

УДК 621.3.072.6

ОПТИМИЗАЦИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЕФИЦИТНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С УЧЕТОМ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ

**Н.В. РАДОМАН, канд. техн. наук, доц. О.И. АЛЕКСАНДРОВ;
канд. техн. наук, доц. Д.Н. СВИРСКИЙ**
(Белорусский государственный технологический университет, Минск)

Рассматривается проблема оптимизации балансовой надежности дефицитной энергосистемы с учетом межсистемных связей, которая описывается с помощью многокритериальной целевой функции, включающей в себя минимум отклонения значений перетоков от запланированных значений, минимум суммарного расхода топлива, минимум потерь мощности и энергии как в энергосистеме, так и в межсистемных линиях электропередач. Оптимизация выполняется с учетом приведенной системы линейных двухсторонних ограничений-неравенств на переменные режима работы электроэнергетической системы. Для экспресс-оценки баланса между производством и потреблением электроэнергии предлагается метод минимизации топливной составляющей издержек электростанциями электроэнергетической системы с одновременной минимизацией потерь активной мощности в сети. Особое внимание уделяется минимизации потерь электроэнергии на транспорт в электрических сетях.

Введение. В настоящее время важной проблемой является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС), т.е. наиболее целесообразных значений внутри- и межсистемных перетоков мощности и энергии в энергообъединении (ЭО), которая подразумевает комплекс оптимальных условий существования режима при соблюдении ряда ограничений.

В реализации транзитного потенциала Республика Беларусь исходит из положений и принципов Европейской Энергетической Хартии, целью которой является создание общего недискриминационного рынка электроэнергии (ЭЭ) на евразийском континенте посредством организации параллельной работы крупных энергетических объединений – UCTE, CENTREL, NORDEL – и объединения энергосистем стран СНГ и ОЭС Балтии (ЭК БРЭЛЛ). Этому способствует участие Беларуси в разработке крупных международных проектов «Восток – Запад в условиях функционирования Балтийского кольца», «Параллельная работа стран СНГ с ОЭС Европы» [1].

Объединенная энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь граничит с энергосистемами пяти сопредельных государств (Россия, Литва, Латвия, Украина, Польша), имея с ними межгосударственные перетоки ЭЭ по 38 линиям. В связи с острой проблемой обеспеченности ОЭС энергоресурсами основной задачей является рациональное их использование с учетом получения ЭЭ из смежных, избыточных по мощности энергосистем (ЭС) (номинальный импорт ЭЭ оценивается величиной около 5,0 млрд. кВт·ч/год). Потому взаимодействие ЭС с учетом высоковольтных межсистемных транзитов (МТ) определяет надежность электроснабжения дефицитных регионов и приобретает не только режимный, но и экономический смысл. Поскольку современные питающие и межсистемные линии электропередачи (МЛЭП) представляют собой многоконтурную и сложно-замкнутую сетевую структуру, выбор рациональных режимов эксплуатации энергосистем с учетом МТ представляет довольно трудную задачу, которая имеет ряд принципиальных особенностей.

Постановка задачи. Ведение оптимального режима в ЭЭС подразумевает решение комплекса задач, обеспечивающих минимальные издержки. В число этих задач входят такие, как выбор состава работающего оборудования, распределение нагрузок между станциями с минимизацией расхода топлива и с наименьшими потерями в электрических сетях, а также рациональная работа всего ЭО с учетом МЛЭП. Формулировку данной проблемы можно описать с помощью *многокритериальной целевой функции*, которая включает в себя минимум отклонения значений перетоков от запланированных значений, минимум суммарного расхода топлива, минимум потерь мощности и энергии как в ЭС, так и в МЛЭП. Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, были разработаны ранее на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов, т.е. были созданы документы для оперативного использования диспетчерским персоналом смежных ЭС [2; 3]. В нашем случае речь идет о многолетнем оперативно-диспетчерском взаимодействии Системного Оператора Единой энергетической системы России и Объединенного диспетчерского управления Беларуси. Важным элементом такого управления является оптимизация баланса мощностей для межсистемных перетоков в ОЭС, т.е. оптимизация текущего режима. В этом случае задача управления ОЭС в течение определенного интервала (например, суток) распадается на ряд последовательных задач, результаты решения которых в агрегированном виде дают искомый суточный график для ведения режима ОЭС. Если при этом были выполнены ограничивающие условия по изменяющимся параметрам и достигнут минимум затратных средств, то режим ОЭС будет оптимальным.

В данной постановке под задачей оптимизации баланса мощности понимается определение рациональных значений как внутренних, так и межсистемных потоков мощности и энергии для дефицитной ЭС. При дефиците мощности в ОЭС, а в ряде случаев и при нехватке топлива выполняется оптимизация баланса мощностей и выработки ЭЭ в условиях взаимодействия со смежными ЭС, включая рынки зарубежных поставщиков. Для разных часовых интервалов (особенно во время сезона пиковых нагрузок) выполняется закупка ЭЭ в соседних ЭС. В этом случае минимальный уровень заявляемой мощности определяется разностью между системным максимумом потребления и обеспеченной резервом мощностью собственных электростанций системы [4]. Экономически целесообразные величины закупаемой мощности и энергии определялись на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений. На первом этапе определяется оптимальная нагрузка электростанций ЭС для различных часовых интервалов. Получаемое при этом рациональное значение дефицита мощности для разных нагрузок ЭС позволяет определить оптимальное количество покупки ЭЭ на планируемый расчетный период.

