

ОСОБЕННОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ В НЕОДНОРОДНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ДАЛЬНИМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

П.Д. ЛЕЖНЮК, В.В. КУЛИК, С.Я. ВИШНЕВСКИЙ

Винницкий технический университет, Винница

The report is devoted questions of agency of long-range electric mains (LEM) wave properties on an optimality of distribution an active-power streams in non-uniform main electrical networks (EN). The mathematical model of an normal regimes EN optimality condition staking into account wave properties of transportation process of the electric power on LEM is offered. On the basis of researches results the method of optimum control definition actions on adjustable mains transformers is developed.

Введение. Одной из основных причин неоптимальности режимов электроэнергетической системы (ЭЭС) и, соответственно, дополнительных потерь электроэнергии, является неоднородность ее параметров. Неоднородность ЭЭС приводит также к другим отрицательным явлениям: снижению качества электроэнергии, дополнительной нагрузке линий электропередачи (ЛЭП) распределительных электросетей, а также снижению пропускной способности системы в целом [1, 2].

Неоднородность является конструктивным параметром ЭЭС, поэтому отрицательно влияет на ее режимы на протяжении времени функционирования системы. Снижение степени неоднородности ЭЭС достигается за счет внедрения установок продольной компенсации (УПК), реакторов или изменения конструкции ЛЭП, что требует значительных капитальных затрат.

С другой стороны, отрицательное влияние неоднородности ЭЭС можно частично устранить режимными мероприятиями в процессе эксплуатации. Однако, учитывая сложность и динамичность ЭЭС, мониторинг режимов и реализацию оптимальных значений параметров регулирующих устройств (РУ) в соответствии с изменениями состояния системы, возможно осуществлять только с помощью систем автоматического управления (САУ).

Приведенные пути повышения эффективности транспортирования электроэнергии с помощью электрических сетей (ЭС) требуют применения максимально адекватных моделей неоднородности, поскольку это определяет достижимый эффект от их реализации [2].

Для формирования общих математических моделей нормальных режимов ЭЭС, которые можно использовать для формирования моделей отдельных явлений и процессов, связанных с транспортом электроэнергии, традиционно используются подходы, связанные с представлением линий электропередачи (ЛЭП) схемами замещения с сосредоточенными параметрами [1, 2]. Однако, простота и удобство использования таких моделей сопровождаются их ограниченной адекватностью. Например, такой подход не позволяет учесть в полной

мере особенностей передачи электроэнергии по линиям 330 кВ и выше, для которых проявление волновых свойств оказывается существенным (длина более 300 км). Учитывая, что методические погрешности, заложенные на стадии моделирования условий оптимальности нормальных режимов ЭЭС будут отрицательно проявляться на протяжении всего времени их применения, то для выявления физических особенностей передачи электроэнергии необходимо использовать более адекватные модели объекта исследования.

Работа посвящена формированию математической модели неоднородности электрических сетей с учетом волновых свойств передачи электроэнергии по длинным ЛЭП, а также усовершенствованию средств анализа неоднородности ЭЭС для формирования проектных и эксплуатационных решений по обеспечению эффективности передачи и распределения электроэнергии.

Обобщенные показатели неоднородности ЭЭС. Отрицательное влияние неоднородности электросетей на оптимальность распределения мощностей в ЭЭС может быть описано фиктивными уравнительными э.д.с. $\dot{E}_{ур}$. Они приводят к появлению в контурах уравнительных токов и, таким образом, к отклонению реального токораспределения \dot{I} от экономического $\dot{I}_{эк}$ [1, 2]. Для неоднородных электросетей (ЭС) с трансформаторными связями и длинными электропередачами, э.д.с. $\dot{E}_{ур}$ можно определить из выражения [3, 4]:

$$\dot{E}_{ур} = \dot{N}_{Ak} \dot{Z}_B (\dot{I} - \dot{I}_{эк}), \quad (1)$$

где \dot{N}_{Ak} – матрица связей ветвей ЭС в ее контурах, построенная с учетом трансформаторных связей и длинных электропередач [4]; \dot{Z}_B – диагональная матрица сопротивлений ветвей схемы замещения [4], в которой ветви длинных электропередач представлены постоянными четырехполюсника B [5, 6]; $\dot{I}_{эк}$ – вектор экономических токов в ветвях схемы замещения ЭС, определенный на основании расчета экономического режима электросетей с длинными ЛЭП; \dot{I} – вектор токов в

ветвях, который отвечает реальному токораспределению с учетом взаимовлияния ЭС разных классов напряжения, работающих параллельно.

