

С.Г. АКОПЯН, А.С. АРУТЮНЯН, А.Г. АКОПЯН, А.Г. АРАМЯН

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ БАЗИСНОГО УЗЛА НА ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Исследуется влияние величины напряжения базисного узла на потери мощности и повышение эффективности работы в сетях электроэнергетической системы (ЭЭС). Рассматривается пример расчета.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, базисный узел, экстремальный подход, потери мощности.

Задачи потокораспределения установившегося режима в ЭЭС в настоящее время являются актуальными. Имеется ряд методов, моделей и алгоритмов расчета, которые нашли различное применение. При этом большинство существующих методов расчета опираются на то, что величина напряжения базисного узла, как исходная информация, должна быть заданной. В действительности же напряжение базисного узла в течение суток изменяется, и его величина точно не известна. Поэтому это напряжение задается исследователем априори, исходя из интуитивных соображений и эмпирических оценок, которые вводят в результаты решения задачи неточность и ошибки. В некоторых случаях эти ошибки могут быть значительными и искажают реальную картину потокораспределения, приводя к дополнительным потерям активной мощности в сетях ЭЭС. Причем такие отклонения носят методический характер. Целью настоящей работы является исследование влияния различного значения заданного уровня напряжения базисного узла на параметры потокораспределения и на потери электроэнергии в сетях ЭЭС, привлечение внимания соответствующих специалистов в данной области к этой укоренившейся традиционной ошибке, разработка путей преодоления и устранения указанных недостатков.

Учитывая сложность, остроту и актуальность данного вопроса, исследования проводятся на известном и хорошо апробированном примере [1], где не учитываются побочные факторы и явления при расчете потерь. Вначале рассмотрим математическую модель традиционной задачи расчета установившегося режима ЭЭС с сосредоточенными параметрами в форме $\dot{Y}$. Рассмотрим электрическую цепь ЭЭС произвольной структуры, схема замещения которой состоит из $s=m+1$ узлов и p ветвей. Уравнения установившегося режима ЭЭС трехфазного (симметричного) переменного тока, связывающие мощности, задающие токи ($\hat{S}_j$ комплексно-сопряженные) и напряжения узлов в форме $\dot{Y}$, имеют вид

$$\dot{S}_j = P_j + jQ_j = 3\dot{U}_j\hat{S}_j, \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (1)$$

$$\sum_{k=1}^m Y_{jk} (\dot{U}_k - \dot{U}_0) = \dot{S}_j, j = 1, 2, \dots, m, \quad (2)$$

где Y_{jk} – элементы неособенной матрицы проводимостей, составленной для m независимых узлов.

При учете в схеме замещения ЭЭС поперечных паразитных емкостей линий электропередач (ЛЭП) компенсируются индуктивности в системе и уменьшаются потери реактивной мощности. Одновременно учет поперечных емкостей ЛЭП усложняет математическую модель и алгоритм расчета, так как эти емкости уменьшают диагональные элементы матрицы проводимостей, которые ухудшают сходимость итерационного процесса при решении задачи потокораспределения установившегося режима ЭЭС. Во избежание этого в схеме замещения ЭЭС можно не учитывать поперечные паразитные емкости ЛЭП. Если же по требованию рассматриваемой задачи необходим их учет, то это делается согласно [2], т.е. эти емкостные поперечные проводимости не суммируются с диагональными элементами матрицы проводимостей, а представляются эквивалентными источниками тока, которые в каждом шаге итерации считаются заданными.

Система нелинейных (1) и линейных (2) уравнений при заданных мощностях узлов $\dot{S}_j$, параметрах сети Y_{jk} и напряжении U_0 базисного (балансирующего) узла в общем случае решается итерационными методами. После решения задачи (1),(2) для каждого заданного значения напряжения базисного узла потери активной мощности рассчитываются по формуле

$$\pi = \sum_{i=1}^n I_i^2 r_i + \Delta P_j, \quad (3)$$

где ΔP_j – суммарные потери активной мощности на корону в линиях, холостого хода в трансформаторах, автотрансформаторах, в батареях конденсаторов и в реакторах, подключенных к j -му узлу схемы замещения ЭЭС.

Токи в ветвях $\dot{I}_i$ схемы замещения ЭЭС определяются по закону Ома для каждой ветви:

$$\sum_{j=1}^s a_{ij} \dot{U}_j = Z_i \dot{I}_i, i = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

где a_{ij} – элемент транспонированной матрицы инцидентий; Z_i – комплексные сопротивления ветвей схемы замещения ЭЭС.

