

МЕТОД ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С КОРРЕКЦИЕЙ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ НА ОСНОВЕ ПЕРЕДАТОЧНЫХ ФУНКЦИЙ

А.К. Жуйков

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»

I. Введение

Математическим описанием узлов нагрузки являются комплексные модели для расчета переходных процессов и статические модели для расчетов установившихся режимов (УР) и для анализа статической устойчивости. Вид статической модели нагрузки должен соответствовать существу решаемой задачи. В расчетах исходных режимов допускается задание нагрузки постоянными активной и реактивной мощностями. В расчетах режимов, которые наступают после структурных изменений схемы или параметров режима, следует моделировать электрическую нагрузку статическими характеристиками нагрузки (СХН) по напряжению, так как они более точно отражают реакцию нагрузки на изменения схемы или режима по сравнению с другими способами задания нагрузки [1, 2].

При создании расчетных моделей в программных комплексах по расчету электрических режимов СХН по напряжению задают коэффициентами линейной (1) или полиномиальной (2) моделей.

Линейная модель:

$$\begin{aligned} P_H(U) &= P_{\text{баз}} \cdot [a_0 + a_1(U/U_{\text{баз}})]; \\ Q_H(U) &= Q_{\text{баз}} \cdot [b_0 + b_1(U/U_{\text{баз}})]; \end{aligned} \quad (1)$$

полиномиальная модель:

$$\begin{aligned} P_H(U) &= P_{\text{баз}} \left(Z_P (U/U_{\text{баз}})^2 + I_P (U/U_{\text{баз}}) + P_P \right); \\ Q_H(U) &= Q_{\text{баз}} \left(Z_Q (U/U_{\text{баз}})^2 + I_Q (U/U_{\text{баз}}) + P_Q \right), \end{aligned} \quad (2)$$

где $P_H(U)$ и $Q_H(U)$ – расчетные значения активной и реактивной мощностей; $P_{\text{баз}}$ и $Q_{\text{баз}}$ – базисные значения активной и реактивной мощностей, соответствующие базисному напряжению $U_{\text{баз}}$; $a_0 = P_P$, $b_0 = P_Q$, $a_1 = I_P$, $b_1 = I_Q$, $a_2 = Z_P$, $b_2 = Z_Q$ – коэффициенты, характеризующие долю участия составляющих постоянной мощности,

постоянного тока и постоянного сопротивления, в общей СХН по напряжению в относительных единицах.

Расчеты электрических режимов проводятся не только для исходных схем и моделей, но и для эквивалентных. Эквивалентирование способствует уменьшению размерности схемы и модели, сокращая объем вычислений и облегчая анализ полученных результатов. В то же время эквивалентирование меняет структуру исходной схемы, что неизбежно вызывает погрешности в результатах расчетов режимных параметров.

В работах [5, 7, 8, 10–11] описаны общеизвестные методы эквивалентирования: Варда (Ward equivalent) и его модификации; построения REI-эквивалентов (Radial Equivalent Independent); метод, учитывающий оптимальное потокораспределение (OPF-based method); метод создания эквивалентов для анализа процессов на рынке электрической энергии и мощности (market-based method). Авторами этих работ получены эквиваленты с малой погрешностью режимных параметров относительно исходной схемы, но практика показала рост погрешности при изменении схемно-режимной ситуации. Одной из причин появления погрешности является отсутствие коррекции коэффициентов СХН в расчётной модели.

В статье представлен и апробирован статический метод эквивалентирования исходной схемы и ее расчетной модели (PM) с коррекцией коэффициентов СХН по напряжению, основанный на применении передаточных функций (ПФ).

II. Математическая модель и метод применения передаточных функций

Для расчетов режимов энергосистем используется представление параметров режима в операторной форме, что позволяет представить элементы энергосистем в виде ПФ, входными и выходными параметрами которых являются операторные изображения параметров режима [13].