В [4] показано, что токораспределение с минимально-возможными потерями мощности в ЭС с длинными ЛЭП, отвечающее экономическому режиму работы электросетей [1], может быть рассчитано по r -схеме замещения ЭС при таких условиях:

– в схеме замещения учтены активные сопротивления элементов с сосредоточенными параметрами (коротких ЛЭП, трансформаторов и т.п.) и действительные части постоянных четырехполюсников B (для длинных ЛЭП);

– коэффициенты трансформации в контурах принимаются сбалансированными (отсутствуют э.д.с. небаланса);

– коэффициенты распространения волны γ_0 [5, 6] и длины ЛЭП l соотносятся так, что в контурах с длинными ЛЭП не возникает э.д.с. небаланса (постоянные $\dot{A}_i = ch(\gamma_{0i} l_i) = idem$);

Исходя из приведенного выше, выражения для определения векторов $\dot{\mathbf{I}}$ и $\dot{\mathbf{I}}_{\text{ЭК}}$, как функций задающих токов $\dot{\mathbf{J}}$ в узлах схемы замещения ЭС могут быть представленные так:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Y}}_6 \dot{U}_6) + \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_6^T \dot{U}_6; \quad (2)$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{ЭК}} = \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} \times (\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{Y}'_{R6} \dot{U}_6) + \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_6^T \dot{U}_6, \quad (3)$$

где $\dot{\mathbf{M}}_{Ak} = \mathbf{M}^+ + \mathbf{M}^- \mathbf{A}_d \hat{\mathbf{K}}$ – матрица связей ветвей ЭС в ее узлах с учетом идеальных трансформаторов и дальних электропередач [3, 4]; $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T = \mathbf{M}^{T+} + \mathbf{K} \mathbf{A}_d \mathbf{M}^{T-}$ – транспонированная матрица связей ветвей ЭС в ее узлах (символ « T » здесь и далее обозначает операцию транспонирования матриц); \mathbf{M}^{T+} , \mathbf{M}^{T-} – матрицы, которые формируются заменой, соответственно, отрицательных или положительных элементов транспонированной матрицы соединений \mathbf{M}^T [1] нулями; \mathbf{K} , $\hat{\mathbf{K}}$, \mathbf{A}_d – диагональные матрицы, соответственно, прямых и комплексно-сопряженных коэффициентов трансформации трансформаторных ветвей и постоянных четырехполюсника A для остальных ветвей схемы замещения ЭС; $\dot{\mathbf{Y}}_6$, $\dot{\mathbf{Y}}_{R6}$ – столбцы матрицы узловых проводимостей, отвечающие базисному узлу ЭС, определенные, соответственно, по полной схеме замещения и по r -схеме; \dot{U}_6 – напряжение базисного узла ЭС; $\dot{\mathbf{M}}_6^T$ – столбец матрицы соединений $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T$, отвечающий базисному узлу ЭС; \mathbf{R}_B – диагональная матрица сопротивлений ветвей, содержащая активную составляющую матрицы сопротивлений ветвей $\dot{\mathbf{Z}}_B$; $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}$, $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T$, $\dot{\mathbf{M}}_6^T$, \mathbf{Y}'_{R6} – матрицы связей и

пассивных параметров схемы замещения ЭС, определенные с учетом условий расчета экономического режима, представленных выше.

Подставив в (1) выражения для $\dot{\mathbf{I}}$ и $\dot{\mathbf{I}}_{\text{ЭК}}$, после преобразований и упрощений было получено:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{УР}} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \left(\dot{\mathbf{M}}_6^T - \dot{\mathbf{M}}_6^T \right) \dot{U}_6 - j \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \times \left[\begin{array}{l} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{Y}'_{R6} \dot{U}_6) + \\ + \dot{\mathbf{M}}_6^T \dot{U}_6 \end{array} \right] = \dot{\mathbf{E}}'_{\text{УР}} - j \dot{\mathbf{E}}''_{\text{УР}}, \quad (4)$$

где \mathbf{X}_B – диагональная матрица сопротивлений ветвей, содержащая реактивную составляющую матрицы сопротивлений ветвей $\dot{\mathbf{Z}}_B$.

