad (12)$$

без выполнения итераций [9–16].

В результате ОС значения параметров режима ЛЭП СВН могут использоваться для мониторинга состояния и участвовать в реализации функций управления их оборудованием, а также передаваться в центр управления для координации и формирования режима полной схемы.

Программирование. На основе предложенной методики разработана программа моделирования режима ЛЭП (рис. 3). Алгоритм решения задачи оценивания состояния ЛЭП с применением данных от СВИ и с учетом характеристики потерь от напряжения заключается в следующем:

1) задание исходных данных о ЛЭП СВН, характеристик потерь на корону и показателя степени напряжения ρ для группы погодных условий;

2) моделирование потерь мощности на корону с использованием зависимостей (7)–(10) от напряжения по данным режима на концах участка и представление в виде дополнительной нагрузки на концах линии;

3) моделирование реактивного эффекта короны участка линии как дополнительной реактивной проводимости на основе (10) и представление его в уравнениях линии в виде суммарной проводимости;

4) расчет режима участка ЛЭП СВН по уравнениям с распределенными параметрами;

5) расчет режима участка ЛЭП СВН по уравнениям П-образной схемы и методом Ньютона.

6) оценивание состояния линейными и нелинейными методами.

При задании в качестве измерений параметров режима, полученных по П-образной схеме, резуль-

таты ОС выдают решение с нулевой среднеквадратической ошибкой (СКО). А при задании в качестве измерений параметров режима, полученных по уравнениям с распределенными параметрами, результаты ОС дают решение с СКО, которое соответствует относительной погрешности модели П-образной схемы

Результаты моделирования. Для моделирования режима ЛЭП СВН на основе СВИ измерений и влияния дополнительной емкости на результаты расчета установившихся режимов электрических сетей были проведены расчеты для ВЛ 500 кВ с конструкцией фазы 3×АС-330/43; $r_0 = 0,029$ Ом/км; $x_0 = 0,299$ Ом/км; $b_0 = 3,74 \cdot 10^{-6}$ См/км; длина линии равна 350 км.

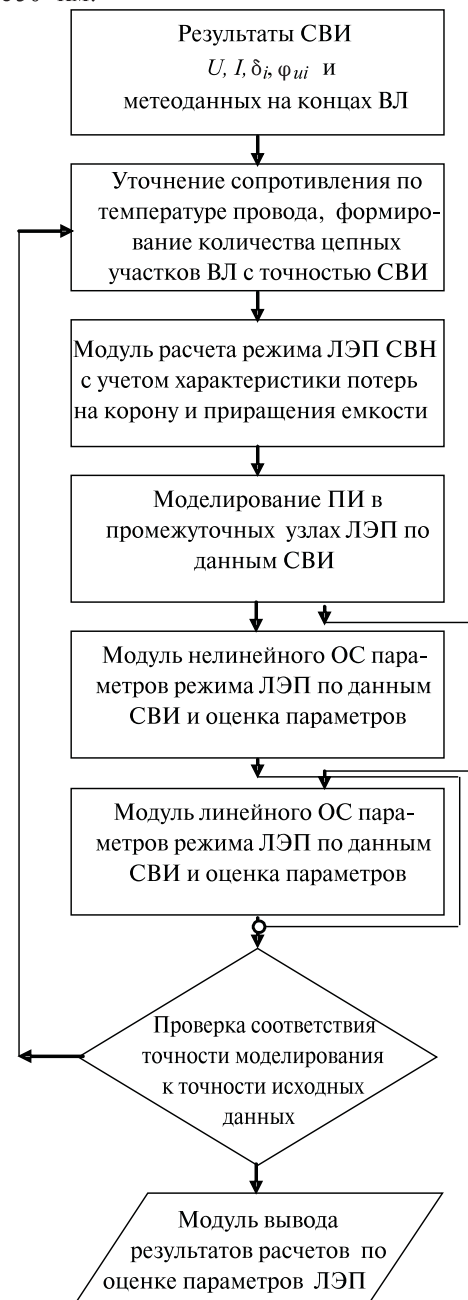


Рис. 3. Алгоритм программы ОС ЛЭП СВН

Расчеты проводились при задании показателя степени характеристики потерь от напряжения $\rho=4$, температуре провода $20\text{ }^\circ\text{C}$ и соответственно удельных потерь на корону 100 Вт/м и температуре провода $-10\text{ }^\circ\text{C}$ при показателе степени характеристики потерь от напряжения $\rho=2,4$.