В [3,4] рассматривается экстремальный подход к решению задач потокораспределения ЭЭС. Речь идет об оптимизации потокораспределения установившегося режима в произвольной пассивной цепи ЭЭС в виде задачи на минимум суммарных потерь активной мощности в сети ЭЭС (3) при соблюдении условий ограничений в виде уравнения узловых напряжений, составленного для всех s узлов схемы замещения ЭЭС:

$$\sum_{k=1}^s Y_{jk} \dot{U}_k = \dot{\mathcal{S}}_j, j = 1, 2, \dots, s, \quad (5)$$

(где Y_{jk} – элементы особой матрицы проводимостей), а также уравнения закона Ома для каждой ветви (4), уравнений связывающих мощности, задающие токи и фазные напряжения узлов (1) и технических ограничений на модули напряжений в виде неравенств

$$U_{j\min} \leq U_j \leq U_{j\max}, j = 1, 2, \dots, s. \quad (6)$$

Из (1)-(3) видно, что потери активной мощности в сетях ЭЭС (3) зависят от задаваемого значения базисного напряжения U_6 .

Если в (2) базисному значению U_6 задать ряд дискретных значений $U_6^{(\omega)}$ ($\omega=1, 2, \dots, \Omega$) вокруг номинального уровня напряжения и для каждого значения $U_6^{(\omega)}$ по (1),(2) решить задачу установившегося режима ЭЭС (при неизменных значениях Y_{jk}, P_j, Q_j), то получим $U_j^{(\omega)}$ ($j=1, 2, \dots, m, \omega=1, 2, \dots, \Omega$) решений.

На основе полученных данных по формулам (3),(4) рассчитываются потери $\pi^{(\omega)}$ ($\omega=1, 2, \dots, \Omega$) активной мощности в сети ЭЭС, затем по расчетным данным строится график зависимости потерь активной мощности от значения напряжения базисного узла $\pi=f(U_6)$.

Отметим, что при расчете потерь по (3) побочные факторы не учитываются, поскольку в сопоставляемом примере [1] их также не учитывают. При этом решаемая задача несколько идеализируется, принимая, что ΔP_j – примерно постоянная величина, что и при решении оптимизационной задачи (3)-(6), параметры режимов ЭЭС не зависят от величины ΔP_j .

Исходя из физических соображений, можно заметить, что чем больше заданные значения базисного напряжения U_6 , тем больше уровни напряжения U_j в узлах. Так как заданные значения мощностей P_j, Q_j как исходная информация, не меняются, то решение задачи (1), (2) приводит к уменьшению уровней токов и потокораспределения в сетях ЭЭС, а следовательно, к уменьшению потерь активной мощности в сети, рассчитанной по (3). Многочисленные экспериментальные расчеты для схемы сетей рис.1 показали, что между π и U_6 в окрестности номинального уровня напряжения имеет место примерно линейная зависимость. Следует отметить, что по заданным значениям напряжения базисного узла $U_6^{(\omega)}$ ($\omega=1, 2, \dots, \Omega$) соответствующие им режимные параметры $U_j^{(\omega)}$ ($j=1, 2, \dots, m, \omega=1, 2, \dots, \Omega$) могут оказаться для реальной энергосистемы нереализуемыми, так как система уравнений (1),(2) решается без учета технологических ограничений в виде неравенств (6). Они могут быть учтены только при экстремальной постановке задачи и решении задач потокораспределения установившегося режима ЭЭС с минимизацией потерь активной мощности в сети ЭЭС, т.е. задачи (3)-(6).

В результате решения задачи (3)-(6) определяются оптимальные параметры $\dot{U}_j^*$ ($j = 1, 2, \dots, s$), в том числе оптимальное значение напряжения балансирующего узла $\dot{U}_s^* = U_6^*$, которые удовлетворяют условиям (6).

Следует отметить, что в оптимизационной задаче (3)-(6), благодаря наличию ограничения (6), требования минимума потерь (3) приводят к нахождению наименьшего значения потерь активной мощности в сети ЭЭС. Алгоритм решения задачи (3)-(6) составлен так, что на каждом шаге итерационного процесса балансирующий узел (балансирующая станция) балансирует величины токов ветвей, соединенные в балансирующий узел. Далее определяется новое уточненное значение напряжения балансирующего узла, и это напряжение используется для следующего шага итерации.