По определению матрицы-столбцы $\dot{\mathbf{M}}_6^T = \dot{\mathbf{M}}_6^T$, т.е. составная $\dot{\mathbf{E}}'_{\text{УР}} = 0$. Таким образом, (4) можно подать в виде:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{УР}} = -j \left(\begin{array}{l} \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_6^T \dot{U}_6 + \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \times \\ \times \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{Y}'_{R6} \dot{U}_6) \end{array} \right), \quad (5)$$

или в относительных единицах в приведении к напряжению базисного узла:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{E}}_{\text{УР}*} &= -j (\dot{\boldsymbol{\mu}}_1* + \dot{\boldsymbol{\mu}}_2*); \\ \dot{\boldsymbol{\mu}}_1* &= \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_6^T; \\ \dot{\boldsymbol{\mu}}_2* &= \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} \mathbf{Y}_n, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\mathbf{Y}_n = (j \dot{U}_6^{-1} - \mathbf{Y}'_{R6})$ – вектор проводимостей нагрузок с учетом взаимных проводимостей базисного узла. Вектора $\dot{\boldsymbol{\mu}}_1*$, $\dot{\boldsymbol{\mu}}_2*$ определяются соотношением реактивных и активных сопротивлений ветвей схемы замещения ЭС, коэффициентами трансформации трансформаторов и постоянными четырехполюсника длинных ЛЭП A , т.е. являются обобщенными показателями неоднородности ЭС. Исходя из (6), отсутствие уравнительных э.д.с. в контурах характерно лишь для ЭС, в которых все ветви отвечают классическому условию однородности [1] $x_i/r_i = idem$ (необходимое условие – $\dot{\boldsymbol{\mu}}_2* = 0$), а коэффициенты трансформации в контурах сбалансированы и для длинных ЛЭП обеспечивается согласованность коэффициентов распространения волны $\gamma_i = \sqrt{(r_i + jx_i)(g_i + jb_i)} = idem$ [6] (достаточное условие – $\dot{\boldsymbol{\mu}}_1* = 0$). Исходя из последнего обеспечить однородность электросетей с длинными ЛЭП проектными мероприятиями – практически невозможно, особенно учитывая существенную зависимость их поперечных проводимостей g_i , b_i от случайного влияния окружающей среды. Для обеспечения режимов их работы, близких к экономическим целесообразно применять мероприятия по оптимальному управлению трансформаторами связи с продольно-поперечным регулированием.

Общесистемные показатели неоднородности ЭС. Оценивание целесообразности оптимизационных мероприятий в ЭС связано с анализом значительного количества возможных вариантов, а выбор лучшего должен быть однозначным. Поскольку предложенные показатели μ_{1*}, μ_{2*} являются векторами, то без дополнительных условий не дают однозначной оценки. Таким образом необходимо ввести общесистемный показатель неоднородности путем приведения векторов μ_{1*}, μ_{2*} к виду числа [2].

Вектора μ_{1*}, μ_{2*} по сути являются набором координат n -мерного вектора-столбца контурных э.д.с., где ортами является напряжение базисного узла. Таким образом, длина вектора эквивалентной уравнивающей э.д.с. с учетом принятого базиса может быть определена из выражения:

$$\mu = \sqrt{\sum_{i=1}^k (\mu_{1*-i} + \mu_{2*-i})^2} . \quad (7)$$

Величина μ является общесистемным показателем неоднородности ЭС. Этот показатель дает возможность оценить влияние изменения топологии и параметров системы на оптимальность ее режимов. Диапазон значений показателя для конкретной ЭС определяется:

$$0 \leq \mu \leq \mu_{\max} ,$$

$$\text{где } \mu_{\max} = \sqrt{\sum_{i=1}^k (\mu_{1*-i})^2 + \sum_{i=1}^k (\mu_{2*-i})^2} .$$

Для оценивания потенциальных возможностей оптимизационных мероприятий, направленных на компенсацию отрицательного влияния неоднородности ЭС (как проектных, так и эксплуатационных), т.е. определение, насколько текущее состояние ЭС далеко от однородного, целесообразно использовать относительный показатель неоднородности:

$$\mu_* = \mu / \mu_{\max} , \quad (8)$$

который изменяется в диапазоне $0 \leq \mu_* \leq 1$. Значение $\mu_* > 0,4 \div 0,5$ является индикатором необходимости внедрения проектных мероприятий по уменьшению неоднородности ЭС, или, что более актуально, внедрения систем автоматического управления трансформаторами связи для перераспределение естественных потоков мощности с принудительным приближением их к потокораспределению в однородной ЭС. Этим достигается уменьшения потерь электроэнергии при передаче.

