УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСТАНОВИВШИХСЯ И САМОУСТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ РЕЖИМАХ

Инж. ЗОЛОТОЙ А. А.

Белорусский национальный технический университет

Расчеты установившихся и самоустанавливающихся режимов объединенных энергосистем (ОЭС) имеют ряд особенностей, обусловленных большими мощностями энергообъединений и наличием внутренних электрических связей между энергосистемами (ЭС). В процессе регулирования частоты потоки мощности по межсистемным линиям связи изменяются, и в случае недостаточного запаса их пропускной способности могут наступить перегрузка и отключение связей, что поспособствует развитию системной аварии. Во избежание подобных явлений необходимо осуществлять постоянный контроль перетоков мощности. Для их регулирования специально выделяются отдельные электростанции или энергоблоки в одной или нескольких энергосистемах ОЭС. В этом случае при моделировании и анализе установившихся и самоустанавливающихся режимов энергообъединений со слабыми электрическими связями, кроме частоты, необходимо определять также генерации электрических станций. Это требует разработки адекватной математической модели поведения ОЭС в установившихся и самоустанавливающихся режимах при автоматическом регулировании частоты, напряжения и обменных перетоков мощности.

Традиционная математическая модель установившегося режима электрической системы основывается на понятии балансирующего узла, который в уравнениях установившегося режима (УУР) представляется шинами бесконечной мощности с неизменными частотой и напряжением. В реальных ОЭС такой узел аналогов не имеет, что часто приводит к неадекватным решениям задачи [1–3]. При разработке математической модели установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС целесообразно использовать хорошо проработанные основы математического моделирования режимов при неизменной частоте на основе узловой модели сети, описываемой уравнениями узловых напряжения (УУН).

Представим множество узлов схемы N четырьмя подмножествами генераторных узлов: $BU \in N$; $PU \in N$; $Q\delta \in N$; $U\delta \in N$ и подмножеством $PQ \in N$ нагрузочных узлов. Узлы подмножества BU моделируют электростанции, участвующие во вторичном регулировании частоты и мощности в ЭС, подмножества PU – в первичном регулировании, подмножества $Q\delta$ – в регулировании по критерию отклонения вектора напряжения. Множество ветвей V представим состоящим из подмножеств линейных $L \in V$ и трансформаторных $T \in V$ ветвей и шунтов $Sh \in V$.

Отклонение частоты Δf в ОЭС влияет на сопротивления и проводимости схемы замещения. Известно [4], что из-за неравномерного распределения переменного тока по сечению проводника его активное сопротивление $r(f)$ несколько больше омического $r(f) > r_{ом}$. Для проводников из цветных металлов при частоте f = 50 Гц эта разница составляет около 1 % [4]. Поэтому допущение о постоянстве активных сопротивлений при изменении частоты при моделировании установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС можно считать обоснованным.

Реактивные сопротивления носят индуктивный или емкостный характер и зависят от частоты. Для синусоидального тока справедливы соотношения [5]:

$$x_L = \omega L = 2\pi f L = 2\pi f_{ном}(\Delta f + 1)L = x_L^{н}(\Delta f + 1); \quad (1)$$

$$x_C = -\frac{1}{\omega C} = -\frac{1}{2\pi f C} = -\frac{1}{2\pi f_{ном}(\Delta f + 1)C} = \frac{x_C^{н}}{\Delta f + 1}; \quad (2)$$

$$\Delta f = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}}, \quad (3)$$

где f – частота переменного тока; Δf – относительное отклонение частоты; L и C – индуктивность и емкость; $x_L^{н}$, $x_C^{н}$ – индуктивное и емкостное сопротивления при номинальной частоте синусоидального тока.

Коэффициенты трансформации регулируемых трансформаторов с действующими автоматическими регуляторами напряжения (АРН) при расчетах установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС не известны. Действительные положения ответвлений трансформаторов зависят от текущего режима сети, а дискретность ответвлений, как правило, не обеспечивает желаемые напряжения на шинах питающих подстанций. Для получения адекватных решений задачи необходима разработка математической модели поведения регулируемых трансформаторов (автотрансформаторов) в установившихся и самоустанавливающихся режимах ОЭС, позволяющей определять действительные положения ответвлений.

При разработке математической модели поведения регулируемых трансформаторов с АРН в расчетах установившихся и самоустанавливающихся режимов необходимо учитывать:

- различные типы регулирования;
- связанность регулирования при расположении устройств регулирования под нагрузкой (РПН) в нейтралях автотрансформаторов;
- возможность продольно-поперечного регулирования;
- учет углов, вносимых группами соединений обмоток трансформаторов;
- необходимость интеграции математической модели регулируемых трансформаторов с АРН в типовую модель установившихся режимов электрических сетей ОЭС, где трансформаторы представляются одной или несколькими ветвями, имеющими между собой лишь топологическую связь.

Коэффициент трансформации $\underline{k}$ между парой обмоток в общем случае является комплексной величиной. Его модуль представляет собой отношение номинальных напряжений ответвлений, а угол определяется группой соединения обмоток. С учетом этого для основного ответвления трехфазного двухобмоточного трансформатора можно записать

$$\underline{k} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} e^{j\varphi_k} = k' + jk'', \tag{4}$$

где $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение основного ответвления со стороны ВН трансформатора; $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение со стороны НН; φ_g – угол коэффициента трансформации, определяемый группой соединения обмоток; k' – продольная составляющая коэффициента трансформации; k'' – поперечная составляющая.

При переключении ответвлений к номинальному напряжению основного ответвления добавляется комплексная вольтодобавка $\underline{\Delta U}$

$$\underline{\Delta U} = \pm \Delta U e^{j\varphi_{\Delta U}} = \pm\left(\Delta U \cos(\varphi_{\Delta U}) + j\,\Delta U \sin(\varphi_{\Delta U})\right) = \pm\left(\Delta U_{\text{а}} + j\,\Delta U_r\right), \tag{5}$$

где ΔU – модуль вольтодобавки; $\varphi_{\Delta U}$ – угол вольтодобавки; $\Delta U_{\text{а}}$, ΔU_r – активная и реактивная составляющие вольтодобавки.

Модуль вольтодобавки ΔU определяется ступенью регулирования трансформатора, а угол $\varphi_{\Delta U}$ зависит от схемы включения РПН, питающей обмотки вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) или линейного регулятора (ЛР).

Современные регулируемые трансформаторы (автотрансформаторы) имеют один из трех типов регулирования напряжения.

1. Регулирование с помощью РПН или ВДТ на стороне высшего напряжения трансформатора. Вольтодобавка $\underline{\Delta U}$ производится к номинальному напряжению основного ответвления регулируемой ступени трансформатора $U_{\text{рег}}$. Коэффициент трансформации вычисляется по выражению

$$\underline{k} = \frac{U_{\text{нр}}}{U_{\text{рег}} + \underline{\Delta U}} e^{j\varphi_g} = \frac{U_{\text{нр}}}{U_{\text{рег}} + \Delta U e^{j\varphi_{\Delta U}}} e^{j\varphi_g} = k'(\Delta U) + j\,k''(\Delta U), \tag{6}$$

где $U_{\text{нр}}$ – номинальное напряжение нерегулируемой ступени трансформатора.