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не найдено оптимальное значение напряжения балансирующего узла и наименьшее значение потерь активной мощности ЭЭС. По найденному значению U_6^* определяются значения активной и реактивной мощностей балансирующего узла ЭЭС. Найденные величины, как исходная информация, задаются для этого узла, и этот режим поддерживается (взамен заданного напряжения базисного узла U_6 в задаче (1)-(2)).

Пример. Рассмотрим четырехузловую схему ЭЭС, схема замещения которой представлена на рис.1.

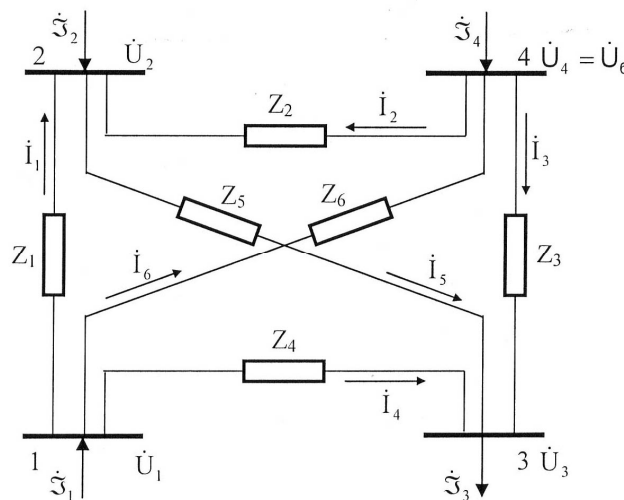


Рис.1

$$Z_1=9,2+j21,0, \quad Z_2=28,2+j88,6, \quad Z_3=12,5+j27,0, \\ Z_4=9,7+j26,1, \quad Z_5=10,0+j20,0, \quad Z_6=28,2+j76,6.$$

Для этой схемы активные и реактивные мощности генераторных и нагрузочных узлов 1,2,3,4 имеют следующие значения.

Таблица 1

	P, МВт	Q, МВАр
1	161,29	80,64
2	202,46	101,23
3	431,68	-215,84
4	-	-

Напряжение базисного узла в рассматриваемом примере равно: $\dot{U}_4 = U_6 = 220$ кВ. На основе исходной информации произведен расчет установившегося режима данной ЭЭС и получены следующие значения узловых напряжений (в кВ) и аргументов (в градусах) для узлов 1,2,3:

$$\dot{U}_1 = 220,8, \angle 1,18^\circ; \dot{U}_2 = 221,4, \angle 1^\circ; \dot{U}_3 = 204,7, \angle -2,36^\circ.$$

Мощность балансирующего узла 4 составляет: $P_4 = 88,18$ МВт, $Q_4 = 79,88$ МВАр, потери активной и реактивной мощностей в сети – ($=20,24$ МВт (потери реактивной мощности: $45,91$ МВАр).

Затем, задавая различные дискретные значения напряжения базисного узла $U_6^{(\omega)}$ ($\omega = 1-21$) вокруг $U_6 = 220$ кВ, решая для каждого значения ω задачу (1),(2) и рассчитывая по (3) значения потерь активной мощности в сети (МВт) ЭЭС, получим график функции $\pi = f(U_6)$ (рис 2).

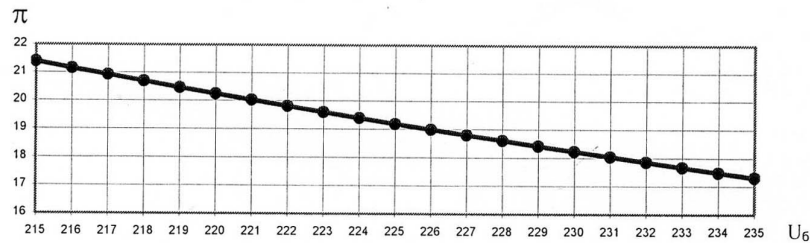


Рис.2

Пример с теми же заданными исходными данными активных и реактивных мощностей узлов 1,2,3 был решен в экстремальной постановке, т.е. оптимизационной задаче (3)-(6). Получены следующие оптимальные значения модулей напряжений узлов 1,2,3,4 (табл.2).