Математическая модель. Исходными данными для анализа режимов совместной ОЭС являются расчетные балансы мощности по ЭС, принимаемые на основе прогнозов электропотребления и электрических нагрузок на перспективный период. Исходя из интересов дефицитной ЭС целевая функция в детерминированной постановке для суточного режима может быть представлена в следующем виде:

$$Z = \left\{ \sum_{i=1}^{24} \alpha_{1i} Y_{1i}(p) + \alpha_{2i} Y_{2i}(B) + \alpha_{3i} Y_{3i}(\pi) + \alpha_{4i} Y_{4i}(R) + \alpha_{5i} Y_{5i}(H) + \alpha_{6i} Y_{6i}(3p) + \alpha_{7i} Y_{7i}(P_{откл}) \right\} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $\alpha_{1i}, \dots, \alpha_{7i}$ – весовые корректирующие коэффициенты стоимости, определяемые на основании экспертных оценок специалистов диспетчерских и экономических служб; $Y_{1i}(p)$ – суммарное отклонение величин перетоков мощности от запланированных значений по контролируемым линиям связи, где организован учет часовых отклонений потребления ЭЭ областными ЭС от заявленных величин; $Y_{2i}(B)$ – суммарный расход топлива на электростанциях; $Y_{3i}(\pi)$ – суммарные потери мощности в ЭО.

При составлении эквивалентной схемы замещения ОЭС основные перетоки мощности от шин передающих подстанций (П/СТ) избыточной ЭС представлены в виде генерирующих узлов, а шины принимающих П/СТ дефицитной ЭС – в виде потребительских узлов. Тогда суммарные потери активной мощности в общем виде могут оцениваться матричным выражением:

$$\pi_p = [P, Q, p, q, U_0] \cdot B[P, Q, p, q, U_0] \cdot [P, Q, p, q, U_0]^T.$$

Здесь P, p – векторы-строки активных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах эквивалентной схемы замещения ОЭС; Q, q – векторы-строки реактивных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах; U_0 – номинальное напряжение базисного (балансирующего) узла; $B(P, Q, p, q, U_0)$ – матрица коэффициентов потерь. Функция минимизации потерь

$$\pi_p \rightarrow \min$$

при условии соблюдения двусторонних ограничений для узловых мощностей.

Наименьший на протяжении суток фактический резерв активной мощности в ОЭС $Y_{4i}(R)$ может быть представлен как

$$R = \min [R_0(t) = P(t) - p(t)] \rightarrow \max,$$

где $R_0(t) = P(t) - p(t), t \in T$ – график резерва активной мощности в ОЭС; $P(t)$ – планируемый график изменения располагаемой мощности ОЭС в течение рассматриваемого интервала времени T ; $p(t) = p_{\max}^{c.n.}(t) + p_{\max}^{обм}(t), t \in T$ – прогнозируемый график суточных максимумов нагрузки ОЭС с учетом потерь в сети на период T ; $p_{\max}^{c.n.}(t)$ – прогнозируемый график суточных максимумов собственного потребления с учетом потерь в сети; $p_{\max}^{обм}(t)$ – прогнозируемый график выдачи мощности в ОЭС в часы максимума нагрузки данной ЭС.

Тогда с учетом изложенного $Y_{4i} = 1/R$.

Показатель системной надежности $Y_{5i}(H)$, который в самом общем виде может быть записан как показатель эффективности работы ОЭС:

$$F = \sum_{i=1}^N A_i(t) - \Delta A_{\Sigma}(t) / \sum_{i=1}^N A_i(t), i \in N, t \in T,$$

где $\sum_{i=1}^N A_i(t)$ – суммарная энергия, потребляемая элементами системы, причем в зависимости от типа рассматриваемого элемента она может быть генерируемая, передаваемая и потребляемая; $\Delta A_{\Sigma}(t)$ – суммар-

ный недоотпуск ЭЭ по всей ОЭС; T – полное время, за которое рассчитывается недоотпущенная ЭЭ; l – текущий индекс элемента системы.

Для приближенной оценки этого показателя можно принять, что $Y_{5l} = 1/F$.

Индекс надежности δ представим как отношение отпущенной ЭЭ потребителям к энергии спроса:

$$\delta = \frac{A_{\text{отп}}}{A_{\text{отп}} + \Delta A_{\Sigma}}.$$

Здесь $A_{\text{отп}}$ – отпущенная потребителям ЭЭ из передающей ЭЭС; ΔA_{Σ} – недоотпущенная ЭЭ из-за различных нарушений в системе, включая потерю устойчивости и отказы противоаварийной системной автоматики.

Показатель $Y_6(3p)$ – приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей. В этом случае рассматриваются наиболее мощные и энергоемкие промышленные предприятия, которые могут фактически повлиять на совмещенный график нагрузки ОЭС. В качестве совмещенного графика нагрузки может выступать график любой режимной энергетической иерархии – от группового графика крупного промышленного предприятия до эквивалентного графика нагрузки ЭЭС в составе ОЭС. Образуется деформированный график нагрузки, который одновременно выравнивается, сглаживается и уплотняется, выполняя известную процедуру горизонтально-вертикального маневрирования электропотреблением и их комбинаций. В этом случае оптимальный график нагрузки потребителей выполняется при условии $Y_6 \rightarrow \min$.