Продольная k' и поперечная k'' составляющие комплексного коэффициента трансформации $\underline{k}$ определяются как:

$$k'(\Delta U) = \frac{U_{\text{нр}}\left(U_{\text{рег}} \cos\varphi_g + \Delta U \cos(\varphi_{\Delta U} - \varphi_g)\right)}{U_{\text{рег}}^2 + 2U_{\text{рег}}\Delta U \cos(\varphi_{\Delta U}) + \Delta U^2}; \tag{7}$$

$$k''(\Delta U) = \frac{U_{\text{нр}}\left(U_{\text{рег}} \sin\varphi_g - \Delta U \sin(\varphi_{\Delta U} - \varphi_g)\right)}{U_{\text{рег}}^2 + 2U_{\text{рег}}\Delta U \cos\varphi_{\Delta U} + \Delta U^2}. \tag{8}$$

2. Регулирование с помощью РПН на стороне среднего напряжения автотрансформатора или ВДТ на стороне низшего напряжения двухобмоточного трансформатора. Вольтодобавка $\underline{\Delta U}$ производится только к номинальному напряжению основного ответвления регулируемой ступени

трансформатора (автотрансформатора) $U_{рег}$. Коэффициент трансформации $\underline{k}$, а также его продольная k' и поперечная k'' составляющие находятся по выражениям:

$$\underline{k} = \frac{U_{рег} + \underline{\Delta U}}{U_{нр}} e^{j\varphi_g} = \frac{U_{рег} + \Delta U e^{j\varphi_{\Delta U}}}{U_{нр}} e^{j\varphi_g} = k'(\Delta U) + j k''(\Delta U); \qquad (9)$$

$$k'(\Delta U) = \frac{U_{рег} \cos(\varphi_g) + \Delta U \cos(\varphi_{\Delta U} + \varphi_g)}{U_{нр}}; \qquad (10)$$

$$k''(\Delta U) = \frac{U_{рег} \sin(\varphi_g) + \Delta U \sin(\varphi_{\Delta U} + \varphi_g)}{U_{нр}}. \qquad (11)$$

3. Регулирование с помощью РПН или ВДТ в нейтрали обмотки высшего напряжения автотрансформатора. Вольтодобавка $\underline{\Delta U}$ производится как к номинальному напряжению основного ответвления регулируемой ступени автотрансформатора $U_{рег}$, так и к номинальному напряжению нерегулируемой ступени автотрансформатора $U_{нр}$. Значения $\underline{k}$, k' и k'' вычисляются по формулам:

$$\underline{k} = \frac{U_{нр} + \underline{\Delta U}}{U_{рег} + \underline{\Delta U}} e^{j\varphi_g} = \frac{U_{нр} + \Delta U e^{j\varphi_{\Delta U}}}{U_{рег} + \Delta U e^{j\varphi_{\Delta U}}} e^{j\varphi_g} = k'(\Delta U) + j k''(\Delta U); \qquad (12)$$

$$k'(\Delta U) = \frac{(U_{рег} U_{нр} + \Delta U^2)\cos\varphi_g}{U_{рег}^2 + 2U_{рег}\Delta U \cos\varphi_{\Delta U} + \Delta U^2} + \frac{\Delta U (U_{рег} \cos(\varphi_{\Delta U} + \varphi_g) + U_{нр} \cos(\varphi_{\Delta U} - \varphi_g))}{U_{рег}^2 + 2U_{рег}\Delta U \cos\varphi_{\Delta U} + \Delta U^2}; \qquad (13)$$

$$k''(\Delta U) = \frac{(U_{рег} U_{нр} + \Delta U^2)\sin\varphi_g}{U_{рег}^2 + 2U_{рег}\Delta U \cos\varphi_{\Delta U} + \Delta U^2} + \frac{\Delta U (U_{рег} \sin(\varphi_{\Delta U} + \varphi_g) - U_{нр} \sin(\varphi_{\Delta U} - \varphi_g))}{U_{рег}^2 + 2U_{рег}\Delta U \cos\varphi_{\Delta U} + \Delta U^2}. \qquad (14)$$

На величину ΔU накладываются два технических ограничения. Первое обусловлено ограниченностью диапазона регулирования

$$\Delta U_{min} \le \Delta U \le \Delta U_{max}, \qquad (15)$$

а второе – дискретностью ступеней регулирования

$$\Delta U = n \Delta U_{ст}, \qquad (16)$$

где n – номер текущей ступени регулирования; $\Delta U_{ст}$ – модуль вольтодобавки на одну ступень регулирования

Номера ступеней регулирования ограничены в соответствии с величиной их регулировочного диапазона

$$n_{\min} \le n \le n_{\max}, \qquad (17)$$

где $n_{\min}$ соответствует $\Delta U_{\min}$, а $n_{\max}$ – $\Delta U_{\max}$.

При переключении ответвлений изменяются активные и реактивные продольные сопротивления схем замещения трансформаторов (автотрансформаторов). Активные сопротивления ступеней регулирования РПН, ВДТ и ЛР невелики, и их изменение в практических расчетах можно не учитывать. Реактивные сопротивления ступеней значительно выше. В [6] показано, что пренебрежение изменениями реактивных сопротивлений трансформаторных ветвей существенно влияет на потоки мощности по ветвям контуров. Неучет изменения реактивных сопротивлений при регулировании коэффициентов трансформации на понижающих подстанциях радиальных участков электрической сети 110 кВ не оказывает заметного влияния на режим этих участков и сети в целом [6].

На основе исследований [6] зависимость реактивных сопротивлений трансформаторных ветвей от положения переключателя ответвлений трансформатора (автотрансформатора) с достаточной для практических расчетов точностью можно моделировать линейной характеристикой вида

$$x = x_0 + \Delta x_0 \Delta U. \qquad (18)$$

где x_0 – реактивное сопротивление трансформаторной ветви, соответствующее нулевой вольтодобавке, Ом; Δx_0 – удельное изменение реактивного сопротивления трансформаторных ветвей на 1 кВ вольтодобавки, Ом/кВ; ΔU – модуль вольтодобавки, кВ.

Подмножество трансформаторных ветвей $T \in V$ подразделяется на $T_{\text{н}} \in T \in V$ и $T_{\text{р}} \in T \in V$, причем $T = T_{\text{н}} \cup T_{\text{р}}$, где $T_{\text{н}}$ – подмножество трансформаторных ветвей нерегулируемых трансформаторов; $T_{\text{р}}$ – то же регулируемых трансформаторов (автотрансформаторов).