Таблица 2

N	U^* , кВ
1	226,98
2	227,46
3	211,02
4	225,90

В табл.3 представлены оптимальные значения входных и выходных узловых токов в узлах 1,2,3,4.

Таблица 3

N	$\Im', \text{кА}$	$\Im'', \text{кА}$	$\Im, \text{кА}$
1	0,334	-0,314	0,4584
2	0,418	-0,394	0,5744
3	-0,905	0,962	1,3208
4	0,149	-0,253	0,2936

В табл.4 представлены оптимальные значения токов в ветвях 1-6.

Таблица 4

$I', \text{кА}$	$I'', \text{кА}$	$I, \text{кА}$
0,008	0,013	0,015
-0,026	0,009	0,029
0,208	-0,269	0,340
0,295	-0,321	0,435
0,401	-0,371	0,546
0,033	-0,006	0,033

В табл. 3 и 4 приводятся значения действительных и мнимых составляющих токов. Наименьшее значение потерь активной мощности в сети ЭЭС составляет $\pi^* = 18,979 \text{ МВт}$.

В рассматриваемом примере [1] ЭЭС работала в обычном неоптимальном режиме при $\pi = 20,24 \text{ МВт}$, а после оптимизации режима работы ЭЭС потери уменьшаются до величины $\pi^* = 18,979 \text{ МВт}$. Следовательно, оптимизация режима ЭЭС данного примера позволила нам сэкономить $\Delta\pi = \pi - \pi^* = 20,24 - 18,979 = 1,261 \text{ МВт}$ мощности в сети ЭЭС.

Таким образом, результаты исследования показали, что в известных традиционных методах расчета установившегося режима ЭЭС, где задается (априори) значение напряжения базисного узла, возникают некоторые ошибки, которые искажают реальную картину потокораспределения и при поддержании искаженного режима в реальной ЭЭС приводят к дополнительным потерям активной мощности в сети. Во избежание указанных недостатков предлагается задачу потокораспределения установившегося режима решить в экстремальной постановке, т.е. решить задачу оптимального потокораспределения (3)-(6).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Хачатрян В.С., Этмекчян Э.А.** Специальные вопросы электрических систем: Учебное пособие.- Ереван / ГИУА, 1992.-118 с.
2. **Акопян С.Г., Арутюнян А.С.** Ускорение сходимости итерационного процесса при решении свободного потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы // Сб. материалов годичной научной конференции ГИУА. –Ереван, 2002. - Т.1. - С.149-150.

3. **Акопян С.Г.** Об одном методе расчета потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы // Изв. НАН РА и ГИУА. Сер. ТН. - 2000. - Т. 53, № 3.- С. 340-346.
4. **Акопян С.Г., Арутюнян А.С.** Экстремальный подход к описанию и расчету потокораспределения установившегося режима электроэнергетической системы // Сборник материалов годичной научной конференции ГИУА. - Ереван, 2002.- Т.1. - С. 148-149.

ГИУА. Материал поступил в редакцию 13.10.2003.

**Ս.Հ. ՀԱԿՈԲՅԱՆ, Ա.Ս. ՀԱՐՈՒԹՅՈՒՆՅԱՆ, Հ.Գ. ՀԱԿՈԲՅԱՆ,
Ա.Հ. ԱՐԱՄՅԱՆ**

**ԲԱԶԻՍԱՅԻՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑԻ ԼԱՐՄԱՆ ԱԶԴԵՑՈՒԹՅԱՆ ՀԵՏԱԶՈՏՈՒՄԸ
ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՑԱՆՑՈՒՄ ԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ԿՈՐՄՏԻ ՎՐԱ**

Հետազոտվում են բազիսային հանգույցի լարման ազդեցությունը հզորության կորստի վրա և էլեկտրաէներգետիկական համակարգի էլեկտրական ցանցի արդյունավետ աշխատանքի բարձրացումը: Աշխատանքը առաջին փորձն է տվյալ արդիական հարցին մասնագետների ուշադրությունը հրավիրելու համար:

**S.G. HAKOPYAN, A.S. HARUTIUNYAN, H.G. HAKOPYAN,
A.G. ARAMYAN**

**INVESTIGATIONS OF BASIC NODE VOLTAGE IMPACT ON ACTIVE POWER LOSSES IN THE
POWER SYSTEM GRID**

The impact of basic node voltage magnitude on the power system (PS) capacity loss and work efficiency rise is investigated.