В табл. 1 приведены результаты расчета ВЛ для режима передачи в конце линии $U_2 = 490\text{ кВ}$ и $S_2 = 900 + j50\text{ МВА}$ при удельных потерях на корону 4 Вт/м в зависимости от значений длины звеньев, полученных по уравнениям линии в виде баланса мощностей в узлах при решении методом Ньютона. В последней строке таблицы представлены результаты расчета режима ВЛ по уравнениям линии с распределенными параметрами.

Синхронизированные векторные измерения смоделированы путем зашумления результатов расчета установившегося режима пятиузловой тестовой схемы. При этом принято, что ошибки измерений носят случайный характер и имеют нормальное распределение. На основании этого допускается, что случайные ошибки измерений не выходят за пределы истинных значений, т.е. находятся в пределах точности, заданной измерительным оборудованием. Для СВИ принята точность измерений: по току и напряжению – $0,3\%$, по углу – $0,1^\circ$.

Таблица 1

Представление ВЛ 350 км участками		$U_{\text{нач}}$, кВ	$\delta_{\text{нач}}$, рад	$I_{\text{нач}}$, кА	$\varphi_{\text{нач}}$, рад
число	длина, км				
1	350	523,2937	0,3810	1,7944	-0,3040
2	175	521,5721	0,3755	1,7976	-0,3066
3	116.67	521,2644	0,3746	1,7982	-0,3070
4	87.5	521,1575	0,3742	1,7984	-0,3072
5	70	521,1081	0,3740	1,7984	-0,3073
7	50	521,0652	0,3739	1,7985	-0,3073

Примечание. По уравнениям длинной линии получены $U_{\text{нач}} = 521,0206\text{ кВ}$ и $\delta_{\text{нач}} = 0,3737\text{ рад}$.

В табл. 2 приведены результаты оценивания состояния при удельных потерях мощности на корону, соответствующих группе «хорошая погода» 4 Вт/м и степени характеристики от напряжения $\rho=2$.

Таблица 2

Число участков	Длина участков, км	Число узлов	СКО, %	Значение σ , отн. ед.
1	350	2	0,014724	0,09234
2	175	3	0,008373	0,04034
3	116.67	4	0,005232	0,00269
4	87.5	5	0,004191	0,01685

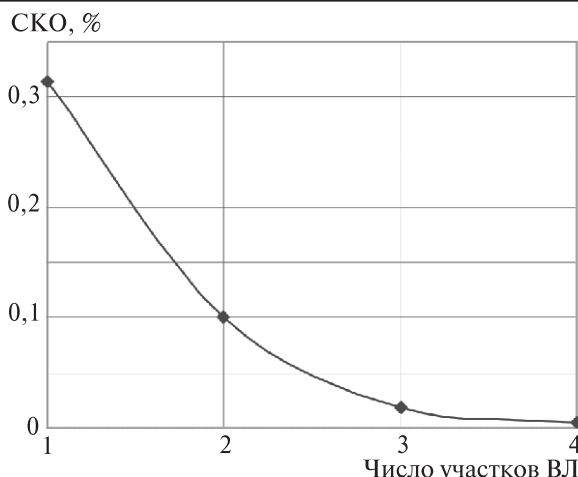


Рис. 4. Зависимость СКО напряжения от числа участков ВЛ

На рис. 4 приведены результаты нелинейного оценивания состояния в зависимости от длины участков линии при удельных потерях мощности на корону, соответствующих группе «изморозь» 100 Вт/м и степени характеристики от напряжения $\rho=2$.