Развитие метода определения оптимальных управляющих воздействий в ЭЭС с дальними электропередачами. Для компенсации отрицательного влияния неоднородности параметров электросетей ЭЭС за счет управления РУ в контуры необходимо ввести э.д.с. небаланса $\dot{E}_{\text{нб}} \rightarrow -\dot{E}_{\text{ур}}$, за счет чего токи небаланса $\dot{I}_{\text{нб}}$ частично или полностью компенсируют фиктив-

ные уравнивающие токи $\dot{I}_{\text{ур}}$ [3]. В общем случае для j -го контура, принадлежащего системе базисных контуров [2], э.д.с. небаланса определяется:

$$\dot{E}_{\text{нб}j} = \left(1 - \prod_{i \in \text{ТР}j} k_i \right) \dot{U}_{\text{б}} , \quad (9)$$

где k_i – коэффициент трансформации i -го трансформатора, который принадлежит множеству трансформаторов j -го контура.

Фиктивные уравнивающие э.д.с. в неоднородных ЭС, содержащих трансформаторные связи и длинные электропередачи, можно определить из выражения (4). Для случая нескольких балансирующих узлов выражение можно подать так:

$$\dot{E}_{\text{ур}} = \dot{E}_{*\text{нб}.k} \dot{U}_{\text{б}} - j \left(\dot{E}_{*\text{нб}.j} \dot{U}_{\text{б}} + \dot{Z}_{\text{ф.ур}} \mathbf{J} \right) , \quad (10)$$

где $\dot{E}_{*\text{нб}.k} = \dot{N}_{Ak} \left(\dot{M}_{\text{б}}^T - \dot{M}_{\text{б}}^T \right)$ – матрица относительных контурных э.д.с., которые определяются несбалансированными коэффициентами трансформации и коэффициентами распространения волны длинных ЛЭП (j -ий элемент $\dot{E}_{*\text{нб}j}$ отвечает выражению (9)); $\dot{U}_{\text{б}}$ – вектор-столбец напряжений балансирующих узлов;

$\dot{E}_{*\text{нб}.j} = \dot{N}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \left(\dot{M}_{\text{б}}^T - \dot{M}_{Ak}^T \left(\dot{M}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{M}_{Ak}^T \right)^{-1} \mathbf{Y}'_{R\text{б}} \right)$ – матрица относительных контурных э.д.с., которая определяется перетоками мощности между балансирующими источниками электроэнергии ЭС и зависит от неоднородности системы;

$\dot{Z}_{\text{ф.ур}} = \dot{N}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{M}_{Ak}^T \left(\dot{M}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{M}_{Ak}^T \right)^{-1}$ – матрица фиктивных контурных сопротивлений, которая определяет уравнивающие э.д.с., как функцию неоднородности продольных и поперечных параметров ЭС.

Для случая ЭС с единственным базисным узлом $\dot{E}_{*\text{нб}.j} = 0$, а э.д.с. небаланса определяются только несбалансированными коэффициентами трансформации. Оптимальное корректирование указанных параметров РУ обеспечивает выполнение условия экономичности токораспределения в ЭЭС и, соответственно, перетоков мощности и взаимовлияния электросетей разных классов напряжения ($\dot{E}_{\text{ур}} \rightarrow 0$).

Если решается задача оптимизации потокораспределения ЭЭС с несколькими балансирующими источниками электроэнергии, то к э.д.с. небаланса прибавляется составляющая, определяемая перетоком мощности между источниками $\dot{E}_{*\text{нб}.j} \dot{U}_{\text{б}}$. Компенсировать уравнивающие э.д.с. в таком случае можно, кроме указанного выше, регулированием напряжения в центрах питания (изменением генерации реактивной и активной мощностей ЭС).

Условие обеспечения экономического токораспределения $\dot{E}_{\text{ур}} = 0$, исходя из (10) может быть

представлено так:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{нб},k}^{\text{opt}} = j(\dot{\mathbf{E}}_{\text{нб},\gamma}^* \dot{\mathbf{U}}_{\text{б}} + \dot{\mathbf{Z}}_{\text{ф.ур}} \mathbf{J}), \quad (11)$$