Показатель $Y_7(P_{\text{откл}})$ – суммарный ущерб промышленных потребителей при ограничении их мощности на величину $\Delta P_{\text{откл}}$ в результате различных нарушений электроснабжения. Количественная величина ущерба обычно определяется с помощью интегральных характеристик ущербов для узлов электропотребителей:

$$3 \left(yT \sum_{i=1}^N Y_i P_{\text{откл}} \right) \rightarrow \min,$$

где Y_i , руб./кВт·ч, – ущерб i -го потребителя при его отключении (ограничении); $P_{\text{откл}}$ – отключаемая мощность; T – время отключения; y – число отключений за период T .

Основные ограничивающие условия. В общем случае проблема оптимальной коррекции плана формулируется как задача нелинейного программирования:

$$F(\bar{J} + \Delta \bar{J}, G) \rightarrow \min; \quad (2)$$

$$W(X(G, \bar{J} + \Delta \bar{J}), \bar{J} + \Delta \bar{J}, G) = 0. \quad (3)$$

Здесь уравнение (2) – целевая функция управления при отклонении параметров на $\Delta \bar{J}$ от вектора исходных данных \bar{J} ; (3) – уравнение установившегося режима ЭС (X – зависимые параметры; G – управляющие воздействия, формирующиеся в виде двусторонних ограничений-неравенств, наложенных на параметры режима).

Основные значения перетоков обменной мощности по МЛЭП определяются в рамках двусторонних нестрогих ограничений:

$$S_{\xi}^{\min} \leq S_{\xi} \leq S_{\xi}^{\max}, \quad \xi \in \Lambda,$$

где Λ – множество контролируемых линий; S_{ξ}^{\min} и S_{ξ}^{\max} – нижняя и верхняя границы допустимых значений перетоков по ξ -й МЛЭП соответственно; S_{ξ} – поток мощности в ξ -й линии.

После проверки ЛЭП по пропускной способности выделяется множество линий $v \in V$ с нарушенными режимными ограничениями. Соответственно, формируется корректирующий вектор $\Delta \dot{S}$:

$$\Delta \dot{S} = colon[\Delta \dot{S}_1, \Delta \dot{S}_2, \dots, \Delta \dot{S}_v, \dots, \Delta \dot{S}_V],$$

компоненты которого равны

$$\Delta \dot{S}_v = \begin{cases} v^{\max} - v, & \text{если } v^{\max} \leq v; \\ 0, & \text{если } v^{\max} \geq v. \end{cases}$$

Здесь v^{\max} – максимально допустимый поток мощности в v -й линии; v – поток мощности в v -й линии в рассматриваемом режиме; V – множество линий с нарушенными режимными ограничениями.

На первом этапе решения задачи коррекции режима ЭЭС ограничиваемся возможностью регулирования перетоков ЛЭП с помощью средств генерации активной и реактивной мощности (электростанции системы и источники реактивной мощности). В этом случае можно записать:

$$\Delta \dot{S} = \underline{C} \Delta \dot{s},$$

где \underline{C} – матрица коэффициентов распределения токов; $\Delta \dot{s}$ – вектор-столбец задающих мощностей в узлах.

На этом этапе критерием оптимальности считаются минимальные изменения узловых мощностей. Вектор $\Delta \underline{s}$, найденный из последнего соотношения, будет удовлетворять этому критерию.

На следующем этапе в коррекцию параметров включаются ветви, имеющие трансформаторы с РПН. Принимая в первом приближении допущение о том, что приведенные напряжения в узлах расчетной схемы одинаковы по величине и фазе и равны U_{cp} , можно записать:

$$\Delta \underline{S} = \underline{C} \Delta \underline{s} + \text{diag } \underline{Y} (\underline{M} \cdot \underline{C} + \underline{I}) (e^{(m)} - \Delta \underline{k}) U_{cp}^2.$$

Здесь $\text{diag } \underline{Y}$ – диагональная матрица проводимостей ветвей; \underline{M} – первая матрица инцидентий; $\Delta \underline{k}$ – вектор-столбец отклонений относительных коэффициентов трансформации по отношению к исходному базисному режиму; $e^{(m)}$ – вектор-столбец, состоящий из m единиц.

Минимизация дефицита мощности. Рассматривалась ОЭС, основная сеть которой включает: генерирующие источники; узлы привязки к односторонним межсистемным связям, постоянно импортирующих мощность извне; узлы привязки к межсистемным связям с реверсивными перетоками мощности; начальные узлы экспортных линий с межсистемными перетоками мощности; потребительские узлы энергоемких промышленных предприятий, выполняющие роль потребителей-регуляторов; узлы-приемники с фиксированным потреблением мощности в течение рассматриваемого временного интервала. Дефицит мощности в детерминированной постановке можно описать в виде оценки по поставке мощности на территорию ОЭС и её потребления [5]:

$$Def(P) = \left(\sum_{i=1}^n P_i^r + \sum_{j=1}^N P_j^{имп} + P_{рез}^r - \Delta P_{рем}^r \right) \pm \sum_{k=1}^K \Delta P_k^{имп(эксп)} - \left(\sum_{l=1}^L \Delta P_l^{эксп} + \sum_{v=1}^V P_v^{пр} + \sum_{\mu=1}^M P_{\mu}^п \right), \quad (4)$$

где $\sum_{i=1}^n P_i^r$ – располагаемая активная мощность генераторов ОЭС; $\sum_{j=1}^N P_j^{имп}$ – импорт электрической мощности в ОЭС; $P_{рез}^r$ – резервная мощность генераторов в ОЭС; $\Delta P_{рем}^r$ – выведенная мощность ремонтируемых агрегатов; $\sum_{k=1}^K \Delta P_k^{имп(эксп)}$ – электрическая мощность реверсивных перетоков в МЛЭП; $\sum_{l=1}^L \Delta P_l^{эксп}$ – экспорт мощности; $\sum_{v=1}^V P_v^{пр}$ – регулируемая мощность энергоемких промышленных предприятий; $\sum_{\mu=1}^M P_{\mu}^п$ – фиксированная мощность крупных нагрузочных узлов.