Выражения, связывающие выходные переменные сетевых элементов с входными переменными, имеют вид

1) для линий электропередачи (ЛЭП):

$$\begin{aligned}\underline{U}_2 &= \underline{U}_1 \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l); \\ \underline{I}_2 &= \underline{I}_1 \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) - \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_B} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l),\end{aligned}\quad (3)$$

где $\underline{U}_1, \underline{U}_2$ – комплексные значения входного и выходного значений напряжения соответственно; $\underline{I}_1, \underline{I}_2$ – комплексные значения входного и выходного значений тока соответственно; $\underline{\gamma}$ – постоянная распространения; l – длина линии; \underline{Z}_B – волновое сопротивление;

2) для трансформаторов:

$$\begin{aligned}\underline{U}_2 &= \frac{\underline{U}_1 - (R_T + jX_T) \cdot (\sqrt{3} \cdot \underline{I}_1 - (G_T - jB_T) \cdot \underline{U}_1)}{n}; \\ \underline{I}_2 &= n \left(\underline{I}_1 - \frac{(G_T - jB_T) \cdot \underline{U}_1}{\sqrt{3}} \right),\end{aligned}\quad (4)$$

где n – коэффициент трансформации трансформатора; R_T, X_T – активное и реактивное сопротивления трансформатора; G_T, B_T – активная и реактивная проводимости трансформатора.

Учитывая формулы (3) и (4), ПФ сетевых элементов примут вид

1. для ЛЭП:

$$\begin{aligned}W_U(p) &= \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) - \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{I}_1}{\underline{U}_1} \cdot \underline{Z}_B \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l) = \underline{A}_1 + \underline{B}_1 \frac{\underline{I}_1}{\underline{U}_1}; \\ W_I(p) &= \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma}l) - \frac{\underline{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_B \cdot \underline{I}_1} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}l) = \underline{C}_1 \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} + \underline{D}_1.\end{aligned}\quad (5)$$

2. для трансформаторов:

$$\begin{aligned}W_U(p) &= \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} = \frac{1 - (R_T + jX_T) \cdot \left(\sqrt{3} \cdot \frac{\underline{I}_1}{\underline{U}_1} - (G_T - jB_T) \right)}{n}; \\ W_I(p) &= \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1} = n \left(1 - \frac{(G_T - jB_T) \cdot \underline{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_1} \right).\end{aligned}\quad (6)$$

Эквивалентная ПФ по напряжению и по току для нескольких последовательно соединенных связей запишется как:

$$W_{\text{ЭКВ}}^U(p) = \prod_{i=1}^n W_i^U(p); \quad (7)$$

$$W_{\text{ЭКВ}}^I(p) = \prod_{i=1}^n W_i^I(p).$$

В качестве объекта исследования выбрана схема части энергосистемы, представленная на рис. 1, – исходная схема. Схема имеет цепочечную структуру, которая позволит объяснить метод ПФ для эквивалентирования и коррекции СХН по напряжению.

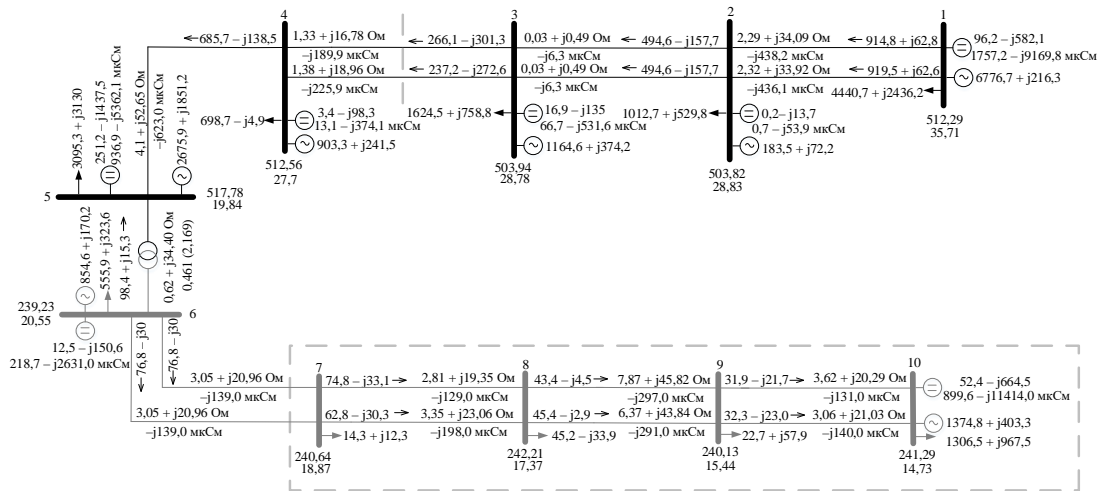


Рис. 1. Схема части энергосистемы (исходная схема)