Результаты сопоставления с ранее известными. Результаты сопоставлены с результатами программ ИСЭМ [9, 16] и State Estimation.

Точность модели ОС ВЛ проводится сопоставлением СКО по данным эталонной модели, за которые принимаются результаты, полученные по уравнениям с распределенными параметрами.

Результаты ОС показывают, что чем меньше длина звеньев ВЛ, тем меньше СКО ОС и больше точность модели. Методическая погрешность модели ВЛ увеличивается с ростом уровней потерь на корону. В условиях хорошей погоды методическая погрешность по П-образной схеме ВЛ достигает до $0,014\%$. При плохой погоде (дождь, изморозь) погрешность моделирования по П-образной схеме ВЛ растет и σ достигает до $0,3\%$ и более. Поэтому для повышения точности моделирования П-образной схемы ВЛ и согласования с точностью данных СВИ возникает необходимость использования П-образной схемы ВЛ с меньшей длиной звеньев цепочечных схем.

Зависимости методических погрешностей расчета ЛЭП 500 кВ длиной 350 км по П-образной схеме замещения при $\Delta P_{\text{к0}} = 100\text{ Вт/м}$, $\rho=4$, $\Delta C = 10\%$ приведены на рис. 5.

Результаты, приведенные на рис. 5, показывают, что увеличение длины линии приводит к увеличению методической погрешности составляющих потерь.

Исследования показали [9, 16], что точность вычисленного значения узлового комплекса напряжения практически равна точности измерений физического СВИ.

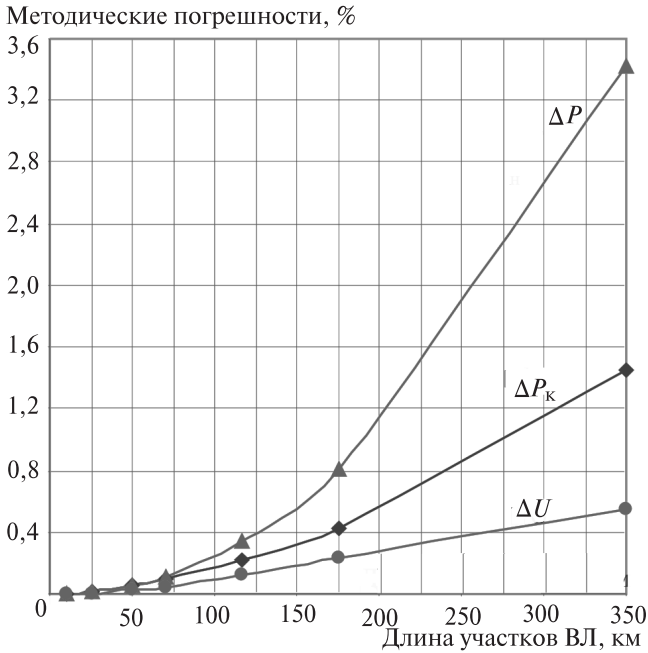


Рис. 5. Зависимость погрешности от длины звеньев П-образной схемы

Расчетные значения перетоков мощностей (псевдоизмерения) вычислялись на основе векторных измерений из выражений:

$$P_{ij\text{рсч}} = \sqrt{3} I_{ij\text{PMU}} U_{i\text{PMU}} \cos \varphi_{ij\text{PMU}}; \quad (13)$$

$$Q_{ij\text{рсч}} = \sqrt{3} I_{ij\text{PMU}} U_{i\text{PMU}} \sin \varphi_{ij\text{PMU}}. \quad (14)$$

В задаче РУРЭС можно применять прямые СВИ и вычисленные значения узлового напряжения и псевдоизмерения перетоков по (13) и (14).

На рис. 6 приведены результаты линейного оценивания состояния в зависимости от длины участков линии при удельных потерях мощности на корону 4 Вт/м, соответствующих группе «хорошая погода» и степени характеристики от напряжения $\rho=2$.