Таким образом, требуется минимизировать суммарный дефицит мощности в ОЭС (1) при условии выполнения системы линейных двусторонних ограничений-неравенств на переменные режима:

$$P_i^{\min} \leq P_i^r \leq P_i^{\max}, \quad i \in \overline{1, n}; \quad (5)$$

$$P_j^{\min} \leq P_j^{имп} \leq P_j^{\max}, \quad j \in \overline{1, N}; \quad (6)$$

$$P_k^{\min} \leq P_k^{имп(эксп)} \leq P_k^{\max}, \quad \gamma \in \overline{1, K}; \quad (7)$$

$$P_l^{\min} \leq P_l^{эксп} \leq P_l^{\max}, \quad l \in \overline{1, L}; \quad (8)$$

$$P_v^{\min} \leq P_v^{пр} \leq P_v^{\max}, \quad v \in \overline{1, V}. \quad (9)$$

Все ограничения формируются с учетом двусторонних соглашений между дефицитной и избыточной энергосистемами, а также с учетом заявок промышленных потребителей, формирующих совмещенный суточный график нагрузки дефицитной ЭС. В этом случае условие минимизации для прогнозируемого временного интервала t можно записать как

$$Def(P_i) \rightarrow \min \quad (10)$$

в области пространства переменных (5) – (9) и баланса мощности. Значения мощности в разных узлах определяются в течение расчетного временного интервала, равного одному часу (получасу) совмещенного суточного графика нагрузки ОЭС. Значения мощностей некоторых узлов могут иметь и постоянные величины. Тогда они фиксируются и выводятся из состава ограничений (5) – (9).

Для экспресс-оценки баланса между производством и потреблением ЭЭ предлагается упрощенный метод минимизации топливной составляющей издержек электростанциями ЭЭС с одновременной минимизацией потерь активной мощности в сети. В качестве независимых переменных принимались мощности генерирующих узлов и узлов, связанных с транзитными перетоками поступающей ЭЭ в сеть ЭЭС. Рассматривалась задача суточной оптимизации режима ЭС с усредненным часовым интер-

валом. Целевая функция включает в себя такие показатели, как минимум расхода топлива в ЭС, минимум потерь мощности, минимум отклонения величин сальдо-перетоков от договорных обязательств.

Расход топлива на электростанциях ЭЭС определяется с помощью расходных характеристик:

$$T_i = f_i(P_i), i \in \{n\} \quad (11)$$

где T_i – расход топлива на i -й электростанции; P_i – мощность i -й электростанции; n – число генерирующих узлов.

Характеристики могут быть представлены в виде полиномов второй степени:

$$T_i = K'_i + K''_i P_i + K'''_i P_i^2, i \in \{n\}. \quad (12)$$

Здесь K'_i – расход топлива при минимальной нагрузке (т у.т.); K''_i и K'''_i – коэффициенты полинома второй степени в уравнении (12).

Во многих случаях характеристики современных блочных электростанций можно приближенно представить линейной зависимостью

$$T_i = K'_i + K''_i P_i, i \in \{n\},$$

тогда сумма расхода топлива на всех электростанциях за каждый временной интервал выразится как

$$T_{\Sigma i} = \sum_{i=1}^n (K'_i + K''_i P_i), i \in \{n\},$$

или с учетом (8), отбрасывая постоянную составляющую, получим:

$$T_{\Sigma i} = \sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it}, i \in \{n\}, t = 1, 2, \dots, 24,$$

где θ_{it} – значение удельного расхода топлива (т у.т. / МВт) для i -й электростанции в усредненном интервале t -го часа; P_{it} – усредненная прогнозируемая мощность i -й электростанции за t -й час суток, МВт; β_i – корректирующий коэффициент стоимости топлива (учитывает расходы на добычу, транспортные расходы, качественные показатели).

В этом случае потери активной мощности, обусловленные технологическим расходом ЭЭ на транспорт в электрических сетях, могут быть приближенно выражены следующим образом:

$$\pi(P) = \sum_{\mu, \nu=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2.$$

Здесь $b_{\mu\nu}$ – величины, определяемые узловыми собственными и взаимными комплексными сопротивлениями исследуемой сети (« b -коэффициенты»); μ, ν – текущие индексы генераторных или нагрузочных узлов ($\mu, \nu = 1, 2, \dots, N$; $\mu \neq \nu$; N – общее число узлов ЭЭС).