При моделировании поведения ОЭС в самоустанавливающихся режимах взаимную проводимость линейных и нерегулируемых трансформаторных ветвей p–q можно представлять функцией только отклонения частоты Δf

$$\underline{Y}_{pq}(\Delta f) = y'_{pq}(\Delta f) - j\, y''_{pq}(\Delta f), \qquad (19)$$

а проводимость ветвей p–q, относящихся к регулируемым трансформаторам (автотрансформаторам), – функцией Δf и модуля вольтодобавки ΔU

$$\underline{Y}_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f) = y'_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f) - j\, y''_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f), \qquad (20)$$

где активная y'_{pq} и реактивная y''_{pq} продольные проводимости ветвей p–q вычисляются по выражениям:

1а) $x_{pq} \ge 0$ (индуктивное сопротивление) линейной или нерегулируемой трансформаторной ветви:

$$\left.\begin{aligned} y'_{pq}(\Delta f) &= \frac{r_{pq}}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2(\Delta f + 1)^2}, \\ y''_{pq}(\Delta f) &= \frac{x_{pq}(\Delta f + 1)}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2(\Delta f + 1)^2}; \end{aligned}\right| \tag{21}$$

1б) $x_{pq} \geq 0$ (индуктивное сопротивление) трансформаторной ветви регулируемого трансформатора (автотрансформатора):

$$\left.\begin{aligned} y'_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f) &= \frac{r_{pq}}{r_{pq}^2 + (x_{pq} + \Delta x_{0\,pq}\Delta U_{pq})^2(\Delta f + 1)^2}; \\ y''_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f) &= \frac{(x_{pq} + \Delta x_{0\,pq}\Delta U_{pq})(\Delta f + 1)}{r_{pq}^2 + (x_{pq} + \Delta x_{0\,pq}\Delta U_{pq})^2(\Delta f + 1)^2}; \end{aligned}\right| \tag{22}$$

2) $x_{pq} < 0$ (емкостное сопротивление):

$$\left.\begin{aligned} y'_{pq}(\Delta f) &= \frac{r_{pq}(\Delta f + 1)^2}{r_{pq}^2(\Delta f + 1)^2 + x_{pq}^2}; \\ y''_{pq}(\Delta f) &= \frac{x_{pq}(\Delta f + 1)}{r_{pq}^2(\Delta f + 1)^2 + x_{pq}^2}, \end{aligned}\right| \tag{23}$$

где r_{pq}, x_{pq} - активные и реактивные сопротивления ветвей p–q.

Поперечная проводимость ветви p–q в функции относительного отклонения частоты запишется

$$\underline{Y}^0_{pq}(\Delta f) = g_{pq} - j\,b_{pq}(\Delta f). \tag{24}$$

Зависимость реактивной поперечной проводимости b_{pq} от Δf можно представить следующим образом:

$$b_{pq}(\Delta f) = \begin{cases} b^{н}_{pq}(\Delta f + 1), & \text{для линейной ветви } b^{н}_{pq} \leq 0, \\ \dfrac{b^{н}_{pq}}{\Delta f + 1}, & \text{для трансформаторной ветви } b^{н}_{pq} > 0, \end{cases} \tag{25}$$

где $b^{н}_{pq}$ - реактивная поперечная проводимость ветви p–q при номинальной частоте переменного тока.

Аналогично моделируется зависимость проводимости шунта на землю $\underline{Y}_{p0}$ в узле p от Δf

$$\underline{Y}_{p0}(\Delta f) = y'_{p0} - j\,y''_{p0}(\Delta f), \tag{26}$$

где

$$y''_{p0}(\Delta f) = \begin{cases} y''_{p0}(\Delta f + 1), & \text{если } y''_{p0} \leq 0; \\ \dfrac{y''_{p0}}{\Delta f + 1}, & \text{если } y''_{p0} > 0; \end{cases} \tag{27}$$

В этом случае выражение для определения собственной проводимости узла p запишется в виде

$$\underline{Y}_{pp}(\Delta U, \Delta f) = y'_{pp}(\Delta U, \Delta f) - j\, y''_{pp}(\Delta U, \Delta f), \tag{28}$$

где

$$y'_{pp}(\Delta U, \Delta f) = y'_{p0} + \sum_{q \in \omega_p} \left(\overline{y'}_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f)\right) + \\ + \frac{1}{2} \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in \mathrm{L}}} g_{pq} + \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in \mathrm{T} \\ p\text{–начало}}} g_{pq}; \tag{29}$$

$$y''_{pp}(\Delta U, \Delta f) = y''_{p0}(\Delta f) + \sum_{q \in \omega_p} \overline{y''}_{pq}(\Delta U_{pq}, \Delta f) + \\ + \frac{1}{2} \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in \mathrm{L}}} b_{pq}(\Delta f) + \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in \mathrm{T} \\ p\text{–начало}}} b_{pq}(\Delta f); \tag{30}$$

$\overline{y'}_{pq}, \overline{y''}_{pq}$ – функции активной и реактивной продольных проводимостей ветвей p–q, зависящие от Δf, ΔU_{pq}, способа топологического задания ветви и типа регулирования коэффициента трансформации; ω_p – множество узлов, смежных с узлом p.

Для построения полной математической модели поведения ОЭС в установившихся и самоустанавливающихся режимах кроме параметров схемы сети требуется моделировать также поведение электроприемников и генерирующих энергоблоков электростанций.

Центральной характеристикой электроприемников является потребляемая в каждый момент времени активная $P_{\text{наг}}$ и реактивная $Q_{\text{наг}}$ мощности, которые зависят не только от состава и величины нагрузки, но и от основных режимных параметров сети – частоты и напряжения. В расчетах установившихся режимов изменение $P_{\text{наг}}$, $Q_{\text{наг}}$ принято описывать статическими характеристиками нагрузки по частоте и напряжению:

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{наг}} &= \psi_1(\Delta f, U); \\ Q_{\text{наг}} &= \psi_2(\Delta f, U) \end{aligned}\right\} \tag{31}$$

в виде полиномов обычно не выше четвертой степени.

Опыт разработки программ расчета самоустанавливающихся режимов энергосистем с учетом первичного регулирования частоты показал, что моделирование зависимостей $P_{\text{наг}}$, $Q_{\text{наг}}$ от частоты и напряжения при формировании УУР удобно осуществлять совмещенными статическими характеристиками:

$$P_{\text{наг}}(U, \Delta f) = P^{\text{з}}_{\text{наг}} \left(\alpha_{u0} + \alpha_{u1} \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_{u2} \frac{U^2}{U^2_{\text{ном}}} + \alpha_{u3} \frac{U^3}{U^3_{\text{ном}}} + \right. \\ \left. + \alpha_{u4} \frac{U^4}{U^4_{\text{ном}}} + \alpha_{f1}\Delta f + \alpha_{f2}\Delta f^2 + \alpha_{f3}\Delta f^3 + \alpha_{f4}\Delta f^4 \right); \tag{32}$$

$$Q_{наг}(U,\Delta f) = Q_{наг}^{з}\left(\beta_{u0} + \beta_{u1}\frac{U}{U_{ном}} + \beta_{u2}\frac{U^2}{U_{ном}^2} + \beta_{u3}\frac{U^3}{U_{ном}^3} + \right.$$
$$\left. + \beta_{u4}\frac{U^4}{U_{ном}^4} + \beta_{f1}\Delta f + \beta_{f2}\Delta f^2 + \beta_{f3}\Delta f^3 + \beta_{f4}\Delta f^4\right), \qquad (33)$$

где $P_{наг}^{з}$, $Q_{наг}^{з}$ – заданные мощности нагрузки при $U = U_{ном}$ и $\Delta f = 0$; α_u, α_f, β_u, β_f – коэффициенты полиномов; Δf – относительное отклонение частоты; U – модуль напряжения в узле.