В результате линейного оценивания состояния (ЛОС) при делении ВЛ на два участка полученная СКО значительно уменьшилась (с 1,29 до 0,244%), что подтверждает эффективность ЛОС.

До настоящего времени считалось, что можно использовать упрощенные модели ВЛ. Уравнения ВЛ с распределенными параметрами не рекомендовались. Погрешность упрощенной модели нелинейной ОС 0,314% в рассмотренном случае превышает погрешности измерений параметров режима современными интеллектуальными приборами и СВИ, что недопустимо. Поэтому для оперативного моделирования режимов ВЛ СВН необходимо применение более точных моделей, имеющих методические погрешности в 3–4 раза и более, т.е. около 0,05%.

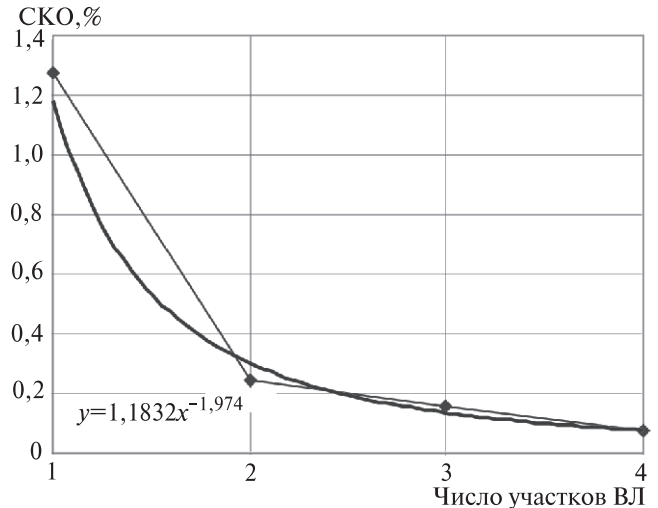


Рис. 6. Зависимость СКО напряжения в процентах от числа участков ВЛ

Результаты исследования погрешности упрощенных моделей на примере ВЛ СВН показывают, что методические погрешности известных упрощенных моделей установившихся режимов по сравнению с уравнениями воздушной линии с распределенными параметрами не обеспечивают соответствующей СВИ точности.

Применение предлагаемого подхода позволяет повысить точность анализа установившихся режимов, ОС электрических параметров воздушной линии и эффективность управления линией электропередачи в реальном времени.

Выводы. 1. Сопоставительный анализ полученных результатов на примере ВЛ 500 кВ с исследованиями зарубежных исследователей, а также МЭИ, ИСЭМ показал, что предложенный метод и алгоритм позволяют значительно улучшить точность моделирования установившихся режимов ВЛ, и приводит к повышению эффективности управления линией электропередачи в реальном времени.

2. Представление ВЛ цепочечными участками позволяет получить точность ЛОС, которая соответствует точности СВИ. Установлено, что применение алгоритма линейного оценивания состояния ЛЭП СВН по измерениям СВИ приводит к значительному снижению СКО, что подтверждает правильность предложенного подхода. Практическая ценность метода ЛОС заключается в простоте программной реализации и повышенной скорости получения решения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/Под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. — М.: Изд-во МЭИ, 2000, 648 с.