Схема содержит два энергорайона, не имеющих ограничений по передаваемой мощности: первый энергорайон – от узла 1 до узла 3; второй энергорайон – от узла 6 до узла 10. Для этих энергорайонов будут созданы эквиваленты. На рис. 1 пунктирным прямоугольником выделен участок, который будет рассмотрен в качестве примера, а вертикальной пунктирной линией обозначено сечение между двумя энергорайонами – двухцепная линия электропередачи 3–4. Базисным узлом является узел 1.

Метод применения ПФ для эквивалентирования и коррекции коэффициентов СХН по напряжению следующий:

- 1) рассчитать электрические режимы для исходной схемы;
- 2) определить ПФ сетевых элементов по (5) и (6);
- 3) выделить связи для применения (7) и получить эквивалентную схему;
- 4) рассчитать электрические режимы для эквивалентной схемы с кор-

рекция коэффициентов СХН по напряжению.

Применяя последовательно формулы (3)–(7) к узлам и ветвям схемы энергосистемы цепочечной структуры, начиная с базисного, можно получить формулу для эквивалентной ПФ по напряжению:

$$\underline{W}_{\text{ЭКВ}}^U(p) = \underline{A}_i \cdot \prod_{k=1}^{i-1} \underline{W}_k^U(p) + \underline{B}_i \cdot \frac{\underline{I}_i}{\underline{U}_1}, \quad (8)$$

где \underline{A}_i , \underline{B}_i – коэффициенты четырехполюсника связи $i-1 - i$.

Аналогично определяется эквивалентная ПФ по току:

$$\underline{W}_{\text{ЭКВ}}^I(p) = \underline{W}_{i-1}^I(p) \cdot \left(\underline{W}_{i-2}^I(p) \cdot \left(\dots \left(\underline{W}_1^I(p) - \frac{\hat{S}_{\text{H}1}}{\sqrt{3} \cdot \hat{U}_1 \cdot \underline{I}_1} \right) - \dots - \frac{\hat{S}_{\text{H}i-2}}{\sqrt{3} \cdot \hat{U}_{i-2} \cdot \underline{I}_1} \right) - \frac{\hat{S}_{\text{H}i-1}}{\sqrt{3} \cdot \hat{U}_{i-1} \cdot \underline{I}_1} \right), \quad (9)$$

где $\hat{S}_{\text{H}i}$ – комплексно сопряжённое значение полной мощности

нагрузки узла i , \hat{U}_i – комплексно сопряжённое напряжение в узле i .

В исходной и эквивалентной схемах в рассматриваемых узлах должны быть равны первые производные мощности нагрузки по напряжению, что свидетельствует об одинаковой реакции нагрузки на изменение напряжения. Дополнив это условие равенством суммы значений коэффициентов СХН по напряжению единице, и используя выражение (2), можно получить систему уравнений для коррекции коэффициентов СХН по напряжению для активной и реактивной мощностей.

III. Апробация метода и результаты

В качестве расчётных режимов приняты нормальный режим и ремонтные режимы, связанные с отключением одной цепи двухцепных линий 3-4; 1-2; 2-3; 6-7 (рис. 1). Расчеты режимов проводятся с учетом значений модуля и фазы напряжения базисного узла и перетоков мощностей, направленных из него.

Эквивалентная схема приведена на рис. 2.