Активная мощность генерации $P_{ген}$ энергоблоков электростанции может быть описана выражением [7]

$$P_{ген}(f, U) = P_{т}(f) - \Delta P_{ген}(f, U, P_{ген}, Q_{ген}), \qquad (34)$$

где $P_{т}$ – мощность турбины; $\Delta P_{ген}$ – сумма основных видов потерь активной мощности.

Традиционно активными сопротивлениями генераторов и зависимостью $\Delta P_{ген}$ от параметров режима сети (f, U, I) пренебрегают. В этом случае $P_{ген}$ будет зависеть только от частоты

$$P_{ген}(f) = P_{т}(f) - \Delta P_{ген}. \qquad (35)$$

Электростанции и энергоблоки, участвующие во вторичном регулировании частоты, будем называть регулирующими, а все остальные – нерегулирующими.

Моделирование активной мощности $P_{ген}$ генераторов электростанций, участвующих в первичном регулировании частоты со статизмом, целесообразно осуществлять по выражению

$$P_{ген}(\Delta f) = P_{ген}^{з} - P_{ном}k_s\Delta f, \qquad (36)$$

где $P_{ген}(\Delta f)$ и $P_{ген}^{з} = P_{т}^{з} - \Delta P_{ген}$ – расчетная и заданная мощности активной генерации электростанции; $k_s = \dfrac{(P - P_{ном})f_{н}}{(f - f_{н})P_{ном}}$ – крутизна статической характеристики по частоте; $P_{ном}$ – номинальная мощность энергоблоков электростанции, используемая при расчете k_s.

На величину активной мощности генерации $P_{ген}$ в (36) накладываются технические ограничения вида

$$P_{min}(\Delta f) \le P_{ген} \le P_{max}(\Delta f), \qquad (37)$$

где $P_{min}(\Delta f)$ и $P_{max}(\Delta f)$ могут быть представлены полиномами:

$$P_{min}(\Delta f) = P_{min}^{з}\left(1 + p_{mn1}\Delta f + p_{mn2}\Delta f^2 + p_{mn3}\Delta f^3 + p_{mn4}\Delta f^4\right); \qquad (38)$$

$$P_{max}(\Delta f) = P_{max}^{з}\left(1 + p_{mx1}\Delta f + p_{mx2}\Delta f^2 + p_{mx3}\Delta f^3 + p_{mx4}\Delta f^4\right), \qquad (39)$$

где $P^з_{max}$ – заданный верхний предел генерации активной мощности; $P^з_{min}$ – заданный нижний предел генерации; p_{mn}, p_{mx} – коэффициенты полиномов.

При моделировании электростанций, осуществляющих вторичное регулирование частоты и обменных мощностей в ОЭС, следует учитывать, что под генераторным узлом схемы замещения электрической сети может пониматься как вся электростанция, так и ее энергоблок. Резерв вторичного регулирования в j-й энергосистеме ЭС$_j$ энергообъединения может размещаться как на всей станции, так и на ее отдельных блоках. Поэтому для моделирования работы регулирующих электростанций эффективно использовать выражение

$$P_{ген}(\Delta f, P_{г\Sigma\, j}) = (a + \Delta a)P_{г\Sigma\, j} + P^з_{ген} - P_{ном}k_s\Delta f \,; \tag{40}$$

где $P_{ген}(\Delta f, P_{г\Sigma\, j})$ – расчетная мощность регулирующей электростанции; a – заданная доля участия регулирующей электростанции; Δa – изменение заданной доли в случае выхода станции на технологические пределы; $P_{г\Sigma\, j}$ – суммарный небаланс активной мощности в j-й энергосистеме ЭС$_j$, покрываемый за счет вторичного регулирования; $P^з_{ген}$ – заданная мощность регулирующей электростанции.

При наличии в ЭС$_j$ достаточного резерва вторичного регулирования величина $P_{г\Sigma\, j}$ должна полностью покрываться за счет этого резерва, выдерживая тем самым заданное значение обменного перетока данной энергосистемы и частоту в ОЭС.

Для обеспечения астатического регулирования частоты в выражении (40) должно выполняться равенство

$$\sum (a + \Delta a) = 1 \,. \tag{41}$$

При этом на (40) накладываются ограничения по резерву мощности вторичного регулирования

$$\frac{P_{2\,min}(\Delta f)}{P_{г\Sigma\, j}} \le a \le \frac{P_{2\,max}(\Delta f)}{P_{г\Sigma\, j}} \,, \tag{42}$$

где $P_{2\,min}(\Delta f)$, $P_{2\,max}(\Delta f)$ – зависимости нижнего и верхнего пределов резерва вторичного регулирования в генераторном узле:

$$P_{min}(\Delta f) = P_{1\,min}(\Delta f) + P_{2\,min}(\Delta f) \,; \tag{43}$$

$$P_{max}(\Delta f) = P_{1\,max}(\Delta f) + P_{2\,max}(\Delta f) \,. \tag{44}$$

В (43) и (44) $P_{1\,min}(\Delta f)$ и $P_{1\,max}(\Delta f)$ – это пределы изменения части активной мощности электростанции, участвующей в первичном регулировании частоты. Зависимости $P_{1\,min}(\Delta f)$, $P_{1\,max}(\Delta f)$, $P_{2\,min}(\Delta f)$, $P_{2\,max}(\Delta f)$ моделируются полиномами (38), (39).

Когда в ЭС$_j$ регулирующих электростанций, вышедших на технологические пределы, нет, должно выполняться условие

$$\sum \Delta a = 0\,. \tag{45}$$

Если регулирующая электростанция выходит на технологический предел, то вычисляется поправка Δa к доле ее участия в коллективе регулирующих станций ЭС$_j$:

$$\Delta a = \begin{cases} \dfrac{P_{2\max}(\Delta f)}{P_{\text{г}\Sigma\, j}} - a, & \text{если} \quad aP_{\text{г}\Sigma\, j} > P_{2\max}(\Delta f), \\[2ex] \dfrac{P_{2\min}(\Delta f)}{P_{\text{г}\Sigma\, j}} - a, & \text{если} \quad aP_{\text{г}\Sigma\, j} < P_{2\min}(\Delta f). \end{cases} \tag{46}$$

Когда часть регулирующих электростанций выходит на верхний $P_{2\max}$ или нижний $P_{2\min}$ технологические пределы, то суммарное изменение долей участия во вторичном регулировании регулирующих электростанций ЭС$_j$, не вышедших на технологические пределы, определяется по выражениям:

$$\Delta a_j = \begin{cases} \sum\limits_{s1_j} \left(\dfrac{P_{2\max}(\Delta f)}{P_{\text{г}\Sigma\, j}} - a \right), & \text{если} \quad P_{\text{г}\Sigma\, j} > \sum\limits_{s_j} P_{2\max}(\Delta f), \\[2ex] \sum\limits_{s1_j} \left(\dfrac{P_{2\min}(\Delta f)}{P_{\text{г}\Sigma\, j}} - a \right), & \text{если} \quad P_{\text{г}\Sigma\, j} < \sum\limits_{s_j} P_{2\min}(\Delta f), \end{cases} \tag{47}$$

где $s1_j$ – подмножество регулирующих электростанций ЭС$_j$, вышедших на технологические пределы; s_j – множество регулирующих электростанций ЭС$_j$.