Суммарные издержки на генерацию и распределение активной мощности в ЭЭС можно приближенно представить с помощью выражения

$$H_{\Sigma t} = \sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it} + \gamma \sum_{\mu, \nu=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2, \quad (13)$$

где γ – топливный эквивалент стоимости потерь в сети. Тогда задачу оптимизации можно сформулировать как задачу минимизации функционала (13):

$$\left(\sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it} + \gamma \sum_{\mu, \nu=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2 \right) \rightarrow \min.$$

Допустимая область существования целевой функции определяется системой ограничений, основные из которых следующие:

1) условия баланса активных мощностей для каждого t -го интервала времени:

$$\sum_{i=1}^n P_{it} - \sum_{j=1}^m P_{jt} - \pi(P) = 0,$$

где P_{it} – усредненная мощность i -го объекта генераторной группы в течение временного интервала t ; P_{jt} – суммарная активная нагрузка потребителей j -й группы; m – общее число условных нагрузочных узлов (групп потребителей);

2) ограничивающие условия, которые накладываются на расход топлива по i -й электростанции:

$$\sum_{i=1}^{24} T_{ii} \leq T_{ii}^*.$$

Здесь T_{ii} – часовой расход условного топлива на i -й электростанции, для которого задан полный расход топлива T_{ii}^* за сутки;

3) регулировочный диапазон изменения активной нагрузки v -го объекта:

$$P_{vi} \leq P_{vi} \leq \bar{P}_{vi}, v \in \{n\},$$

где P_{vi} , \bar{P}_{vi} – нижняя и верхняя предельные границы изменения мощностей энергоузлов.

4) сумма мощностей генерирующих узлов для каждого часа суток:

$$\sum_{i=1}^n P_{ii} = \Gamma;$$

5) допустимые пределы изменения активной мощности элементов сети (линии, группы линий, трансформаторы):

$$P_{li} \leq \bar{P}_{li}, l \in \{L\},$$

где \bar{P}_{li} – верхняя предельная граница передаваемой мощности по элементам сети; L – число контролируемых элементов сети.

В матричных обозначениях сформулированную задачу можно представить в следующем виде:

$$H_{\Sigma}(P) = T^*P + P^*BP; \quad (14)$$

$$D^*P \leq G; P \geq 0, \quad (15)$$

где $P^* = [P_G | P_G^M | P_H^M | P_H]$ – столбцовая матрица активных узловых мощностей; $P_G = P_1, P_2, \dots, P_n$ – генераторы; $P_G^M = [P_{G1}^M, P_{G2}^M, \dots, P_{Gk}^M]$ – импортируемые потоки мощности (внешние генераторы); $P_H^M = [P_{H1}^M, P_{H2}^M, \dots, P_{Hk}^M]$ – экспортируемые потоки мощности (внешние нагрузки); $P_H = [P_1, P_2, \dots, P_m]$ – нагрузки; $B = \gamma \frac{1}{2U^2} Z'$ – матрица коэффициентов потерь; Z' – вещественная составляющая матрицы узловых собственных и взаимных проводимостей сети; U – среднее значение напряжения в сети; D – матрица, составленная из коэффициентов ограничений; G – столбцовая матрица ограничивающих констант. Сформулированная проблема хорошо вписывается в классическую модель квадратичного выпуклого программирования, которая может быть решена за конечное число шагов.

При условии выполнения ограничений (5) – (9), варьируя значения P_i и Q_i для электростанций (а в идеальном случае и для потребителей-регуляторов), определяется минимум нагрузочных потерь для ОЭС. Снижение технологического расхода ЭЭ позволяет частично разгрузить генераторы электростанций с пологими расходными характеристиками, сократив при этом суммарный расход топлива в ОЭС.

Минимизация потерь ЭЭ на транспорт. При взаимодействии ЭС с учетом передачи мощности по высоковольтным МЛЭП важным аспектом является минимизация технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях [6]. В настоящее время в ОЭС потери ЭЭ постепенно сокращаются за счет повышения эффективности технической эксплуатации основного электрооборудования и усовершенствования методики учета технологических потерь.

На рисунке 1 представлена динамика изменения значений потерь ЭЭ (%) с 2000 по 2010 год по данным US Energy Information Administration для нескольких государств [7]. Среди представленных стран Республика Беларусь имеет средние показатели по потерям, и потому снижение их является актуальной задачей.

При поиске оптимального режима работы ОЭС представляет интерес переменная составляющая потерь, влияя на которую можно добиться их снижения. Условие минимума технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях можно представить следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{24(48)} \alpha_i \cdot Y_i(\Delta P) \rightarrow \min, \quad (16)$$

где α_i – весовой корректирующий коэффициент, определяемый на основании экспертных оценок; $Y_i(\Delta P)$ – функция стоимости суммарного технологического расхода ЭЭ.

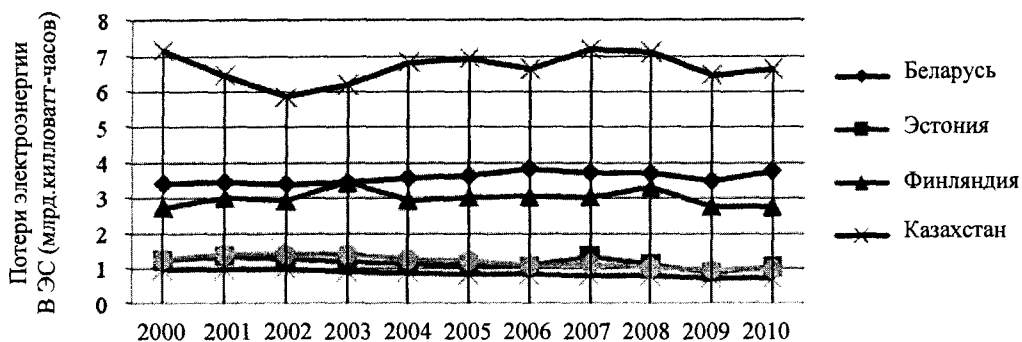


Рис. 1. Изменение потерь электроэнергии в 2000 – 2010 годах

Рассматриваются автономный режим работы ОЭС и параллельная работа ОЭС (наличие межсистемных и межгосударственных перетоков мощности). Для случая автономного режима работы учитываются только нагрузочные потери активной мощности, суммарное значение которых может быть представлено в виде:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot R_i.$$

Здесь U_i – напряжение ЛЭП; R_i – активное сопротивление ЛЭП; P_i – активная мощность в ЛЭП; Q_i – реактивная мощность в ЛЭП; $i = 1, \dots, n$ – текущий индекс ЛЭП, для которой находят величину потерь.