2. **Системные** исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ/Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010, 686 с.
3. **Phadke A.G.** Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476–479.
4. **Schweppе F., Wildes J.** Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model, Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, vol. (PAS – 89), January 1970, pp. 120 – 125.
5. **Беляков Ю.С.** К вопросу идентификации параметров воздушных линий электропередачи. – Электричество, 2008, № 6, с. 18–23.
6. **Гамм А.З.** Оценка текущего состояния электроэнергетической системы как задача нелинейного программирования. – Электричество, 1972, № 9, с. 12–18.
7. **Гамм А.З.** Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976, 220 с.
8. **Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С.** Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и СВИ. – Электричество, 2009, № 6, с. 2–9.
9. **Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А.** Линейное оценивание состояния методом контрольных уравнений для локальных СМПП. – Электричество, 2014, № 3, с. 4–10.
10. **Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Исаева Т.М.** Повышение точности моделирования режима линии электропередачи на основе текущих параметров. – Электронное моделирование, 2016, т. 32, № 2, с. 67–81 (Украина).
11. **Тамазов А.И.** Измерение текущих потерь мощности ВЛ. – Электрические станции, 2005, № 8, с. 53–57.
12. **Шаров Ю.В., Гаджиев М.Г.** Измерение потерь мощности на корону в линиях сверхвысокого напряжения ОАО «ФСК ЕЭС». – Электрические станции, 2010, № 3, с. 19–23.
13. **Идельчик В.И.** Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
14. **Баламетов А.Б.** Коронирование проводов ВЛ СВН. Моделирование в установившихся режимах. Монография. – Saarbrücken (Deutschland), Lambert Academic Publishing, 2013, 310 с.

15. **Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Набиев Х.И., Илясов О.В.** Измерение потерь активной мощности ВЛ по текущим параметрам режима на концах линии. – Электронное моделирование, 2013, № 5, с. 77–91 (Украина).

16. **Степанова А.А., Кононов Ю.Г.** Диагностика состояния ЛЭП на основе идентификации удельных электрических параметров. – Известия вузов. Электромеханика, 2013, № 1, с. 56–57.

[19.10.2016]

Авторы: Баламетов Ашраф Баламет оглы окончил факультет энергетики Азербайджанского института нефти и химии им. М. Азизбекова (АЗИНХ) в 1971 г. В 1994 г. защитил докторскую диссертацию в Новосибирском техническом университете «Модели и методы управления режимами электрических сетей с ВЛ СВН». Заведующий научно-исследовательским направлением Азербайджанского научно-исследовательского института энергетики (АЗНИ и ПИ ИЭ).

Халилов Эльман Дамир оглы окончил физический факультет Азербайджанского государственного университета в 1984 г. В 2000 г. защитил кандидатскую диссертацию в АЗНИИ энергетики и энергетического проектирования (АЗНИИ ЭЭП) «Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности методом линейного аппроксимирующего программирования». Заведующий отдела АЗНИ и ПИ ИЭ.

Исаева Тарана Муса кызы окончила факультет энергетики АЗИНХ в 1991 г. В 2007 г. защитила кандидатскую диссертацию в АЗНИИ ЭЭП «Исследование влияния вклада нелинейной нагрузки на показатели качества электроэнергии в высоковольтных электрических сетях». Доцент Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности.

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 3, pp. 20–28.

Selecting the Overhead Power Line Model in Simulating Its Operating Mode Based on Synchronized Phasor Measurements

BALAMETOV Ashraf Balamet ogly (Azerbaijan Research and Design Institute of Energy (Az RDIE), Baku, Azerbaijan) – Head of the Scientific Direction, Professor, Dr. Sci. (Eng.)

KHALILOV Elman Damir ogly (Az RDIE, Baku, Azerbaijan) – Head of the Department, Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)

ISAYEVA Tarana Musa kzyzy (Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan) – Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)

The article addresses matters concerned with selecting an adequate overhead power line mathematical model for analyzing steady-state operating conditions in a real time mode based on the results of synchronized phasor measurements. A method and an algorithm for more accurately simulating the system based on the values of operating parameters at the overhead power line ends obtained from the synchronized phasor measurement units (PMUs) taking into account the actual weather conditions are proposed. The suggested method involves selecting the number of sections in the overhead power line ladder model at which acceptable accuracy is achieved as compared with the PMU instrumental errors. The methodical errors of well-known simplified steady-state models as compared with the overhead power line equations with distributed parameters are investigated on the basis of operating mode state assessment. By applying the proposed approach it becomes possible to achieve better accuracy in analyzing steady-state