где $\dot{\mathbf{E}}_{\text{нб},k}^{\text{opt}} = \dot{\mathbf{E}}_{\text{нб},k}^* \dot{\mathbf{U}}_{\text{б}}$ – вектор оптимальных контурных э.д.с. небаланса, которые по физической природе могут быть реализованы изменением параметров РУ. Оптимальное значение коэффициента трансформации регулирующего трансформатора \dot{k}_0^{opt} для j -го базисного контура, который начинается с i -го базисного узла, исходя из (9), может быть определено из выражения:

$$\dot{k}_0^{\text{opt}} = \left(1 - \dot{E}_{\text{нб},k_j}^{\text{opt}}\right) / \left(\prod_{s \in \text{TP } j; s \neq 0} \dot{k}_s \cdot \prod_{s \in \text{DL } j} \dot{A}_s \right), \quad (12)$$

где \dot{A}_s – постоянная четырехполюсника для s -ой ЛЭП [6], входящей во множество длинных линий j -го контура $\text{DL } j$.

Таким образом, используя выражения (11), (12) можно определять оптимальные коэффициенты трансформации регулирующих трансформаторов с учетом изменения нагрузки потребителей, планового генерирования источников электроэнергии, а также последствий первичного регулирования напряжения. В отличие от результатов предыдущих исследований, в (11), (12) учитывается влияние особенностей процесса передачи электроэнергии по длинным ЛЭП, что повышает адекватность решений по оптимальному управлению нормальными режимами ЭС.

Особенности реализации автоматического управления потоками мощности в ЭЭС. Для реализации системы автоматизированного управления потоками мощности и напряжением в электрических системах, которая бы обеспечивала возможности оперативного управления согласно (11), (12), целесообразно использовать классическую двухконтурную схему [2, 3] с децентрализацией функций реального времени. На первом этапе (в контуре централизованного управления) определяются причины неоптимального функционирования ЭЭС и перечень доступных регулирующих устройств. Для этого выполняется ретроспективный анализ результатов управления режимами на основании краткосрочного планирования, а также оцениваются показатели неоднородности ЭС. Далее, используя полную информацию о параметрах ЭС, определяются и корректируются матрицы условно постоянных параметров, входящие в (11). С использованием разработанных в [2] математических моделей осуществляется адаптация законов управления к реальным условиям функционирования регулирующих устройств, выполняется ранжирование регулирующих устройств по приоритету управления с учетом их надежности и остаточного ресурса. Определяются зоны нечувствительности локальных систем управления устройствами регулирования, позволяющие установить рациональную интенсивность переключений

для каждого трансформатора. Кроме того, обеспечивается координация их работы в процессе оперативного управления таким образом, чтобы снижение потерь мощности достигалось минимальным количеством переключений.

На втором этапе (в контуре локального управления) полученные математические модели (11) используются для определения расчетного значения управляющих воздействий (12) и принятия решений относительно целесообразности их реализации. Управление в темпе процесса осуществляется только в контуре оперативного управления. Во внешнем контуре, при необходимости, может осуществляться коррекция пассивных параметров ЭЭС для (12). Однако, такое изменение чаще осуществляется на стадии краткосрочного планирования режимов, после значительных изменений нагрузок или при существенных отклонениях параметров регулирующих устройств от плановых [7].

Подобная схема реализации системы управления позволяет обеспечить децентрализацию части информационных функций без потери принципов централизованного управления, поскольку на протяжении основного времени (режимы нормальной эксплуатации ЭЭС) регулирование параметров трансформаторов осуществляется на основании локальных параметров, обеспечивая условный оптимум общесистемного критерия [3, 7]. Отклонение пассивных параметров ЭЭС или параметров режима централизованно контролируется и в случае необходимости корректируются отдельные параметры моделей (11) и (12). Таким образом, по сути реализуется централизованное оперативное управление режимами ЭС с помощью “децентрализованных” подсистем – локальных регулирующих устройств на отдельных трансформаторных подстанциях (электрических станциях).

Оперативное управление режимами ЭЭС выполняется с помощью комплекса программ “АЧП” [2, 3] с использованием микропроцессорного устройства автоматического контроля и управление функционированием (АКУФ) РУ [7]. С целью адаптации законов управления и учета технических ограничений относительно регулирующего трансформатора по уровням напряжения и коэффициентам трансформации, вектор наблюдения уточняется путем измерения параметров режима (токов и напряжений) непосредственно на управляемом трансформаторе. Такой подход позволяет повысить устойчивость управления к изменению внешних факторов и реализовать его автоматическим или автоматизированным способом в рамках существующей АСДУ [7].