Из (47) видно, что значение Δa_j может быть как положительным $P_{\text{г}\Sigma\, j} > \sum\limits_{s_j} P_{2\max}(\Delta f)$, так и отрицательным $P_{\text{г}\Sigma\, j} < \sum\limits_{s_j} P_{2\min}(\Delta f)$.

Величина Δa_j распределяется между электростанциями ЭС$_j$ пропорционально их заданным долям участия

$$a_{kj} = a_{kj} + \Delta a_j \frac{a_{kj}}{\sum\limits_{k \in s2_j} a_{kj}}, \quad k \in s2_j\,, \tag{48}$$

где $s2_j$ — подмножество электростанций ЭС$_j$, не вышедших на технологические пределы.

В результате контроля ограничений (42) может оказаться, что все регулирующие электростанции ЭС$_j$ выйдут на технологические пределы и часть мощности в ЭС$_j$ останется непокрытой. Величина непокрытой мощности находится по выражениям:

$$\Delta P^{\text{н}}_{\text{г}\Sigma\, j} = \begin{cases} P_{\text{г}\Sigma\, j} - \sum\limits_{s_j} P_{2\,\max}(\Delta f); & \text{если} \quad P_{\text{г}\Sigma\, j} > \sum\limits_{s_j} P_{2\,\max}(\Delta f); \\ P_{\text{г}\Sigma\, j} - \sum\limits_{s_j} P_{2\,\min}(\Delta f); & \text{если} \quad P_{\text{г}\Sigma\, j} < \sum\limits_{s_j} P_{2\,\min}(\Delta f). \end{cases} \tag{49}$$

В случае появления непокрытого дефицита или избытка активной мощности условия (41) и (45) не выполняются

$$\sum (a + \Delta a) \neq 1. \tag{50}$$

Если (50) меньше 1, то весь резерв регулирования на электростанциях ЭС$_j$ использован и его не хватило для покрытия возникшего в энергосистеме дефицита активной мощности $\Delta P^{\text{н}}_{\text{г}\Sigma\, j}$.

На некоторых электростанциях регулирование активной мощности может осуществляться по критерию отклонения вектора напряжения от его эталонного значения. Активные мощности таких электростанций, косвенно зависящие от относительного отклонения частоты в ОЭС и фаз напряжений в точках их подключения к сети, определяются из сетевого уравнения

$$\begin{aligned} P_{\text{ген}\, p} = U_p^2 y'_{pp}(\Delta U, \Delta f) + P_{\text{наг}\, p}(U_p, \Delta f) + P_{\text{кор}\, p}(U, \Delta f) - \\ - U'_p AP_p(\Delta U, \Delta f) - U''_p BP_p(\Delta U, \Delta f), \end{aligned} \tag{51}$$

где U_p, U'_p, U''_p – модуль, активная и реактивная составляющие вектора напряжения в узле p; $y'_{pp}(\Delta U, \Delta f)$ – активная составляющая собственной проводимости узла p в функции отклонения частоты Δf и модулей вольтодобавок $\{\Delta U_{pq},\ q \in \omega_p\}$ смежных трансформаторных ветвей; $P_{\text{наг}\, p}(U, \Delta f)$ – совмещенная статическая характеристика активной нагрузки; $P_{\text{кор}\, p}(U, \Delta f)$ – составляющая, имитирующая потери мощности на корону, в смежных с узлом p линейных ветвях; AP_p, BP_p – функции, зависящие от Δf, ΔU_{pq} $\{q \in \omega_p\}$, способов топологического задания смежных трансформаторных ветвей и типов регулирования коэффициентов трансформации в них.

На величину $P_{\text{ген}}$ в (51) могут накладываться технические ограничения вида (37).

При моделировании реактивной генерации $Q_{\text{ген}}$ следует учитывать оснащенность генераторов устройствами АРВ и наличие у них достаточного регулировочного диапазона по току возбуждения.

Реактивные мощности генераторов, косвенно зависящие от частоты и напряжений в точках их подключения, определяются из сетевых уравнений для соответствующих узлов схемы замещения

$$\begin{aligned} Q_{\text{ген}\, p} = U_p^2 y''_{pp}(\Delta U, \Delta f) + Q_{\text{наг}\, p}(U_p, \Delta f) + \\ + U'_p BP_p(\Delta U, \Delta f) - U''_p AP_p(\Delta U, \Delta f), \end{aligned} \tag{52}$$

где $y''_{pp}(\Delta f)$ – реактивная составляющая собственной проводимости узла p в функции отклонения частоты; $Q_{\text{нагр } p}(U_p, \Delta f)$ – совмещенная статическая характеристика реактивной нагрузки узла p по частоте и напряжению.

На величину $Q_{\text{ген}}$ накладываются ограничения вида

$$Q_{\min}(U, \Delta f, P_{\text{ген}}) \le Q_{\text{ген}} \le Q_{\max}(U, \Delta f, P_{\text{ген}}), \tag{53}$$

где зависимости $Q_{\min}(U, \Delta f, P_{\text{ген}})$, $Q_{\max}(U, \Delta f, P_{\text{ген}})$ можно получить из уравнений, описывающих работу генераторов при постоянном токе возбуждения.

Как известно, поведение явнополюсного генератора при неизменном токе возбуждения $I_{\text{в}} = \text{const}$ описывается уравнениями [8]:

$$P_{\text{ген}} = \frac{E_Q U}{x_q(\Delta f + 1)} \sin\delta; \tag{54}$$

$$Q_{\text{ген}} = \frac{E_Q U}{x_q(\Delta f + 1)} \cos\delta - \frac{U^2}{x_q(\Delta f + 1)}; \tag{55}$$

$$E_Q = (\Delta f + 1) E_q k_{\text{а}} + (1 - k_{\text{а}}) U \cos\delta; \tag{56}$$

$$E_Q = \sqrt{\left(U + \frac{Q_{\text{ген}} x_a}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_{\text{ген}} x_q}{U}\right)^2}. \tag{57}$$

Из выражений (54)–(56) можно получить зависимость $Q_{\text{ген}}(U, \Delta f, P_{\text{ген}})$ при постоянном токе возбуждения. Если подставить (56) в (54), то можно записать

$$P_{\text{ген}} = \frac{E_q U k_{\text{а}}(\Delta f + 1) + (1 - k_{\text{а}}) U^2 \cos\delta \sin\delta}{x_q(\Delta f + 1)}, \tag{58}$$