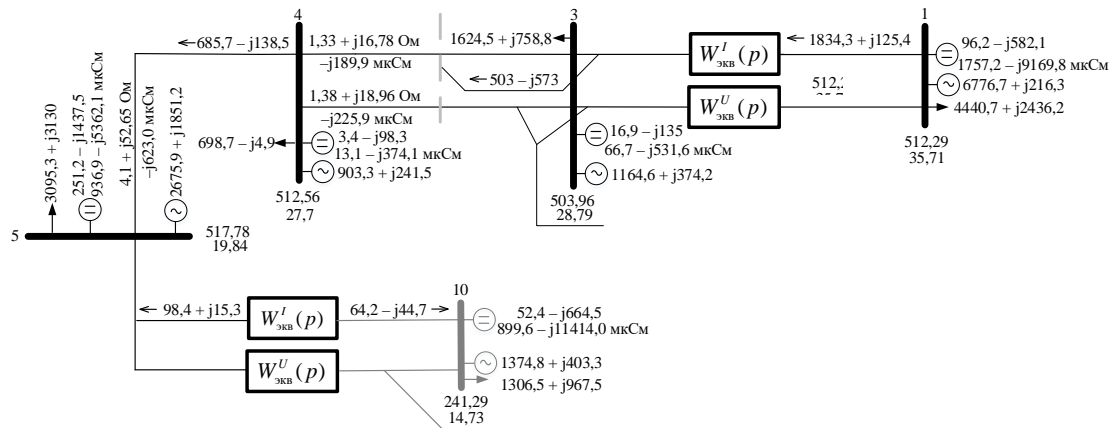


Рис. 2. Эквивалентная схема части энергосистемы

Параметры режима для исходной и эквивалентной схем представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчёта режимов

Параметры режима исходной схемы						
Режим	P_{3-4} , МВт	Q_{3-4} , Мвар	U_3 , кВ	δ_3 , эл.град.	U_4 , кВ	δ_4 , эл.град.
Нормальный	503	-574	503,94	28,78	512,56	27,70
Отключение 3-4-1	556	-497	501,13	28,58	517,79	26,11
Отключение 1-2-1	364	-585	489,55	22,77	489,82	21,92
Отключение 2-3-1	503	-574	503,97	28,72	512,58	27,65
Отключение 6-7-1	494	-566	503,75	28,82	512,25	27,76
Параметры режима эквивалентной схемы						
Режим	P_{3-4} , МВт	Q_{3-4} , Мвар	U_3 , кВ	δ_3 , эл.град.	U_4 , кВ	δ_4 , эл.град.
Нормальный	503	-573	503,96	28,79	512,56	27,72
Отключение 3-4-1	556	-494	501,15	28,60	517,71	26,13
Отключение 1-2-1	363	-575	489,59	22,80	498,68	21,96
Отключение 2-3-1	504	-573	503,99	28,74	512,58	27,66
Отключение 6-7-1	493	-568	503,89	28,78	512,42	27,73

В таблицу 2 сведены результаты расчета погрешностей.

Таблица 2. Погрешности расчёта параметров режима

Режим	ΔP_{3-4} , %	ΔQ_{3-4} , %	ΔU_3 , %	$\Delta \delta_3$, %	ΔU_4 , %	$\Delta \delta_4$, %
Нормальный	0,061	0,153	0,004	0,048	0,000	0,081
Отключение 3-4-1	0,035	0,572	0,004	0,055	0,015	0,062
Отключение 1-2-1	0,390	1,684	0,007	0,129	0,027	0,178
Отключение 2-3-1	0,112	0,156	0,003	0,056	0,001	0,052
Отключение 6-7-1	0,198	0,387	0,028	0,146	0,032	0,118

По результатам таблицы 2 видно, что погрешности расчетов параметров режима малы, что говорит о хорошей работоспособности ПФ в части определения режимных параметров при эквивалентировании.

В таблице 3 представлены скорректированные коэффициенты СХН для эквивалентной РМ.

Таблица 3. Значения коэффициентов СХН по напряжению для эквивалентной расчётной модели

№ узла		P_P	I_P	Z_P	P_Q	I_Q	Z_Q
Нормальный режим							
3	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	3,700	-7,000	4,300
	Эквивалентная РМ	1,062	-0,761	0,699	4,281	-8,152	4,871
4	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	4,900	-10,100	6,200
	Эквивалентная РМ	0,828	-0,297	0,468	4,894	-10,088	6,194
Отключение связи 3-4-1							
3	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	3,700	-7,000	4,300
	Эквивалентная РМ	1,410	-1,457	1,047	5,150	-9,892	5,743
4	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	4,900	-10,100	6,200
	Эквивалентная РМ	0,729	-0,106	0,376	4,536	-9,399	5,863
Отключение связи 1-2-1							
3	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	3,700	-7,000	4,300
	Эквивалентная РМ	0,922	-0,488	0,566	3,930	-7,469	4,539
4	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	4,900	-10,100	6,200
	Эквивалентная РМ	1,482	-1,607	1,125	7,241	-14,800	8,558
Отключение связи 2-3-1							
3	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	3,700	-7,000	4,300
	Эквивалентная РМ	1,059	-0,754	0,695	4,272	-8,135	4,863
4	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	4,900	-10,100	6,200
	Эквивалентная РМ	0,828	-0,297	0,468	4,894	-10,088	6,194
Отключение связи 6-7-1							
3	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	3,700	-7,000	4,300