Для рассмотрения возможности снижения нагрузочных потерь следует варьировать, в основном, величины P_i и Q_i , так как изменять напряжение в сети в достаточно больших пределах нежелательно. Поэтому в качестве значения напряжения на данном этапе можно принять среднее его значение $U_{\text{ср}}$. Тогда при условии выполнения режимных ограничений, варьируя значения P_i и Q_i для электростанций, находим минимум нагрузочных потерь для ОЭС. Все расчеты проводились в денежном выражении, поэтому функция стоимости суммарного технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях была приведена к виду:

$$Y_1 = C \sum_{l=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot R_i \cdot t, \quad (17)$$

где C – стоимость ЭЭ в рассматриваемой ЭС; t – промежуток времени, в течение которого все параметры сети считаются условно-постоянными (в данном случае – час либо полчаса); $l = 1, \dots, 24$ (48) – номер интервала времени (часовой, получасовой), $i = 1, \dots, n$ – номер ЛЭП.

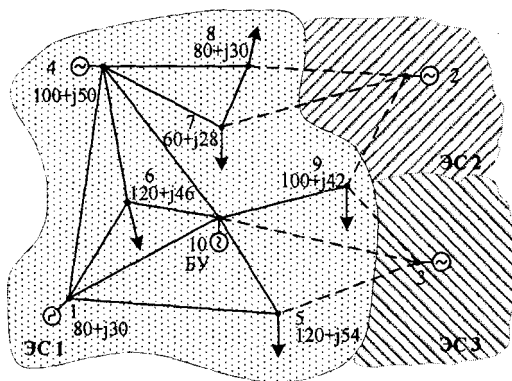


Рис. 2. Схема сложно-замкнутой ЭЭС для случая автономной работы

Таким образом, для каждого часа при кратковременном планировании режимов работы ЭС необходимо найти оптимальное распределение суммарной нагрузки ЭС между основными электростанциями, чтобы выражение (16) было минимальным. Для начального приближения коэффициент α_i принимается равным единице.

На рисунке 2 приведен пример схемы сложно-замкнутой сети, состоящей из 10 узлов и 18 ветвей.

Параметры ЛЭП для расчетной схемы представлены в таблице 1.

Узлы 1, 4...10 входят в состав ЭС 1, а узлы 2 и 3 представляют собой узлы из ЭС 2 и 3, соответственно. Следовательно, линии 2...7, 2...8, 2...9, 3...5, 3...9, 3...10 являются межсистемными, для случая автономной работы будут считаться отключенными. Базисное напряжение в ОЭС – 110 кВ. Расчет режима и поиск таких значений мощности генераторов, чтобы значения технологического

расхода ЭЭ при транспорте в электрических сетях ЭС 1 при автономной работе были минимальны, производились с помощью программы в среде MATLAB. Полученные значения были проверены с помощью эталонной программы «Rastr».

Таким образом, задача поиска оптимальных значений мощностей генераторов ЭС, при которых значения потерь ЭЭ в сети будут минимальны, сводится к задаче нелинейного программирования с целевой функцией, представленной формулой (18).

Таблица 1

Параметры ЛЭП для расчетной схемы

№ линии	R, Ом	X, Ом	№ линии	R, Ом	X, Ом
1...4	16	28	3...10	2	10
1...5	9	22	4...6	9	14
1...6	6	21	4...7	3	9
1...10	10	26	4...8	7	16
2...7	12	20	4...10	2	8
2...8	6	14	5...10	8	24
2...9	5	16	6...10	7	14
3...5	4	12	7...8	9	15
3...9	6	15	9...10	5	16

$$F \left[\frac{1}{U_{cp}^2} \cdot C \sum_{i=1}^n (P_{wi}^2 + Q_{wi}^2) \cdot R_i \right] \rightarrow \min, \quad (18)$$

где P_{wi}^2, Q_{wi}^2 – активная и реактивная мощности i -й ЛЭП, соответственно.