или после преобразований:

$$P_{\text{ген}} = \frac{E_q U k_{\text{а}}(\Delta f + 1) + (1 - k_{\text{а}}) U^2 \sin 2\delta}{2 x_q(\Delta f + 1)}. \tag{59}$$

В свою очередь, из (59) можно получить выражение для угла δ в виде явной функции U, Δf и $P_{\text{ген}}$

$$\delta(U, \Delta f, P_{\text{ген}}) = \frac{1}{2} \arcsin\left(\frac{2 P_{\text{ген}} x_q(\Delta f + 1)}{E_q U k_{\text{а}}(\Delta f + 1) + (1 - k_{\text{а}}) U^2}\right). \tag{60}$$

Величина $P_{\text{ген}}$ определяется по выражениям (36) и (40). Если учесть это в (60), то для частного случая можно получить зависимость $\delta(U, \Delta f, P_{\text{г}\Sigma\, j})$. Выражение для $Q_{\text{ген}}$ при постоянном токе возбуждения в зависимости от U, Δf и $P_{\text{ген}}$ можно получить, подставив (56) в (55) с учетом (60), (36) и (40):

$$Q_{\text{ген}}\left(U,\Delta f,P_{\text{г}\Sigma\, j}\right)=-\frac{U^2}{x_q(\Delta f+1)}+\frac{E_q U k_{\text{a}}(\Delta f+1)\cos\delta\left(U,\Delta f,P_{\text{г}\Sigma\, j}\right)}{x_q(\Delta f+1)}+$$
$$+\frac{(1-k_{\text{a}})U^2\cos^2\delta\left(U,\Delta f,P_{\text{г}\Sigma\, j}\right)}{x_q(\Delta f+1)}. \quad (61)$$

Для определения ЭДС генератора по поперечной оси E_q, которая при любом соотношении режимных параметров всегда остается пропорциональной току возбуждения генератора $I_{\text{в}}$, можно воспользоваться зависимостями (55)–(57) при заданных начальных условиях. Некоторая фиктивная ЭДС $\overline{E}_Q$ эквивалентной явнополюсной машины может быть вычислена согласно (57)

$$\overline{E}_Q=\sqrt{\left(\overline{U}+\frac{Q_{\text{г}0}x_q}{\overline{U}}\right)^2+\left(\frac{P_{\text{г}0}x_q}{\overline{U}}\right)^2}. \quad (62)$$

ЭДС $\overline{E}_Q$ зависит от режимных параметров U, Δf и связана с ЭДС генератора по поперечной оси E_q, не зависящей от режимных параметров и пропорциональной току возбуждения синхронной машины $I_{\text{в}}$, выражением (56)

$$E_q=\frac{\overline{E}_Q-(1-k_{\text{a}})\overline{U}\cos\overline{\delta}}{k_{\text{a}}}, \quad (63)$$

где на основании (55) можно записать

$$\cos\overline{\delta}=\frac{\overline{U}^2+Q_{\text{г}0}x_q}{\overline{E}_Q\overline{U}}. \quad (64)$$

Подставив (64) в (63), получим

$$E_q=\frac{\overline{E}_Q^2-(1-k_{\text{a}})\left(\overline{U}^2+Q_{\text{г}0}x_q\right)}{k_{\text{a}}\overline{E}_Q}. \quad (65)$$

Теперь для получения зависимости пределов генерации реактивной мощности от режимных параметров и генерации активной мощности $Q_{\min}\left(U,\Delta f,P_{\text{ген}}\right)$, $Q_{\max}\left(U,\Delta f,P_{\text{ген}}\right)$ достаточно воспользоваться выражением (61). ЭДС генератора по продольной оси E_q следует находить с использованием формул (62), (65), принимая, что $P_{\text{г}0}=P_{\text{ген}}^{\text{з}}$, $Q_{\text{г}0}=Q_{\min}\left(\overline{U},\Delta f=0,P_{\text{г}0}\right)$ или $Q_{\text{г}0}=Q_{\max}\left(\overline{U},\Delta f=0,P_{\text{г}0}\right)$.

Если ОЭС содержит вставки постоянного тока (ВПТ), то смоделировать их поведение в расчетах установившихся и самоустанавливающихся режимов можно, как и в случае с нагрузкой, используя совмещенные статические характеристики полиномиального вида:

$$P_{\text{ген}}(U,\Delta f)=P^{з}_{\text{ген}}\left(p_{u0}+p_{u1}\frac{U}{U_{\text{ном}}}+p_{u2}\frac{U^2}{U^2_{\text{ном}}}+p_{u3}\frac{U^3}{U^3_{\text{ном}}}+\right.$$
$$\left.+p_{u4}\frac{U^4}{U^4_{\text{ном}}}++p_{f1}\Delta f+p_{f2}\Delta f^2+p_{f3}\Delta f^3+p_{f4}\Delta f^4\right);\qquad(66)$$

$$Q_{\text{ген}}(U,\Delta f)=Q^{з}_{\text{ген}}\left(q_{u0}+q_{u1}\frac{U}{U_{\text{ном}}}+q_{u2}\frac{U^2}{U^2_{\text{ном}}}+q_{u3}\frac{U^3}{U^3_{\text{ном}}}+\right.$$
$$\left.+q_{u4}\frac{U^4}{U^4_{\text{ном}}}+q_{f1}\Delta f+q_{f2}\Delta f^2+q_{f3}\Delta f^3+q_{f4}\Delta f^4\right),\qquad(67)$$

где $P^{з}_{\text{ген}}$, $Q^{з}_{\text{ген}}$ – заданные мощности генерации при $U=U_{\text{ном}}$ и $\Delta f=0$; p_u, p_f, q_u, q_f – коэффициенты полиномов; Δf – относительное отклонение частоты; U – модуль напряжения в узле.

Изменение частоты оказывает влияние на величину потерь активной мощности в линиях на корону. Поэтому для получения качественных решений задачи расчета установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС требуется также разработка адекватных математических моделей зависимостей потерь на корону от частоты и напряжения.

Отдельные участки некоторых протяженных ВЛ могут одновременно находиться в различных погодных условиях. Для корректного моделирования зависимости потерь активной мощности на корону в расчетах установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС такие ВЛ следует разбивать на отдельные последовательно соединенные участки, каждый из которых соответствует определенному состоянию погоды и имеет длину, равную протяженности соответствующей погодной зоны вдоль оси линии. Для каждой ветви p–q последовательного участка ВЛ моделируется зависимость $P_{\text{кор}\,i\,pq}(U_p,U_q,\Delta f)$, имитирующая потери на корону в данном участке при i-х погодных условиях.