№ узла		P_p	I_p	Z_p	P_Q	I_Q	Z_Q
	Эквивалентная РМ	1,367	-1,365	0,998	5,043	-9,662	5,620
4	Исходная РМ	0,830	-0,300	0,470	4,900	-10,100	6,200
	Эквивалентная РМ	1,071	-0,769	0,699	5,768	-11,787	7,021

Из представленных в таблице 3 результатов следует, что коэффициенты СХН в узлах эквивалентной РМ изменяются относительно коэффициентов исходной расчетной модели. При этом наблюдается высокая чувствительность коэффициентов СХН даже к очень малой погрешности при определении напряжений.

IV. Заключение

1. Применение ПФ по напряжению и току позволило сократить число узлов и связей, как в схеме, так и в РМ с малой погрешностью результатов расчёта режимных параметров, что говорит об эффективности предлагаемого метода для эквивалентирования схем цепочечной структуры. Рост погрешностей напряжений в узлах и перетоков мощностей в сечении возникает в случае режима, вызванного изменением состояния связи, идущей от базисно-балансирующего узла.

2. Для обеспечения сохранения реакции нагрузки на изменение структуры схемы и режимных параметров была произведена коррекция коэффициентов СХН по напряжению. Результаты коррекции свидетельствуют о высокой чувствительности коэффициентов СХН даже к малой погрешности при определении напряжения.

3. Планируется дальнейшее развитие метода ПФ для эквивалентирования и коррекции СХН по напряжению схем произвольной структуры, проведение экспериментов не только для нормальных и ремонтных режимов, но и для режимов, связанных с большими возмущениями, создание алгоритма и программного обеспечения с оценкой его быстродействия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Allen, E. H., Lang J. H., & Ilic, M. D. (2008). A Combined Equivalenced-Electric, Economic, and Market Representation of the Northeastern Power Coordinating Council U.S. Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 896-907.
2. Arif, An., Wang, J., Wang, Zh, Mather, B., Bashualdo, H., & Zhao, D. (2018). Load Modeling – A Review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 5986-5999.

3. Basso, Christophe. P. (2016). *Linear Circuit Transfer Functions: An Introduction to Fast Analytical Techniques*. Hoboken, N. J: Wiley.
4. Cheng X., & Overbye T. J. (2005). PTDF-based Power System Equivalents. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), 1868-1876.
5. Gold'shnein, V., Dadonov, D., Krotkov, Eug., & Ptichkin, M. (2011). Static Load Modeling Consideration in Power System Regimes Calculations. *News of Higher Educational Institutions, Electromechanics*, 3, 35-37.
6. Milanović, J. V., Yamashita, K., Villanueva, S. M., Djokić, S. Ž., & Korunović, L. M. (2013). International Industry Practice on Power System Load Modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3038-3046.
7. Mouli, S., & Bapiraju, V. (2015). Static Network Equivalents for Large Power Systems. Proceedings from ICAET 2015: *International Conference on Advances in Engineering and Technology*, Sadar Nagur, Maharastra, India: IEEE.
8. Papaemmanouil, A., & Andersson, G. (2011). On the Reduction of Large Power System Models for Power Market Simulations. Proceedings from PSCC 2011: *17th Power Systems Computation Conference*, Stockholm, Sweden: IEEE.
9. Popova, E., & Lizalek, N. (2012). The method of mathematical models formation for centralized emergency control in UPS of Siberia. Proceedings from 5th International Conference Liberalization and Modernization of Power Systems: *Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid*, Irkutsk, Russia: IEEE.
10. Рыжов, Ю. П. (2007). Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. Учебник для Вузов. – Москва, Издательский дом МЭИ. 2007 – 488 с.

Научный руководитель: Н.Л. Бацева, к.т.н., доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики НИ ТПУ.