Таким образом, в случае автоматического управления по закону (11), сначала выполняется проверка необходимости уточнения пассивных параметров ЭЭС. Далее программой-драйвером генерируется запрос для АКУФ РУ на измерение местных параметров электрической сети, которые служат для уточнения данных, полученных от

базы данных оперативно-информационного комплекса ЭЭС. Используя указанную информацию, согласно закону управления (11), определяются оптимальные значения коэффициента трансформации (12) и номер отпайки РУ, которую необходимо установить.

Применение АКУФ РУ [7], позволяет ввести в систему управления нормальными режимами ЭС обратной связью, контролировать выполнение управляющих воздействий и оценивать эффективность управления как отдельными трансформаторами, так и энергосистемой в целом. Последнее дает возможность автоматизировать ряд функций оперативного управления и повысить эффективность использования РУ касательно уменьшения потерь активной мощности в ЭЭС.

Выводы. 1. Электроэнергетические системы, как искусственные системы, не являются оптимальными с точки зрения потерь электроэнергии во время ее производства, передачи и распределения. Совершенствование систем выполняется в процессе их развития и реконструкции, а также во время эксплуатации – путем оптимального управления. Поскольку на сегодня нет единой стратегии относительно формирования и координации оптимальных решений по общесистемному критерию, то технологические процессы в ЭС сопровождаются потерями электроэнергии, которые превышают технически возможные и экономически целесообразные.

2. В работе поставлена задача разработки метода определения общесистемного показателя неоднородности ЭС, содержащей длинные линии электропередачи. Показано, что приведенная математическая модель неоднородности электрических сетей с учетом особенностей функционирования длинных линий электропередач может быть использована для разработки новых, более эффективных методов оптимизации нормальных режимов магистральных электросетей ЭЭС.

3. Задачи компенсации отрицательного влияния неоднородности электросетей с трансформаторными связями и длинными линиями электропередачи должны решаться с учетом особенностей влияния последних на процесс передачи и распределения электроэнергии. Исходя из этого была

предложена математическая модель оптимальных э.д.с. небаланса, а также метод определения оптимальных коэффициентов трансформации РУ с учетом волновых свойств длинных ЛЭП, а также влияния несбалансированных коэффициентов трансформации трансформаторов связи и регулирования напряжения в балансирующих узлах ЭЭС. Такое усовершенствование позволяет принимать более эффективные решения в задачах оптимального управления потоками мощности и напряжением в ЭС.

Литература

1. Холмский В. Г. Оптимизация потокораспределения в замкнутых электрических сетях с высокой степенью неоднородности / В. Г. Холмский // Электричество. – 1965. – №9. – С. 16–21.

2. Лежнюк П. Д. Моделирование компенсации влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Д. И. Оболонский // Электричество. – 2007. – №11. – С. 2-8.

3. Лежнюк П. Д. Взаимовлияние электрических сетей и систем в процессе оптимального управления их режимами / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Б. Бурикин: Монография. – Винница: УНИВЕРСУМ-Винница, 2008. – 123 с.

4. Кулик В. В. Комбинированные модели розмальных режимов электрических систем с учетом особенностей длинных линий электропередачи / В. В. Кулик, С. Я. Вишневецкий // Научные труды ВНТУ. – 2012. – №1. – С. 1–7. Электронный ресурс. Режим доступа: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2012_1/2012-1_files/ru/12vvkltl_ru.pdf

5. Веников В.А. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока / В. А. Веников, Ю. П. Рыжов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 272 с.

6. Сулейманов В. М. Электрические сети и системы / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПИ», 2008. – 456 с.

7. Лежнюк П. Д. Реализация контроля и управления функционированием трансформаторов в электроэнергетических системах / П. Д. Лежнюк, К. И. Кравцов // Весник Винницкого политехнического института. – 2010. – №6. – С. 84 – 86.

Д.т.н., профессор Петр Лежнюк,

Винницкий национальный технический ун-т
Хмельницкое шоссе, 95,
21021, г. Винница (Украина)
Тел +38 (0432) 598-377,
e-mail: lpd@mail.ru

К.т.н., доцент Владимир Кулик

Винницкий национальный технический ун-т
Хмельницкое шоссе, 95,
21021, г. Винница (Украина)
Тел +38 (0432) 598-377,
e-mail: kulik_vv@mail.ru

Святослав Вишневецкий

Винницкий национальный технический ун-т
Хмельницкое шоссе, 95,
21021, г. Винница (Украина)
Тел +38 (0432) 598-377,
e-mail: slava_vish@mail.ru