Если различия погодных условий вдоль трассы не учитывать, то ВЛ можно не разбивать на участки, а пользоваться функцией $P_{\text{кор ср}\,pq}(U_p,U_q,\Delta f)$. В этом случае ветви p–q может соответствовать целая ВЛ, а не ее отдельный погодный участок:

$$\left.\begin{aligned}P_{\text{кор}\,i\,pq}(U_p,U_q,\Delta f)&=\frac{1}{2}\left(P_{\text{уд кор}\,i\,pq}(U_p,\Delta f)+P_{\text{уд кор}\,i\,pq}(U_q,\Delta f)\right)L_{i\,pq},\quad pq\in V_{\text{к}};\\ P_{\text{кор ср}\,pq}(U_p,U_q,\Delta f)&=\frac{1}{2}\left(P_{\text{уд кор ср}\,pq}(U_p,\Delta f)+P_{\text{уд кор ср}\,pq}(U_q,\Delta f)\right)L_{pq},\quad pq\in V_{\text{к}}\end{aligned}\right|\qquad(68)$$

где $P_{\text{уд кор}\,i\,pq}(U_p,\Delta f)$ – удельные потери активной мощности на корону для ветви p–q участка ВЛ при i-х погодных условиях около узла p, МВт/км; $P_{\text{уд кор}\,i\,pq}(U_q,\Delta f)$ – то же узла q, МВт/км; $P_{\text{уд кор ср}\,pq}(U_p,\Delta f)$ – среднегодовые удельные потери активной мощности на корону в ветви p–q около узла

p, МВт/км; $P_{\text{уд кор ст } pq}(U_q, \Delta f)$ – то же узла q, МВт/км; L_{ipq} – длина ветви p–q схемы замещения, км; $V_{\text{к}} \in V$ – подмножество ветвей схемы замещения, для которых моделируются потери активной мощности на корону.

Подмножество $V_{\text{к}} \in V$ состоит из двух подмножеств: $V_{\text{к}} = V_{\text{к}}^{i} \cup V_{\text{к}}^{\text{сг}}$. Подмножество $V_{\text{к}}^{i} \in V_{\text{к}}$ включает последовательные участки ветвей p–q, соответствующие i-м погодным условиям. Подмножество $V_{\text{к}}^{\text{сг}} \in V_{\text{к}}$ состоит из ветвей p–q, для которых потери активной мощности на корону определяются в функции среднегодовых удельных потерь.

Основываясь на (68), для ветви p–q схемы замещения можно записать общее выражение потерь активной мощности на корону в математической модели установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС:

$$P_{\text{кор } pq}(U_p, U_q, \Delta f) = \begin{cases} \frac{1}{2}\left(P_{\text{уд кор } i\ pq}(U_p, \Delta f) + P_{\text{уд кор } i\ pq}(U_q, \Delta f)\right) L_{pq}, & \forall pq \in V_{\text{к}}^{i}; \\ \frac{1}{2}\left(P_{\text{уд кор сг } pq}(U_p, \Delta f) + P_{\text{уд кор сг } pq}(U_q, \Delta f)\right) L_{pq}, & \forall pq \in V_{\text{к}}^{\text{сг}}. \end{cases} \quad (69)$$

При составлении УУР к нагрузкам узлов схемы замещения, ограничивающих ветви $pq \in V_{\text{к}}$, добавляются составляющие, имитирующие потери активной мощности на корону:

$$P_{\text{кор } p}(U, \Delta f) = \frac{1}{2} \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in V_{\text{к}}}} P_{\text{кор } pq}(U_p, U_q, \Delta f) =$$

$$= \frac{1}{2} \sum_{\substack{q \in \omega_p \\ pq \in V_{\text{к}}}} \left(\left(P^{0}_{\text{кор } pq} + \left(P^{0}_{\text{кор } pq} - b_{k0\ pq}\right)\Delta f\right) \left(2a_{k0\ pq} + a_{k1\ pq} \frac{U_p + U_q}{U_{\text{ном}}} + \right.\right. \quad (70)$$

$$\left.\left. + a_{k2\ pq} \frac{U_p^2 + U_q^2}{U_{\text{ном}}^2} + a_{k3\ pq} \frac{U_p^3 + U_q^3}{U_{\text{ном}}^3} + a_{k4\ pq} \frac{U_p^4 + U_q^4}{U_{\text{ном}}^4} \right)\right),$$

где $P_{\text{кор } pq}(U_p, U_q, \Delta f) = P^{0}_{\text{кор } pq}$, если $U_p = U_q = U_{\text{ном } pq}$ и $f = f_{\text{ном}}$ ($\Delta f = 0$); $b_{k0\ pq} = \{b_{k0\ i\ pq}, b_{k0\ \text{сг}\ pq}\}$ – некоторый коэффициент, не зависящий от частоты.

Для трансформаторных ветвей $pq \in T_{\text{р}}$ к системе УУР добавляются неравенства (15), (16), а для узлов p, в которых заданный модуль напряжения поддерживается регулированием коэффициентов трансформации смежных ветвей, система УУР дополняется уравнением

$$\left(U_p'^2 + U_p''^2 - \overline{U}_{pq}^2\right)\left(y'_{pp}(\Delta U, \Delta f) + y''_{pp}(\Delta U, \Delta f)\right) = 0, \quad (71)$$

где $\overline{U}_{pq}$ – заданная уставка АРН по напряжению ветви p–q (p – узел конца ветви).

Локализация избытков и дефицитов активной генерации внутри энергосистем с обеспечением заданных межсистемных перетоков и частоты в расчетах установившихся и самоустанавливающихся режимов ОЭС достигается добавлением к системе УУР специальных уравнений, отражающих процессы регулирования активной мощности в энергосистемах вида

$$k_{f1\,j}\Delta f + k_{f2\,j}\Delta f^2 + k_{f3\,j}\Delta f^3 + k_{f4\,j}\Delta f^4 + P_{\text{г}\Sigma\,j}\left(1 - \sum_{p\in s_j}\left(a_p + \Delta a_p\right)\right) + \\ + P^{\text{з}}_{\text{об}\,j} - \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ q\notin\text{ЭС}_j\\ q\in\text{ОЭС}\\ pq\in L}} P_{pq}\left(U,\Delta f\right) = 0, \quad j\in J, \tag{72}$$

где

$$k_{f1\,j} = \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\notin QP_{\min}\\ p\notin QP_{\max}}} P_{\text{ном}\,p}k_{s\,p} + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\min}}} P^{\text{з}}_{p\,\min}p_{mn1\,p} + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\max}}} P^{\text{з}}_{p\,\max}p_{mx1\,p} + \\ + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in PQ}} P^{\text{з}}_{\text{ген}\,p}p_{f1\,p} + \sum_{p\in\text{ЭС}_j} P^{\text{з}}_{\text{наг}\,p}\alpha_{f1\,p} + \frac{1}{2}\sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ q\in\text{ЭС}_j}}\left(P^{0}_{\text{кор}\,pq} - b_{k0\,pq}\right) + \\ + \frac{1}{2}\sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ q\notin\text{ЭС}_j}}\left(P^{0}_{\text{кор}\,pq} - b_{k0\,pq}\right) + \frac{1}{2}\sum_{\substack{p\notin\text{ЭС}_j\\ q\in\text{ЭС}_j}}\left(P^{0}_{\text{кор}\,pq} - b_{k0\,pq}\right); \tag{73}$$