Таким образом, необходимо найти минимум функции многих переменных при соблюдении двусторонних ограничений:

$$P_{\min_i}^{\text{ген}} \leq P_i^{\text{ген}} \leq P_{\max_i}^{\text{ген}}. \quad (19)$$

При решении задачи оптимизации используется один из методов нелинейного программирования – метод барьерных функций, при котором вводится запрет на выход оптимизируемых величин за границы их допустимых значений. Алгоритм программного расчета состоит из следующих этапов:

- 1) запускается файл чтения данных, в котором содержатся все параметры рассчитываемой схемы;
- 2) задаются минимальные и максимальные величины мощности генераторов, участвующих в процессе оптимизации, и вектор их заданных значений в качестве начального приближения;
- 3) с помощью метода барьерных функций проводится поиск оптимальных компонентов вектора $P^{\text{ген}}$ и найденные значения используются для уточненного расчета режима ЭС:

- первоначальные значения мощностей узлов корректируются с помощью учета зарядных мощностей ЛЭП:

$$Q_i = \frac{1}{2} U_{cp}^2 \sum_{j=1}^m b_{ij}, \quad (20)$$

где Q_i – реактивная мощность i -го узла, которая обусловлена зарядной мощностью инцидентных этому узлу линий, имеющих емкостные поперечные проводимости; U_{cp} – среднее напряжение в сети; b_{ij} – емкостная проводимость линии $i-j$; m – число инцидентных этому узлу ветвей;

- выполняется операция разнесения потерь мощности в линии по ее концам:

$$\Delta S_i = \frac{1}{2} \Delta S_k; \quad \Delta S_j = \frac{1}{2} \Delta S_k, \quad (21)$$

где i и j – номера начального и конечного узлов k -й линии соответственно;

- производится коррекция узловых мощностей в узлах i и j :

$$S'_i = S_i + \Delta S_i; \quad S'_j = S_j + \Delta S_j; \quad (22)$$

- уточняется значение зарядной мощности в узлах:

$$Q'_i = \frac{1}{2} U_{yi}^2 \sum_{j=1}^m b_{ij}, \quad (23)$$

где U_{yi} – вычисленное значение напряжения в i -м узле;

- уточняется значение узловой мощности в i -м узле:

$$S''_i = S'_i + jQ_i - jQ'_i, \quad (24)$$

где Q_i – первоначальное значение узловой зарядной мощности; Q'_i – ее уточненное значение;

4) вычисляются значения параметров режима ЭС, величина технологического расхода ЭЭ на транспорт в сети с помощью выражения (16) и соответствующее значение функции стоимости потерь электроэнергии согласно выражению (17).

В таблице 2 приведены значения потерь в сети за 1 час, в течение которого параметры ЭС приняты условно постоянными, для заданных значений мощности (№ расчета – 1) и для рассчитанных оптимальных значений (№ расчета – 2), стоимость ЭЭ принята равной для ЭС 1 – 0,035 у. е. Мощность первой электростанции может изменяться в пределах 50 – 160 МВт, а второй – от 50 до 200 МВт.

Таблица 2

Изменение потерь мощности в ЛЭП ЭС 1 при автономной работе

№ расчета	P_1 , МВт	P_4 , МВт	ΔP_{Σ} , МВт	Y_1 , у. е.
1	80	100	18,04	0,63
2	105,5	164	17,68	0,62

Таким образом, для данной схемы выигрыш при перераспределении нагрузок генераторов электростанций 1 и 4 в течение рассматриваемого интервала времени (1 час) составляет 0,36 МВт или 1,27 у. е. После расчета получаются оптимальные значения мощностей генераторов ЭС 1.

Для рассмотрения случая межсистемных перетоков мощности при покупке/продаже ЭЭ в формулу (16) вносятся следующие изменения:

$$Y_1 = \sum_{i=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{cp}^2} \cdot R_i \cdot t \cdot C_i, \quad (25)$$

так как стоимость ЭЭ в разных ЭЭС различна и больше не является постоянной величиной.

При отнесении потерь ЭЭ на принимающую сторону возможны следующие варианты:

- 1) при полном учете потерь принимающей стороной для R_i берется полное сопротивление МЛЭП;
- 2) при полном отнесении потерь на передающую сторону R_i будет равно нулю;
- 3) при «пропорциональном» распределении затрат на потери ЭЭ выражение (12) преобразуется:

$$Y_1 = \sum_{i=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{cp}^2} \cdot k_i \cdot R_i \cdot t \cdot C_i, \quad (26)$$

где $-k_i = \frac{L_{прин.}}{L_{лэп.}}$ коэффициент учета потерь ЭЭ в i -й ЛЭП для принимающей ЭС; $L_{лэп.}$ – общая длина

i -й ЛЭП (км); $L_{прин.}$ – длина ЛЭП, которая относится к принимающей ЭЭС (км); $k_i = 1 - \frac{L_{прин.}}{L_{лэп.}}$ – коэффициент учета потерь ЭЭ в i -й ЛЭП для передающей ЭС.

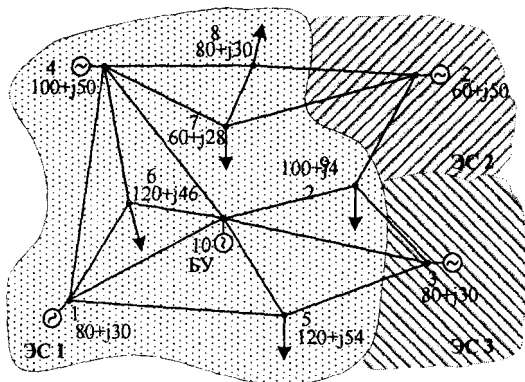


Рис. 3. Схема сложно-замкнутой ЭЭС для случая параллельной работы

В случае учета межсистемного транзита мощности в результате изменения потокораспределения потери могут как увеличиваться, так и уменьшаться. Для анализа ситуации выполнялся расчет нагрузочных потерь сначала для режима без учета транзита ЭЭ, а затем с учетом добавления транзитных перетоков. После чего проводилось сравнение этих значений, и была дана оценка влияния МТ мощности на ОЭС.