$$k_{f2\,j} = \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\min}}} P^{\text{з}}_{p\,\min}p_{mn2\,p} + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\max}}} P^{\text{з}}_{p\,\max}p_{mx2\,p} + \\ + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in PQ}} P^{\text{з}}_{\text{ген}\,p}p_{f2\,p} + \sum_{p\in\text{ЭС}_j} P^{\text{з}}_{\text{наг}\,p}\alpha_{f2\,p}; \tag{74}$$

$$k_{f3\,j} = \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\min}}} P^{\text{з}}_{p\,\min}p_{mn3\,p} + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\max}}} P^{\text{з}}_{p\,\max}p_{mx3\,p} + \\ + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in PQ}} P^{\text{з}}_{\text{ген}\,p}p_{f3\,p} + \sum_{p\in\text{ЭС}_j} P^{\text{з}}_{\text{наг}\,p}\alpha_{f3\,p}; \tag{75}$$

$$k_{f4\,j} = \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\min}}} P^{\text{з}}_{p\,\min}p_{mn4\,p} + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in(BU\vee PU)\\ p\in QP_{\max}}} P^{\text{з}}_{p\,\max}p_{mx4\,p} + \\ + \sum_{\substack{p\in\text{ЭС}_j\\ p\in PQ}} P^{\text{з}}_{\text{ген}\,p}p_{f4\,p} + \sum_{p\in\text{ЭС}_j} P^{\text{з}}_{\text{наг}\,p}\alpha_{f4\,p}, \tag{76}$$

J – множество энергосистем ЭС$_j$; α_{f1p}, α_{f2p}, α_{f3p}, α_{f4p} – коэффициенты полинома (32); p_{mn1}, p_{mn2}, p_{mn3}, p_{mn4} – коэффициенты полинома (38); p_{mx1},

p_{mx2}, p_{mx3}, p_{mx4} – коэффициенты полинома (39); p_{f1p}, p_{f2p}, p_{f3p}, p_{f4p} – коэффициенты полинома (66); $b_{k0\,pq}$ – коэффициент, учитывающий составляющую короны в ветви p–q, не зависящую от частоты; $P^{з}_{обj}$ – заданная активная мощность обменного перетока ЭС$_j$; k_{sp} – крутизна частотной характеристики электростанции в узле p; $P_{ном\,p}$ – номинальная мощность энергоблоков, используемая при вычислении k_{sp}; $P^{з}_{ген\,p}$ – заданная активная генерация (66); $P^{з}_{наг\,p}$ – заданная активная нагрузка (32); $P^{0}_{кор\,pq}$ – активные потери на корону при номинальных условиях; $QP_{\min}$ ($QP_{\max}$) – подмножество узлов $p \in (BU \vee PU)$, вышедших в процессе регулирования активной мощности на нижний (верхний) технологический предел.

Если в ОЭС отсутствуют слабые электрические связи, то к УУР добавляется одно уравнение (72). Если ОЭС состоит из нескольких энергосистем ЭС$_j$, разделенных слабыми электрическими связями, то уравнение (72) должно составляться для каждой энергосистемы.

Переток активной мощности по линии связи, представляемой ветвью p–q, определяется по выражению

$$\begin{aligned}P_{pq}(U,\Delta f) = U_p^2\left(y'_{pq}(\Delta f)+\frac{1}{2}g_{pq}\right) - U'_p\left(U'_q y'_{pq}(\Delta f) + U''_q y''_{pq}(\Delta f)\right) - \\ - U''_p\left(U''_q y'_{pq}(\Delta f) - U'_q y''_{pq}(\Delta f)\right), \quad pq \in L,\end{aligned} \tag{77}$$

где $y'_{pq}(\Delta f)$, g_{pq} – продольная и поперечная активные проводимости; $y''_{pq}(\Delta f)$ – продольная реактивная проводимость ветви p–q; p – узел ЭС$_j$, около которого вычисляется контролируемый переток; q – узел, смежный с узлом p и относящийся к энергосистеме смежной с ЭС$_j$.

Величины $\sum\limits_{\substack{p \in ЭС_j \\ q \notin ЭС_j \\ q \in ОЭС}} P_{pq}$ для ЭС$_j$ и смежной с ней ЭС будут одинаковы, но с противоположными знаками только в том случае, если эти энергосистемы связаны только между собой.

Численная апробация адекватности предложенной математической модели поведения ОЭС в установившихся и самоустанавливающихся режимах выполнена в математическом пакете MATLAB на схеме шестиузловой электрической сети простейшего энергообъединения из двух энергосистем со слабой связью. Проигранные на схеме простейшей ОЭС расчетно-эксплуатационные ситуации подтвердили адекватность описанного процесса моделирования поведения ОЭС в установившихся и самоустанавливающихся режимах.

ВЫВОД

Предложена комплексная математическая модель поведения ОЭС с сильными и слабыми внутренними межсистемными электрическими связями в установившихся и самоустанавливающихся режимах с учетом действия системы автоматического регулирования частоты, напряжения и мощности, позволяющая имитировать процессы первичного и вторичного регулирования частоты и мощности при размещении резервов вторичного регулирования как на электростанциях, так и на отдельных энергоблоках с учетом зависимости параметров схемы замещения электрической сети от отклонения частоты в ОЭС, вставок постоянного тока, технических ограничений и регулирующего эффекта нагрузки ОЭС при изменениях частоты и напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крумм, Л. А. Уравнения стационарного режима электрической системы с учетом статических характеристик нагрузок и генераторов при автоматическом регулировании частоты, напряжения и мощности: Тр. / Л. А. Крумм // Таллинск. политехн. ин-т. – Таллин, 1957. – № 123. – 20 с.

2. Фазылов, Х. Ф. Учет частоты в расчетах установившихся режимов электрических систем / Х. Ф. Фазылов, Ю. М. Крамер, В. Б. Удовиченко // Изв. АН Уз.ССР. Сер. техн. наук. – 1975. – № 6. – С. 18–23.

3. Калюжный, А. Х. Выбор алгоритма расчета послеаварийных режимов при больших небалансах мощности в энергосистеме и анализ апериодической устойчивости таких режимов / А. Х. Калюжный, Ю. В. Соколов, А. А. Греб // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. – 1977. – № 13. – Вып. 3. – С. 101–106.

4. Блок, В. М. Электрические сети и системы: учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов/ В. М. Блок. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.

5. Атабеков, Г. И. Основы теории цепей: учеб. для вузов / Г. И. Атабеков. – М.: Энергия, 1969. – 424 с.

6. Прокопенко, В. Г. Повышение эффективности работы энергосистем за счет оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / В. Г. Прокопенко. – Минск, 1979. – 268 с.

7. Крумм, Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1981. – 317 с.

8. Методика и алгоритм определения предельных по статической устойчивости установившихся и послеаварийных (самоустанавливающихся) режимов с учетом изменения частоты: тр. / Н. В. Галкина [и др.], Ленинград. политехн. ин-т. – Л., 1976. – № 350. – С. 3–8.

Представлена кафедрой
электрических сетей

Поступила 6.03.2006