Рассмотрим случай пропорционального отнесения потерь мощности в межсистемных ЛЭП для ЭС 1.

Рамки изменения мощности электростанций № 1 и 4 при проведении оптимизации остаются такие же, как в предыдущем случае, а для электростанций № 2 и № 3 мощность генераторов может изменяться в пределах 50 – 150 МВт. На рисунке 3 представлена ЭС1, но с подключенными к ней с помощью МЛЭП энергосистемами 2 и 3.

В таблице 3 приведены значения потерь для заданных значений мощности (расчет № 1) и для рассчитанных оптимальных значений (расчет № 2) при стоимости ЭЭ, равной для ЭС1 0,035 у. е., для ЭС2 – 0,05 у. е., для ЭС3 – 0,04 у. е.; заданные и оптимальные значения потерь, когда стоимость ЭЭ в ЭС1 – 0,035 у. е., ЭС2 – 0,04 у. е., ЭС3 – 0,05 у. е. (расчет № 3 и 4 соответственно); соответствующие значения функций стоимости потерь ЭЭ в электрических сетях при указанных ценах ЭЭ в данных энергосистемах.

После расчета мы получаем оптимальные значения мощностей генераторов, относящихся к энергосистемам 1, 2 и 3. Таким образом, для данной схемы выигрыш при перераспределении генерации электростанций 1 и 4 и межсистемных перетоков мощности от энергосистем 2 и 3 в течение рассматриваемого

го часа составляет для первого случая – 0,8 у. е., а для второго – 1,39 у. е. Для проведения расчетов была написана программа в среде MatLab для поиска такого распределения мощностей электростанций, чтобы потери мощности в сети были минимальными.

Таблица 3

Изменение потерь мощности в ЛЭП ЭС 1 при параллельной работе

№ расчета	P1, МВт (ЭС 1)	P4, МВт (ЭС 1)	P2, МВт (ЭС 2)	P3, МВт (ЭС 3)	ΔP_{Σ} , МВт (ЭС 1)	Y1, у. е. (ЭС 1)
1. C1 – 0,035 у. е., C2 – 0,05 у. е., C3 – 0,04 у. е.	80	100	60	80	11,47	42,82
2. C1 – 0,035 у. е., C2 – 0,05 у. е., C3 – 0,04 у. е.	72,8	120,4	72,7	80,4	11,15	42,02
3. C1 – 0,035 у. е., C2 – 0,04 у. е., C3 – 0,05 у. е.	80	100	60	80	11,47	43,65
4. C1 – 0,035 у. е., C2 – 0,04 у. е., C3 – 0,05 у. е.	78,4	112,2	86,4	67,2	11,12	42,26

Заключение. Выполненное исследование позволяет более широко и всесторонне решать важную триединую задачу – бесперебойное электроснабжение промышленных и бытовых потребителей, обеспечение максимально возможной экономичности работы собственных генерирующих мощностей, а также одновременное выполнение договорных графиков сальдо-перетоков ЭЭ.

ЛИТЕРАТУРА

1. ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические Системы» // Электроэнергетика Беларуси. – 2012. – № 5, май.
2. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии: утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2007.
3. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков: утв. решением ЭЭС СНГ от 12.10.2007.
4. Александров, О.И. Математическая модель оптимизации электроснабжения дефицитных регионов по межсистемным линиям связи / О.И. Александров, М.Ш. Мисриханов, Н.В. Радоман // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62; отв. ред. Н.И. Воропай, В.А. Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 468 – 476.
5. Радоман, Н.В. Минимизация дефицита мощности в объединенной энергосистеме / Н.В. Радоман, О.И. Александров // Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов: материалы междунар. науч.-техн. конф., Минск, 17 – 18 мая 2012 г. – Минск: БГТУ, 2012. – С. 127 – 129.
6. Радоман, Н.В. Минимизация технологического расхода электроэнергии на транспорт в электрических сетях энергосистемы / Н.В. Радоман, О.И. Александров // Труды БГТУ. Научный журнал. – 2012. – № 6(153). – С. 107 – 112.
7. US Energy Information Administration, International Energy Statistics, 2000 – 2010 [Electronic resource]. – Mode of access: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=9&cid=AR,AM,AU,AJ,BO,BE,BR,BU,CA,CH,EZ,DA,EN,FI,FR,GM,HU,IC,EL,IS,IT,JA,KZ,KG,LG,LH,MD,NL,NO,PL,RS,SW,TI,UP,UK,US,UZ,VE,&syid=1996&eyid=2008&unit=BKWH>.

Поступила 10.06.2013

OPTIMIZATION OF THE BALANCE RELIABILITY OF THE SCARCE POWER SUPPLY SYSTEM TAKING INTO ACCOUNT INTERSYSTEM POWER LINES

N. RADOMAN, O. ALEKSANDROV, D. SVIRSKIJ

A problem of optimization of balance reliability of a scarce power supply system taking into account intersystem power lines is considered. This problem is described by multicriteria objective function which includes the minimum of deviation values from the planned values of power flows, the minimum total fuel consumption, the minimum of power and energy losses in supply system and intersystem power lines. Optimization is performed taking into account the given system of linear bilateral inequality constraints on variables of an operating mode of electrical power system. The method of minimization of a fuel component of expenses of power plants with simultaneous minimization of losses of active power in electric networks is offered for the rapid assessment of the balance between electricity production and consumption. Special attention is paid to the minimization of losses of the electric power on transport in electric networks.